Информация в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме не является полной и может измениться. Предварительный инвестиционный меморандум не является предложением продажи каких-либо ценных бумаг и не является запросом о предложении купить ценные бумаги в какой-либо юрисдикции, где предложение или продажа не разрешены.

Настоящий Предварительный инвестиционный меморандум подготовлен исключительно с целью ознакомления потенциальных инвесторов с АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" "KEGOC" ("KEGOC") в связи с предлагаемым листингом простых акций KEGOC в первой категории сектора "Акции" официального списка Казахстанской фондовой биржи ("KASE"). Заявления о допуске ценных бумаг к торгам на KASE еще не делалось, но ожидается, что оно будет сделано в будущем. Потенциальные инвесторы могут иметь интерес к приобретению ценных бумаг, которые будут обращаться на KASE, если те будут включены в списки. В дополнение, KEGOC рассматривает возможность предложения ценных бумаг, но окончательное решение по этому предложению подлежит одобрению со стороны Правительства Республики Казахстан, Акционерного Общества "Фонд национального благосостояния "Самрук-Қазына", который является контролирующим акционером KEGOC и Совета Директоров KEGOC.

Любое включение ценных бумаг KEGOC в списки KASE и любое предложение ценных бумаг со стороны KEGOC обусловлено одобрением окончательной версии инвестиционного меморандума со стороны KASE. Официальным документом, относящимся к информации, используемой в целях предложения ценных бумаг, является Проспект выпуска акций – отдельный и отличный от настоящего Предварительного инвестиционного меморандума и любого окончательного инвестиционного меморандума. Настоящий Предварительный инвестиционный меморандум не представляет собой предложение продать ценные бумаги или запрос о предложении о покупке ценных бумаг, ни, также, не должно иметь места каких-либо продаж ценных бумаг в каком-либо государстве или юрисдикции, в которых такое предложение, запрос или продажа были бы незаконными до регистрации или получения квалификации согласно законодательству о ценных бумагах такого государства или юрисдикции".

KEGOC ожидает, что полная официальная версия инвестиционного меморандума будет размещена в соответствующей рубрике интернет ресурса KASE после завершения процедуры включения простых акций Компании в официальный список KASE. Компания рекомендует потенциальным инвесторам при принятии ими любых инвестиционных решений в отношении акций Компании руководствоваться полной официальной версией инвестиционного меморандума.

KASE не несёт ответственности за содержание Проекта.

Проект

Предварительный Инвестиционный Меморандум (подлежит окончательной доработке)

Акционерное общество "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) "KEGOC"

(зарегистрированное в Республике Казахстан в соответствии с Законом об акционерных обществах с регистрационным номером 6801-1901-АО)

Данный Предварительный инвестиционный меморандум содержит информацию относительно акционерного общества "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) "KEGOC" (далее - "**KEGOC**", или "**Компания**"), зарегистрированного в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Компания рассматривает возможность предложить простые акции ("**Акции**") исключительно в Республике Казахстан гражданам Республики Казахстан и Акционерному Обществу "Единый накопительный пенсионный фонд" ("**ЕНПФ**"), организованному в соответствии с законодательством Республики Казахстан ("**Потенциальное предложение**"). Компания вправе осуществить Потенциальное предложение только на основании соответствующего решения Правительства Республики Казахстан, а также иных требуемых согласований.

Инвестирование в Акции связано с определенными рисками. До принятия решения об инвестировании в Акции, потенциальные инвесторы должны ознакомиться со всем документом, в особенности с разделом "ФАКТОРЫ РИСКА", начиная со страницы 17.

Акции не были и не будут зарегистрированы в соответствии с Законом США "О Ценных бумагах" 1933 года (с изменениями), включая правила и нормативные положения, изложенные в нем ("Закон США о ценных бумагах"), и, за некоторыми исключениями, не могут быть предложены к продаже или проданы в Соединенных Штатах Америки ("США").

Выпуск Акций зарегистрирован в Национальном банке Республики Казахстан 18 марта 2013 года и 10 сентября 2014 года. Компания планирует обратиться за включением Акций в первую категорию сектора "Акции" официального списка KASE в связи с Потенциальным предложением. Настоящий Предварительный инвестиционный меморандум был представлен Акционерному Обществу "Казахстанская Фондовая Биржа" ("**KASE**") в связи с возможным листингом акций на KASE. Заявлений о регистрации Акций или об их допуске к торговле на иных фондовых площадках не подавалось, и подача таких заявлений в настоящий момент не планируется.

Единственный финансовый консультант

Halyk Finance

Информация в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме не является полной и может измениться. Ценные бумаги, описанные в нем не могут быть включены в списки биржи, пока заявление об этом не было подано и одобрено Казахстанской фондовой биржей. Настоящий Предварительный инвестиционный меморандум не представляет собой предложение о продаже ценных бумаг или запрос о предложении о покупке ценных бумаг в любой юрисдикции, где такое предложение или продажа не разрешены.

PROJECT

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ 4

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ 7

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА 10

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБМЕННОМ КУРСЕ 12

КРАТКИЙ ОБЗОР ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ 13

ЛИСТИНГ 25

ФАКТОРЫ РИСКА 27

ДИВИДЕНДЫ И ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА 51

КАПИТАЛИЗАЦИЯ 53

ВЫБОРОЧНАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ 54

КОММЕНТАРИИ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 58

ОБЗОР ОТРАСЛИ 106

НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ 115

БИЗНЕС 124

ОСНОВНОЙ АКЦИОНЕР 172

СДЕЛКИ, В СОВЕРШЕНИИ КОТОРЫХ ИМЕЕТСЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ (СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ) 173

ОПИСАНИЕ УСТАВА 178

РУКОВОДСТВО 184

ОПИСАНИЕ УСТАВНОГО КАПИТАЛА 201

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ 205

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЛИСТИНГЕ 207

ГЛОССАРИЙ ТЕРМИНОВ 215

ИНДЕКС ФИНАНСОВЫХ ОТЧЕТОВ 220

ФИНАНСОВЫЕ ОТЧЕТЫ 219

КОНСУЛЬТАНТЫ, БАНКИ И АУДИТОРЫ КОМПАНИИ 221

ПРОЕКТ

ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акции не предлагались к приобретению неограниченному кругу инвесторов внутри и за пределами Республики Казахстан ("**Казахстан**"). Акции будут предоставлять их держателям равные права с держателями ранее выпущенных акций Компании, включая равное право на получение дивидендов или иных выплат, которые будут объявлены или выплачены по акциям Компании после Потенциального предложения.

Инвесторы должны полагаться на информацию, представленную в данном Предварительном инвестиционном меморандуме. Ни одно лицо не уполномочено предоставлять какую-либо информацию или делать какие-либо заверения кроме тех, что содержатся в данном Предварительном инвестиционном меморандуме. Если такая информация или заверения будут предоставлены инвесторам каким-либо лицом, инвесторы не должны полагаться на такую информацию или заверения, как на утвержденные Компанией или акционерным обществом "Дочерняя организация "Народного Банка Казахстана Halyk Finance" ("**Финансовый консультант**") или каким-либо из их аффилиированных лиц. Опубликование настоящего Предварительного инвестиционного меморандума или совершение каких-либо сделок по купле-продаже Акций, осуществленных на основании настоящего Предварительного инвестиционного меморандума, ни при каких обстоятельствах не означает, что с момента опубликования не произошло никаких изменений в деятельности Компании, или что информация, содержащаяся в настоящем документе, будет оставаться достоверной в какой-либо момент после даты настоящего Предварительного инвестиционного меморандума.

Содержание Предварительного инвестиционного меморандума не должно толковаться как юридическая, финансовая или налоговая консультация. Каждый потенциальный инвестор должен обратиться к своему собственному юридическому, финансовому или налоговому консультанту за юридической, финансовой или налоговой консультацией. Компания и Финансовый консультант не дают никаких заверений адресату оферты или покупателю Акций относительно законности их инвестиций.

Информация, которая содержится в данном Предварительном инвестиционном меморандуме, была предоставлена Компанией и получена из других источников, указанных в настоящем документе. Финансовый Консультант не дает никаких заверений, явных или подразумеваемых, и не берет на себя никакой ответственности в отношении точности или полноты какой-либо информации, содержащейся в данном документе. Данный Предварительный инвестиционный меморандум не является основанием для какой-либо кредитной или другой оценки и не должен считаться рекомендацией о подписке на Акции или их приобретении, которую Компания или Финансовый консультант сделали какому-либо получателю данного Предварительного инвестиционного меморандума. Каждый потенциальный инвестор должен полностью прочесть Предварительный инвестиционный меморандум и определить для себя относимость информации, которая содержится в данном Предварительном инвестиционном меморандуме. Решение любого потенциального инвестора о подписке на Акции должно быть основано на исследовании, которое потенциальный инвестор сочтет необходимым. При принятии инвестиционного решения потенциальные инвесторы должны полагаться на собственное изучение Компании и условий данного документа, включая сопутствующие риски.

Распространение данного Предварительного инвестиционного меморандума, а также предложение или продажа Акций в определенных юрисдикциях могут быть ограничены законодательством. Компания или Финансовый консультант не предпринимали никаких действий, которые бы разрешали публичное предложение Акций или обладание данным Предварительным инвестиционным меморандумом (или любым другим предложением, или рекламным материалом, или формой заявления, касающимися Акций) или публикацию данного Предварительного инвестиционного меморандума или его распространение в любых юрисдикциях, в которых для таких целей требуются определенные действия, за исключением Казахстана. Лица, которые могут получить данный Предварительный инвестиционный меморандум, должны самостоятельно ознакомиться с какими-либо подобными ограничениями и соблюдать их. Любое несоблюдение таких ограничений может являться нарушением законодательства о ценных бумагах в какой-либо юрисдикции.

Данный Предварительный инвестиционный меморандум не является предложением о подписке на Акции или предложением покупки Акций в любой юрисдикции, в которой предложение или продажа Акций являются незаконными.

В связи с Потенциальным предложением Финансовый консультант действует исключительно в интересах Компании и не несет ответственности перед какими-либо иными лицами за обеспечение защиты, распространяющейся на клиентов Финансового консультанта, а также не несет ответственность за предоставление консультаций в отношении сделок и договоренностей, описанных в настоящем документе.

Акции не были и не будут зарегистрированы в Комиссии по ценным бумагам и биржам США ("**SEC**"), каких-либо комиссиях по ценным бумагам и биржам США или в иных регулирующих органах США, и ни один из вышеупомянутых органов не рассматривал и не давал никаких рекомендаций ни в отношении преимуществ Акций, ни в отношении достоверности или точности настоящего Предварительного инвестиционного меморандума. Любые заверения в обратном являются уголовным преступлением в США. Проспект, зарегистрированный Национальным банком Республики Казахстан 10 сентября 2014 года ("**Проспект**") и инвестиционный меморандум являются единственными разрешенными и официальными документами, в которых содержится информация в отношении Акций, согласно которым Потенциальное предложение может быть осуществлено в Республике Казахстан. Проспект является отдельным от инвестиционного меморандума документом, который доступен на корпоративном Интернет-ресурсе Компании, официальном интернет ресурсе KASE и Национального банка РК ("**НБК**").

Комментарий инвесторам

Компания и Финансовый консультант требуют от лиц, которые могут получить в свое распоряжение настоящий Предварительный инвестиционный меморандум, изучить и соблюдать любые ограничения, установленные соответствующими законами и действующие в соответствующих юрисдикциях. Не предпринимается никаких действий для того, чтобы получить разрешение на выпуск любого предложения ценных бумаг в любой иной юрисдикции, кроме Республики Казахстан.

Соединенные Штаты Америки

Акции не были и не будут зарегистрированы по Закону США "О ценных бумагах", а также не будут предлагаться или продаваться в США. Акции предлагаются инвесторам за пределами США в соответствии с Положением S Закона США "О ценных бумагах". Кроме того, до истечения 40 дней с момента начала предложения ценных бумаг, предложение или продажа Акций в США дилером, независимо от того, является ли он участником предложения ценных бумаг или не является таким участником, может нарушить требования к регистрации, предъявляемые в соответствии с Законом США "О ценных бумагах".

Европейское экономическое пространство

Финансовый консультант не предлагал никаких Акций широкой публике ни в одном из государств-членов Европейского экономического пространства, реализовавших "Директиву об эмиссионных проспектах" (отдельно именуемых "**Соответствующее Государство-член**"), с даты реализации "Директивы об эмиссионных проспектах" Соответствующим Государством-членом (включительно) ("**Соответствующая дата реализации**") до даты:

- Публикации проспекта в отношении Акций; а также
- Утверждения такого проспекта компетентным органом такого Соответствующего Государства-члена, либо, в соответствующих случаях, утверждения такого проспекта компетентным органом другого такого Соответствующего Государства-члена и уведомления об этом в адрес компетентного органа такого Соответствующего Государства-члена; при условии соответствия всех таких действий "Директиве об эмиссионных проспектах".

В целях настоящих положений, выражение "предлагать Акции широкой публике" означает, в отношении любых Акций в любом Соответствующем Государстве-члене, сообщение, в любой

форме и любыми средствами, достаточной информации в отношении условий предложения ценных бумаг и Акций, позволяющей инвестору принять решение о покупке или подписке на Акции, в той мере, в которой такая информация может различаться в таком Государстве-члене в рамках мер реализации "Директивы об эмиссионных проспектах" этим Государством-членом. Выражение "Директива об эмиссионных проспектах" означает Директиву 2003/71/ЕС и включает любые соответствующие меры реализации в каждом Соответствующем Государстве-члене.

Российская Федерация

Настоящий Предварительный инвестиционный меморандум не является публичной офертой или рекламой Акций в Российской Федерации, а также не является предложением или приглашением к осуществлению предложений, на покупку каких-либо Акций в Российской Федерации. Акции не предназначены для "размещения" или "публичного обращения" в Российской Федерации, и ни Акции, ни любой другой проспект или иной относящийся к ним документ не были и не будут зарегистрированы в уполномоченном органе Российской Федерации. Любая информация об Акциях в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме предназначена и адресована лицам, находящимся за пределами Российской Федерации. Акции нельзя предлагать, продавать или передавать в Российской Федерации, или любым лицам или в пользу любых лиц (включая юридические лица), являющихся резидентами, учрежденными или обычно находящимися в Российской Федерации, или любым лицам, находящимся на территории Российской Федерации, за исключением случаев, разрешенных законами России.

ПРОЕКТ

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ

Мы сообщаем Вам, что финансовая отчетность за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 года не представлена в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме и не будет представлена в изменениях или дополнениях к настоящему Предварительному инвестиционному меморандуму или в финальной редакции инвестиционного меморандума. Смотрите фактор риска "Предварительный инвестиционный меморандум не содержит финансовой отчетности за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 года".

Финансовая информация

Прошедшая аудит финансовая отчетность Компании, по состоянию на и за периоды, заканчивающиеся 31 декабря 2011, 2012 и 2013 гг., ("**Аудированная финансовая отчетность**") и неаудированная финансовая отчетность Компании на 30 июня 2014 года и за 6 месяцев по вышеуказанную дату ("**Неаудированная финансовая отчетность**") (далее совместно с Аудированной финансовой отчетностью – "**Финансовая отчетность**"), включенная в данный Предварительный инвестиционный меморандум, была подготовлена в соответствии с Международными Стандартами Финансовой Отчетности ("**МСФО**"). Неаудированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с МСФО (IAS) 34 "Промежуточная финансовая отчетность"). Некоторые финансовые данные, относящиеся к предыдущим периодам и представленные в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме, извлечены из Финансовой отчетности без существенных корректировок.

Независимые аудиторы

Аудит финансовой отчетности за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., был проведен предыдущим независимым аудитором Компании – ТОО "Делойт", а аудит финансовой отчетности за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 года и 31 декабря 2013 года, был проведен текущим независимым аудитором Компании – ТОО "Эрнст энд Янг". ТОО "Эрнст энд Янг" проведен обзор по промежуточной неаудированной финансовой отчетности.

Представление показателей, рассчитанных без применения МСФО

Как представлено в данном Предварительном инвестиционном меморандуме, "EBITDA" означает доход от основной деятельности за минусом расходов по себестоимости услуг без учета амортизации, общих административных расходов, без учета амортизации и расходов по реализации. EBITDA является дополнительным методом оценки работы и ликвидности Компании, которая не требуется или не представлена в соответствии с МСФО. Более того, EBITDA не должна рассматриваться как альтернатива доходу после уплаты налогов, доходу до уплаты налогов или любым другим средствам оценки производительности, полученных в соответствии с МСФО, или в качестве альтернативы показателя денежных потоков, полученных в результате операционной деятельности, в качестве системы оценки ликвидности Компании или оценки наличных средств, имеющихся в Компании для инвестирования в развитие ее бизнеса.

Компания представляет EBITDA потому что считает, что этот показатель часто используется аналитиками по ценным бумагам, инвесторами и другими заинтересованными сторонами при оценке подобных эмитентов, большая часть которых представляет EBITDA при предоставлении отчетов о своих результатах. Однако EBITDA имеет ограничения в качестве аналитического инструмента, и не должна рассматриваться отдельно от анализа результатов работы Компании или заменять такой анализ. В качестве оценки производительности Компании EBITDA имеет некоторые ограничения по следующим причинам:

- она не отражает денежные расходы Компании или будущие обязательства по капитальным затратам или контрактные обязательства;
- она не отражает изменения в оборотном капитале Компании или потребность в наличных деньгах для оборотного капитала Компании;

- она не отражает значительные расходы по вознаграждениям или потребность в наличных деньгах для обслуживания платежей по вознаграждениям или платежей по основному долгу Компании;
- она не отражает разницу в подоходном налоге, которая может быть значительной даже для компаний, работающих в одном и том же секторе или стране;
- хотя износ и амортизация являются не денежными затратами, изнашиваемые и амортизируемые активы должны часто заменяться в будущем и EBITDA не отражает никакой потребности в наличных деньгах для такой замены;
- она не отражает доходы или убытки по курсовой разнице;
- другие компании в отрасли, в которой осуществляет деятельность Компания, могут рассчитывать эти показатели способом, отличным от способа Компании, ограничивая ее полезность в качестве средства сравнения.

Округление

Отдельные числовые и процентные показатели, отраженные в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме, представлены в округленном виде. В этой связи, числовые и процентные значения, указанные в качестве итоговых показателей в ряде таблиц, могут отличаться от значений, получаемых путем сложения всех предшествующих им сумм.

Невозможность сравнения определенной финансовой информации

Определенные статьи в консолидированном отчете о доходах за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., не подлежат прямому сравнению с показателями консолидированных отчетов о доходах за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2013 гг. ввиду переклассификации определенных статей в отчетности. Финансовая информация, полученная из консолидированной Финансовой отчетности (как указано в разделе "Обзор – Обзор исторической финансовой информации" и "Выборочная историческая консолидированная финансовая информация"), не подлежала переклассификации. Переклассификации не повлияли на чистую прибыль и совокупный доход или акционерный капитал за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Таким образом, вышесказанные переклассификации не повлияли на изменения в учетной политике Компании.

Валюта

Функциональной валютой Компании является казахстанский тенге. Соответственно, сделки в валюте, не являющейся функциональной валютой Компании, переводятся в тенге по обменному курсу на день совершения соответствующей сделки.

Если не указано иное, все ссылки на "**тенге**", являются ссылкой на официальную валюту Казахстана, все ссылки на "**USD**" или "**доллары США**" являются ссылкой на официальную валюту США, а все ссылки на "**EUR**" или "**евро**" являются ссылкой на единую валюту Европейского экономического и валютного союза.

Информация о Казахстане, рынке и отрасли Компании

Статистические данные и информация, использующиеся в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме в отношении Казахстана и электроэнергетической отрасли этой страны, если не указано иное, были получены из документов и прочих публикаций, выпущенных Агентством по статистике Казахстана, Министерством финансов Казахстана, НБК, а также из других общедоступных источников Казахстана, включая годовой отчет НБК, опубликованный на официальном интернет ресурсе НБК "http://www.nationalbank.kz/". Некоторые из рыночных данных и данных о положении в отношении конкурентов, приведенные в настоящем документе, были получены из публикаций государственных органов США и иных сторонних источников, включая находящиеся в открытом доступе данные Всемирного банка и Международного валютного фонда, а также из публикаций в прессе Казахстана и опубликованных решений Правительства Казахстана ("**Правительство**"). В отношении представленной статистической информации аналогичная статистика может быть получена и из других источников, хотя базовые

допущения и методика, а в дальнейшем и итоговые данные, могут отличаться в разных источниках.

Приведенная выше информация была точно воспроизведена, и насколько известно Компании, и насколько Компания смогла подтвердить на основании информации, опубликованной этими источниками, не было упущено никаких фактов, которые могли бы сделать воспроизведенную информацию неточной или вводящей в заблуждение. В тех случаях, когда в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме используется информация третьих лиц, указаны источники такой информации.

ПРОЕКТ

ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА

Данный Предварительный инвестиционный меморандум включает заявления, которые являются или могут считаться "заявлениями прогнозного характера". Такие заявления прогнозного характера можно определить использованием "прогнозной" терминологии, включая, среди прочего, такие термины как "полагаем", "оцениваем", "ожидаем", "предполагаем", "может", "должен" или отрицательными формами таких терминов, или другими вариантами или сравнительными терминами, или рассмотрением стратегий, планов, целей, будущих событий и намерений. Заявления прогнозного характера включают все вопросы, которые не являются историческими фактами, и они часто упоминаются в данном Предварительном инвестиционном меморандуме. Заявления прогнозного характера включают, среди прочего, заявления о:

- намерениях, мнениях и заявлениях Компании о текущих ожиданиях относительно, среди прочего, результатов работы Компании, финансового состояния, ликвидности, перспектив, роста и стратегий;
- ожиданиях Компании по будущим изменениям тарифов;
- развитии отрасли, в которой осуществляет деятельность Компания.

По своей сути заявления прогнозного характера связаны с рисками и неопределенностью, потому что они относятся к будущим событиям и обстоятельствам, которые могут не произойти. Заявления прогнозного характера не являются гарантией их выполнения в будущем. Фактические результаты работы Компании, финансовое состояние и ликвидность Компании, а также развитие Казахстана и отрасли, в которой осуществляет деятельность Компания, могут существенно отличаться от заявлений прогнозного характера, которые содержатся в данном документе. Важные факторы, которые могут привести к значительному отличию фактических результатов от ожиданий KEGOC, перечислены в предостерегающих заявлениях в данном документе, и включают, среди прочего, следующие:

- эксплуатационные ограничения, включая отказ работы оборудования и трудовые споры;
- неспособность Компании добиться принудительного исполнения прав по Соглашению о взаимоотношениях, которое было заключено между Компанией и Фондом в целях регулирования отдельных аспектов взаимоотношений между ними;
- допущения, лежащие в основе финансовых оценок деятельности KEGOC;
- изменения в постановлениях Правительства, включая тарифную политику и действия Правительства, которые могут повлиять на работу или заявленную инвестиционную программу Компании;
- масштабы и характер развития стратегии и бизнеса KEGOC в будущем;
- вектор дальнейшего развития энергетической отрасли Казахстана;
- ожидания компании KEGOC относительно возможности существенного влияния рисков на деятельность Компании;
- неблагоприятные изменения в экономических или политических условиях в Казахстане; и
- незапланированные события или происшествия, которые влияют на работу Компании или ее производственных объектов; и
- дивидендная политика KEGOC.

Эти и другие факторы более подробно обсуждаются в главах "Факторы Риска" и "Бизнес". Многие из этих факторов не контролируются Компанией. Если один или более из этих рисков или неопределенных факторов осуществятся, или если лежащие в их основе предположения окажутся неверными, фактические результаты могут значительно отличаться от описанных в данном документе как прогнозируемые, предполагаемые, подсчитанные или ожидаемые. За исключением случаев, предусмотренных законодательством или соответствующим уполномоченным органом, Компания не имеет намерения, и не берет на себя обязательств по обновлению информации об

ПРОЕКТ

отрасли или заявлений прогнозного характера, изложенных в данном Предварительном инвестиционном меморандуме.

Любые заявления прогнозного характера в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме отражают текущие взгляды Компании в отношении будущих событий и подвержены тем или иным рискам, неопределенности и допущениям, относящимися к бизнесу, финансовому положению, операционным результатам, стратегии роста и ликвидности Компании.

Любые заявления прогнозного характера действительны только на дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума. При условии соблюдения любых обязательств, налагаемых законами, правилами или регламентами, Компания не принимает обязательств по актуализации в открытом доступе или по пересмотру любых заявлений в отношении будущего, несмотря на получение новой информации, будущие события или иные обстоятельства. Все последующие письменные и устные заявления в отношении будущего, относящиеся к нам или к лицам, выступающим от нашего имени, должны рассматриваться только во всей их полноте на основании содержащейся в них информации. Перед принятием инвестиционного решения потенциальным инвесторам следует обратить особое внимание на те факторы, указанные в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме, которые могут привести к изменениям фактических результатов.

ПРОЕКТ

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБМЕННОМ КУРСЕ

В следующих таблицах предоставлена информация об обменном курсе между тенге и долларом США за указанный период, на основании данных, опубликованных НБК.

Эти курсы могут отличаться от фактических курсов, используемых при подготовке финансовой информации, предоставленной в данном документе.

	Тенге за доллар США			
	Наивысший	**Наименьший**	**Средний**	**Конец периода**
Год, закончившийся 31 декабря				
2009 ……	151,4	120,8	147,5	148,4
2010 ……	148,5	146,4	147,3	147,4
2011 ……	148,4	145,2	146,6	148,4
2012 ……	150,9	147,5	149,1	150,7
2013 ……	154,5	150,2	152,1	153,6
Январь 2014 г……..	155,54	154,06	154,79	155,54
Февраль 2014 г……	184,95	155,46	172,44	184,06
Март 2014 г…….	184,08	181,78	182,33	182,04
Апрель 2014 г……..	182,07	182,01	182,04	182,05
Май 2014 г…….	183,96	182,01	182,36	183,05
Июнь 2014 г…….	183,51	183,49	183,51	183,51

Настоящий Предварительный инвестиционный меморандум не содержит никаких заверений относительно того, что суммы, указанные в тенге или в долларах США, могут быть конвертированы в тенге или доллары США (сообразно обстоятельствам) по конкретной ставке либо относительно возможности подобного конвертирования как такового.

ПРОЕКТ

КРАТКИЙ ОБЗОР ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ПРЕДЛОЖЕНИЯ

*Следующий раздел необходимо рассматривать в качестве вступления к более подробной информации, изложенной в данном Предварительном инвестиционном меморандуме. До принятия решения об инвестировании в Акции, потенциальные инвесторы должны внимательно ознакомиться со всем инвестиционным меморандумом, включая Финансовую отчетность. В частности, потенциальные инвесторы должны внимательно изучить факторы, указанные в разделе "*ФАКТОРЫ РИСКА*". Данный краткий обзор не содержит всей информации, которая может быть важной для инвесторов, и любое решение потенциального инвестора об инвестировании в Акции должно основываться на изучении всего инвестиционного меморандума, а не только на данной сводной информации.*

Обзор

KEGOC является компанией, учрежденной в Казахстане, предоставляющей услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии в Казахстане. Компания была образована в 1997 году в рамках инициативы Правительства по реструктуризации управления энергетической системой Казахстана. В настоящее время в Компании работает 4 729 сотрудников. На момент составления данного Предварительного инвестиционного меморандума Компания являлась 100% дочерней компанией Акционерного Общества "Фонд национального благосостояния "Самрук-Қазына" ("**Фонд**"), а после Потенциального предложения Фонду будут принадлежать, как минимум 90% плюс одна акция Компании.

В качестве назначенного государством системного оператора Компания управляет Единой электроэнергетической системой Казахстана ("**ЕЭС**"). По состоянию на дату Предварительного инвестиционного Меморандума, ЕЭС состоит из (а) Национальной электрической сети ("**НЭС**"); (б) 76 электростанций (включая 8 электростанций национального значения); (в) 21 распределительных электросетевых компаний; и (г) 129 оптовых потребителей. KEGOC владеет и управляет активами НЭС, состоящими из высоковольтных линий электропередачи 35-1150 кВ протяженностью 24 564,733 километров и 77 подстанций, а также осуществляет техническое обслуживание и ремонт этих активов. KEGOC обеспечивает передачу электрической энергии по межгосударственным и межрегиональным линиям электропередачи, связь электрических станций с региональными электросетевыми компаниями и крупными потребителями. Остальные активы ЕЭС принадлежат третьим лицам. KEGOC не владеет акциями или долями участия в электростанциях, производящих электроэнергию, либо в компаниях, осуществляющих эксплуатацию распределительной сети. В целом, KEGOC отвечает за передачу электроэнергии от электростанций до распределительных компаний и крупных потребителей. KEGOC не осуществляет передачу электроэнергии населению.

Основная роль Компании заключается в обеспечении беспрерывной работы ЕЭС и осуществление контроля НЭС в соответствии с текущими техническими, экономическими и природоохранными требованиями. KEGOC работает над достижением данных задач:

- выполняя требования Правительства по обеспечению надежного функционирования ЕЭС;
- обеспечивая рост акционерной стоимости, развивая свою основную деятельность и увеличивая транзитный потенциал НЭС, а также обеспечивая максимальное использование экспортного потенциала казахстанской ЕЭС; и
- развивая практику корпоративного управления и обеспечивая устойчивое развитие Компании.

В 2013 году Компания получила доход в сумме 73 811 723 тысячи тенге от своей основной деятельности. Из них: 44 351 735 тысяч тенге было получено от деятельности Компании по передаче электрической энергии по сетям Компании, 10 827 210 тысяч тенге от диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, 6 843 284 от организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Остальная часть основного дохода получена за счет:

- продажи электрической энергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии от планового;
- реализации покупной электрической энергии в целях компенсации внеплановых перетоков;
- реализации услуг по резервированию электрической мощности;
- реализации услуг по регулированию мощности и др.

Сильные стороны

Компания обладает следующими ключевыми сильными сторонами, которые, по мнению руководства, помогут ей удержать и усилить свое положение в качестве ведущего поставщика услуг по передаче электрической энергии в Казахстане:

Будучи владельцем и оператором НЭС, Компания является ведущей компанией Казахстана по передаче электрической энергии

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, KEGOC был назначен системным оператором, является владельцем и оператором НЭС и, соответственно, имеет право на передачу электрической энергии по сетям НЭС, которая включает электрические подстанции, распределительные устройства межрегиональные и/или межгосударственные линии электропередачи. Являясь системным оператором, KEGOC также оказывает услуги по передаче электрической энергии по сетям Компании, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии, отнесенных Законом о естественных монополиях к сфере естественных монополий. KEGOC включен в Государственный регистр субъектов естественной монополии. На рынке Казахстана Компания сталкивается с ограниченной конкуренцией со стороны операторов частных линий электропередач.

В 2013 году Компания (а) оказала услуги по передаче электрической энергии по сетям Компании в объеме 41 055 млн. кВтч, что составляет 40,13% от общего потребления электрической энергии в Казахстане, (б) оказала услуги по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии в объеме 83 863 млн. кВтч, и (в) оказала услуги по организации балансирования производства и потребления электрической энергии в объеме 153 521 млн. кВтч. Руководство полагает, что Компания сохранит свое право собственности и управления НЭС в соответствии с законодательством Казахстана и, тем самым, сохранить положение KEGOC в качестве ведущей компании Казахстана по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и по организации балансирования производства-потребления электрической энергии.

Компания располагает значительной базой активов и имеет успешные капиталовложения

После получения Казахстаном независимости, Правительство передало Компании право собственности и управления НЭС, которая в настоящее время состоит из линий электропередачи 35-1150 кВ протяженностью 24 564,733 километров и соответствующей инфраструктуры. Компания реализует инвестиционную программу, направленную на поддержание и модернизацию оборудования электрических подстанций, и увеличение передающей способности линий электропередачи между регионами страны для более эффективного управления передачей электрической энергии. Компания имеет определенный опыт реализации крупномасштабных инвестиционных проектов и полагает, что сможет успешно реализовать следующие стадии своей инвестиционной программы.

Стабильная макроэкономическая ситуация в Казахстане с растущим спросом на электрическую энергию

В соответствии с опубликованными статистическими данными рост внутреннего валового продукта составил 5,0% в 2012 году, 6,0% в 2013 году. В 2014 году прогнозируется рост ВВП на уровне 5,0%. Существенный рост экономики Казахстана привел к возрастающему спросу на электричество. С 2010 по 2013 годы объем оказанных Компанией услуг по передаче электрической энергии увеличился с 30,3 млрд. кВт.ч до 41,1 млрд. кВт.ч, что составляет

среднегодовой рост на 8,3%. Казахстан также имеет низкий уровень государственного долга. Ожидается, что стабильная макроэкономическая ситуация в Казахстане, включая стабильный рост казахстанской экономики, приведет к росту розничного и промышленного спроса на передачу электрической энергии.

Сильная поддержка акционера и Правительства

Компания в настоящее время полностью принадлежит Фонду. После Потенциального предложения, Фонду будут принадлежать 90% плюс одна акция KEGOC. Заявленной миссией Фонда является максимизация долгосрочной ценности принадлежащих Фонду национальных компаний и увеличение их операционной эффективности. В результате, руководство Компании полагает, что после Потенциального предложения Фонд продолжит играть значительную роль в работе Компании и дальнейшем развитии Компании. Ведущая роль Фонда в экономическом развитии Казахстана, как ожидается, будет содействовать Компании в реализации ее инвестиционных программ, улучшая ее операционную эффективность и поддерживая взаимоотношения с ведущими промышленными потребителями, а также создавая новые взаимоотношения с промышленными потребителями в Казахстане и экспортным рынком.

Компетентное руководство, обладающее большим опытом и высококвалифицированная рабочая сила

KEGOC обладает сильной командой руководителей, которые имеют большой опыт руководства в энергетических компаниях Казахстана и на государственной службе. Состав и опыт Команды руководителей Компании сыграли основную роль в ее росте, и руководство полагает, что такой опыт будет жизненно необходимым для успешной реализации Компанией будущих стратегий и расширения бизнеса. Кроме того, Компании удается привлекать высококвалифицированных, профессиональных и приверженных Компании сотрудников, с многолетним опытом в управлении и обслуживании сетей электропередачи. Руководство Компании верит, что положение Компании как лидера по передаче электроэнергии, содействует в найме высококвалифицированных кандидатов. Компания предоставляет большие возможности для обучения, включая профессиональное обучение на местах, для поддержания и развития навыков и расширения опыта своих работников. Работники KEGOC отмечают высокий уровень удовлетворенности, что способствует эффективной работе Компании.

Привлекательная дивидендная политика

Компания может выплачивать дивиденды как по итогам года, так и по итогам полугодия в зависимости от финансовых результатов соответствующего периода. Выплата дивидендов регулируется законодательством Казахстана, Уставом Компании и дивидендной политикой Компании. В соответствии с дивидендной политикой Компания намеревается выплачивать дивиденды в размере не менее 40% от чистого дохода за соответствующий финансовый период. Однако, фактическая возможность выплаты дивидендов зависит от требований законодательства Казахстана, которое ограничивает и даже может запретить выплату дивидендов. Кроме того, Совет директоров должен учитывать договорные и иные обязательства, принятые Компанией и должен принимать во внимание любые иные факторы, в том числе финансовое положение Компании, прогнозы относительно ее финансового положения, потребности Компании в денежных средствах (например, для капитальных вложений и реализации инвестиционных программ).

Стратегия

Компания видит своей миссией обеспечить, надежное функционирование и эффективное развитие ЕЭС Казахстана с учетом требований новейших стандартов в сфере технологий, экономики, охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья. Руководство Компании ставит своей основной стратегической целью становление Компании в качестве самостоятельной, конкурентоспособной коммерческой организации, которая может успешно работать в Казахстане и в глобальной экономической среде. Как часть процесса осуществления основной стратегической цели, Компания сконцентрируется на реализации стратегии по следующим направлениям:

Обеспечение надежного функционирования НЭС Казахстана в соответствии с потребностями Казахстана

В целях обеспечения надежности НЭС, Компания с 2000 года реализует инвестиционную программу, нацеленную на реконструкцию и модернизацию оборудования подстанций и линий электропередач, разработанную до 2025 года. Инвестиционная программа с 2015 по 2025 годы включает реконструкцию и модернизацию существующих активов с общим объемом инвестиций 142,1 млрд. тенге, из которых 84,8 млрд. тенге предполагается инвестировать на реабилитацию линий электропередачи. Руководство полагает, что нацеленность KEGOC на модернизацию и обслуживание объектов инфраструктуры по передаче электроэнергии увеличит надежность, эффективность и срок их службы, а также улучшит производственные показатели НЭС за счет оптимизации технологического расхода электрической энергии на передачу, сокращения расходов на техническое обслуживание и ремонт.

Развитие НЭС в интересах роста бизнеса Компании и в соответствии с потребностями экономики Казахстана

Развитие НЭС осуществляется через строительство новых линий электропередач и подстанций для обеспечения растущих потребностей экономики и населения электроэнергией. Так, на сегодняшний день в соответствии со стратегическими планами Компании в инвестиционный портфель приоритетных проектов по развитию НЭС входят 10 проектов. Инвестиционная программа KEGOC с 2015 года до 2025 года включает плановые капитальные расходы в размере 429,3 млрд тенге на строительство новой инфраструктуры и модернизацию существующих линий электропередачи и подстанций. Инвестиционная программа предусматривает строительство дополнительных линий электропередачи протяженностью по цепям 4 571 км. Руководство полагает, что строительство новых линий электропередач и подстанций даст Компании возможность повысить надежность обеспечения электрической энергией потребителей, увеличить мощности, объем передаваемой электрической энергии, и создать дополнительные экспортные и транзитные возможности, обеспечив, тем самым рост бизнеса Компании.

Повышение эффективности деятельности Компании

В целях повышения эффективности своей деятельности Компания применяет инновационные технологии, внедряет и планирует внедрять в будущем новое оборудование и поставила задачу по оптимизации уровня потерь при передаче электроэнергии. Кроме того, Компания внедрила передовые методы управления через систему управления производственными активами и сбалансированную систему оценки для мониторинга деятельности Компании.

Обеспечение роста акционерной стоимости

Компания планирует обеспечить рост акционерной стоимости посредством защиты интересов Компании при установлении регулятором экономически обоснованных тарифов на регулируемые услуги, оптимизации расходов Компании, роста объемов оказываемых услуг, повышения качества обслуживания клиентов путем проведения исследований удовлетворенности клиентов, участия Компании в процессе совершенствования тарифной политики и законодательства в области электроэнергетики.

Совершенствование и повышение эффективности электроэнергетического рынка в Казахстане

Являясь системным оператором, KEGOC активно участвует в совершенствовании и повышении эффективности электроэнергетического рынка в Казахстане. В частности, одной из трех основных услуг Компании является услуга организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Запуск полноценного балансирующего рынка в 2016 году нацелен на формирование рыночных механизмов стимулирования потребителей к снижению потребления электроэнергии в период пиковых нагрузок, а энергопроизводящих организаций – к покрытию дефицита мощности посредством поддержания резервов мощности в состоянии готовности к производству дополнительных объемов электрической энергии при возникновении потребности в таких дополнительных объемах.

Компания считает, что запуск рынка электрической мощности позволит обеспечить долгосрочную надежность ЕЭС Казахстана посредством опережающего развития генерирующих мощностей за счет повышения инвестиционной привлекательности отрасли.

Кроме того, Компания участвует в секторе централизованной покупки – продажи электроэнергии, вырабатываемой с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), через свою дочернюю организацию ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии".

Развитие практики корпоративного управления и обеспечение устойчивого развития

Компания продолжает политику совершенствования корпоративного управления и стремится внедрить наилучшие практики в данной области. Являясь членом Глобального договора ООН, Компания подтверждает свою приверженность принципам Глобального договора в области прав человека, труда, окружающей среды и борьбы с коррупцией.

Достижение устойчивых партнерских взаимоотношений с электроэнергетическими компаниями сопредельных стран

Компания ставит задачи поддерживать и развивать сотрудничество с электроэнергетическими предприятиями сопредельных стран работая параллельно с энергосистемами этих государств, в качестве системного оператора обеспечивать защиту интересов ЕЭС во взаимоотношениях с энергосистемами государств Центральной Азии, Россией и другими государствами, содействовать созданию общего электроэнергетического рынка стран СНГ (в первую очередь, единого рынка электроэнергии с Россией и Беларусью) в рамках происходящих интеграционных процессов, Таможенного Союза, создания Евразийского экономического союза.

Компания стремится расширять и углублять трансграничную деятельность. 29 мая 2014 г. руководители Казахстана, России и Белоруссии подписали договор о создании Евразийского экономического союза, который предполагает, помимо прочего, создание общего электроэнергетического рынка между странами-участницами. Являясь системным оператором, KEGOC участвует в работе Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии Евразийской экономической комиссии и Подкомитете по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза.

Кроме того, наличие в Казахстане крупных угольных бассейнов, запасов природного газа и урана, значительно превышающих собственные потребности страны, создает потенциал для производства и экспорта электроэнергии. Наличие межгосударственных линий электропередачи 220-500 кВ позволяет KEGOC поставлять электроэнергию в соседние страны.

Факторы риска

Инвестиции в Акции Компании сопряжены с рисками, связанными с бизнесом Компании, с промышленными, политическими, социальными, экономическими и юридическими рисками, связанными с Казахстаном, а также с рисками, связанными с природой Акций, включая, среди прочего, риски, связанные со следующими вопросами:

Риски, имеющие отношение к Компании

- Компания является объектом (и может продолжать оставаться объектом) нежелательных регуляторных изменений и находится в условиях жесткой регулируемой операционной среды.
- Доход и рентабельность Компании зависят от текущей тарифной политики, которая, в свою очередь, зависит от норм законодательства, в том числе принятых регулирующим органом, его толкования системы тарифного регулирования и его расчета тарифов.
- Структура долгосрочных тарифов может не обеспечить Компании необходимого уровня прибыли в случае существенных отклонений фактических объемов услуг и их себестоимости от запланированных.

- Изменения в требованиях об учете основных средств и структуре тарифов могут отрицательно повлиять на Компанию.
- Несмотря на то, что структура Потенциального предложения сформирована с учетом требований законодательства Казахстана, оно может быть истолковано как противоречащее требованию о запрете приватизации НЭС.
- Изменение статуса Компании в качестве системного оператора окажет значительное негативное воздействие на работу и перспективы Компании.
- Компания полагается на услуги третьих лиц.
- Интересы Фонда как основного акционера Компании могут отличаться от интересов Компании и от интересов держателей ее Акций.
- Компания может не добиться принудительного исполнения своих прав по Соглашению о взаимоотношениях.
- Компания недавно осуществила ряд мер по реализации политики сокращения персонала.
- Пропускная способность линий электропередачи Компании может быть нарушена, что может привести к наложению на нее существенных штрафов.
- Состояние определенных активов Компании может привести к ограничению уровня ее операционных стандартов и (или) потребовать серьезных работ по модернизации и расширению.
- Неспособность Компании осуществлять свою инвестиционную программу вовремя и в рамках бюджета может повлиять на деятельность Компании.
- Компания может быть привлечена к ответственности за убытки и ущерб, причиненные третьим лицам в результате срыва работы ее линий электропередачи, а также перебоев или помех, которые могут быть не связаны с любой определяемой третьей стороной.
- Страхового покрытия Компании может быть недостаточно для покрытия ущерба.
- Компания зависит от знаний и опыта руководства, и потеря компетентного руководства может негативно повлиять на бизнес, финансовое положение и результаты Компании.
- Руководство Компании не имело опыта руководства листинговой компанией.
- На бизнес Компании могут повлиять снижение темпов работы, остановки, забастовки и другие нарушения работы, связанные с вопросами трудовых отношений.
- Компания может испытывать затруднения с финансированием капитальных затрат за счет привлечения заемного капитала или выпуска собственных акций.
- Соотношение заемного и акционерного капитала Компании может негативно повлиять на ее рентабельность.
- Колебания обменного курса доллара США и других валют по отношению к тенге может негативно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое состояние и результаты работы.
- Компания попадает под действие природоохранного законодательства и требований по получению разрешений на эмиссии в окружающую среду, которые влияют на ее деятельность, что может повлечь за собой затраты, обязательства, ответственность или ограничения.
- Нарушение требований по охране здоровья и безопасности труда, а также чрезвычайные происшествия могут нарушить работу Компании и увеличить эксплуатационные затраты.
- Права Компании на недвижимость, а также ее преимущественные права могут быть оспорены.
- Компания зависит от информационных систем и систем обработки данных для ведения своего бизнеса, неточность или отказ таких систем может негативно повлиять на финансовое состояние и результаты Компании.

ПРОЕКТ

- Неблагоприятные решения по судебным спорам и другим разбирательствам с участием Компании или ее дочерних Компаний могут неблагоприятно отразиться на бизнесе Компании и ее финансовом положении и результатах.

Риски, связанные с Казахстаном

- Компания подвержена общим рискам, связанным с развивающимся рынком.
- Казахстанская экономика может быть подвержена негативному влиянию событий в экономике других стран.
- Любые изменения в законодательстве, правилах и требованиях для получения разрешений, которые должна соблюдать Компания, могут потребовать значительных затрат или повлечь материальную ответственность Компании или другие санкции.
- Кодекс корпоративного управления Казахстана не доказал еще своей эффективности в обеспечении устойчивой практики корпоративного управления в Казахстане.
- Внешние факторы могут оказать негативное влияние на экономику Казахстана.
- Влияние положений Закона о валютном регулировании на сделки Компании в иностранной валюте.
- НБК может вновь принять решение о поддержке обменного курса тенге, что может негативно повлиять на финансовый сектор и экономику Республики Казахстан.
- Существует неопределенность относительно результатов реализации экономических реформ.
- Замедление экономического роста Казахстана может негативно повлиять на бизнес Компании.
- Возможность негативного влияния на экономику Казахстана изменений в цене на сырьевые товары, колебаний курсов валют и зависимости от экспортной торговли.
- Вся деятельность Компании осуществляется в Казахстане. Соответственно, она постоянно зависит от экономических, политических и социальных условий, преобладающих в Казахстане.
- Налоговая система в Казахстане находится на относительно ранней стадии развития. Развивается процесс толкования и применения налогового законодательства, что значительно увеличивает риски в отношении деятельности Компании и инвестиций в Казахстан.
- Компания не может гарантировать точность официальных статистических и других данных, опубликованных казахстанскими государственными органами и использованных в данном Предварительном инвестиционном меморандуме.

Факторы риска, связанные с Листингом, потенциальным предложением и Акциями

- Может не развиться активный торговый рынок для Акций.
- Казахстан имеет менее развитый рынок ценных бумаг, чем США, Великобритания и другие страны Западной Европы, что может препятствовать развитию эффективно функционирующего рынка для Акций.
- Цена на Акции может значительно колебаться.
- Выплата дивидендов Компании зависит от множества факторов.
- Финансовые потрясения на развивающихся рынках могут привести к нестабильности цен на Акции.
- Расходы, понесенные инвесторами в связи с инвестициями в Акции, могут быть существенными, в сравнении с доходами, полученными ими от инвестиций в Акции.
- Будущие предложения долговых или долевых ценных бумаг Компанией могут негативно повлиять на рыночную стоимость Акций и ослабить существующих акционеров.

ПРОЕКТ

- Финансовые отчеты за отчетные периоды могут не подлежать прямому сравнению.
- Предварительный инвестиционный меморандум не содержит финансовой отчетности за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 года.
- Доходы физических лиц по Акции могут облагаться налогом.

Данный перечень не является исчерпывающим и не содержит подробного описания рисков и неопределенностей, присущих Компании и связанных с Потенциальным предложением. Более подробные сведения представлены в разделе "ФАКТОРЫ РИСКА".

Обзор исторической финансовой информации

Следующие таблицы содержат историческую финансовую информацию Компании и прочие операционные данные по состоянию на и за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 г., 2012 г. и 2013 г., а также за первое полугодие 2014 г. Финансовая информация, приведенная ниже, получена из, и должна быть совместно рассмотрена с консолидированной Финансовой отчетностью, которая включена в любой части настоящего Предварительного инвестиционного меморандума. ТОО "Эрнст энд Янг" провело аудит консолидированных финансовых отчетов по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2012 и 2013 гг., а также за первое полугодие 2014 г., а ТОО "Делойт" проводило аудит консолидированной финансовой отчетности по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Обзор финансовой информации должен рассматриваться вместе с разделами "ВЫБОРОЧНАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ", "КОММЕНТАРИИ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ", и ФИНАНСОВЫЕ ОТЧЕТЫ (включая примечания к ней), которые являются частью настоящего Предварительного инвестиционного меморандума.

	На 31 декабря			**На 30 июня**	
	2011 (аудировано)	**2012 (аудировано)**	**2013 (аудировано)**	**2013**	**2014**
		(В тысячах тенге)		(В тысячах тенге)	
Отчет о финансовом положении……...					
Долгосрочные активы.....	176 699 251	189 344 946	319 615 755	191 436 435	473 445 342
Текущие активы……..	40 869 277	43 059 890	47 705 971	47 033 014	55 809 639
Итого активы…….	**217 568 528**	**232 404 836**	**367 321 726**	**238 222 078**	**529 254 981**
Капитал……...	120 965 687	126 560 042	221 181 463	129 075 310	332 197 751
Долгосрочные обязательств…….	78 121 436	84 403 326	118 413 645	87 445 475	168 981 623
Краткосрочные обязательства…….....	18 481 405	21 441 468	27 726 618	21 701 293	28 075 607
Итого обязательств….	96 602 841	105 844 794	146 140 263	109 146 768	197 057 230
Итого капитала и обязательств……....	**217 568 528**	**232 404 836**	**367 321 726**	**238 222 078**	**529 254 981**

ПРОЕКТ

	На 31 декабря			На 30 июня	
	2011 (аудировано)	**2012 (аудировано)**	**2013 (аудировано)**	**2013**	**2014**
	(В тысячах тенге)			(В тысячах тенге)	
Консолидированный отчет о доходах……....					
Выручка……...	57 249 517	65 855 173	73 811 723	34 976 552	42 685 668
Себестоимость оказанных услуг …….	41 451 948	49 268 483	(55 574 322)	(26 152 847)	(34 650 783)
Валовая прибыль…….	**15 797 569**	**16 586 690**	**18 237 401**	**8 823 705**	**8 034 885**
Общие и административные расходы……	(5 976 393)	(5 829 446)	(6 422 878)	(2 837 073)	(6 332 064)
Расходы по реализаци…	(156 142)	(168 612)	(154 408)	(87 131)	(74 386)
Прибыль/(убыток от переоценки…….....			-26 807 757		14 194 012
Операционная прибыль…….....	**9 665 034**	**10 588 632**	**-15 147 642**	**5 899 501**	**15 822 447**
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигационным купонам……...	1 699 050	1 604 788	1 797 051	862 971	822 647
Финансовые расходы.....	(2 457 956)	(1 991 132)	(2 021 023)	(967 831)	(1 693 881)
Положительная/ (отрицательная) курсовая разница……	1 306 839	(1 806 822)	(2 680 967)	(100 897)	(13 367 026)
Прочие доходы……...	736 475	138 783	381 865	74 102	115 677
Прочие расходы…….....	(249 108)	(49 423)	(17 631)	(120 388)	(35 932)
Прибыль/(убыток) до налогообложения по налогу на прибыль….	**10 700 334**	**8 484 826**	**-17 688 347**	**5 647 458**	**1 663 932**
Расход по налогу на прибыль……...	(2 878 089)	(1 543 797)	(3 188 073)	(1 337 303)	(1 076 012)
Прибыль/(убыток) за год……	**7 822 245**	**6 941 029**	**-14 500 274**	**4 310 155**	**587 920**
Убытки от переоценки инвестиций, имеющихся в наличии для продажи..	(167)	-	(110 801 004)	(115 578)	(111 109 831)
Итого совокупный доход/(убыток) за год...	**7 822 078**	**6 941 029**	**96 300 730**	**4 194 577**	**111 697 751**

(1) Статьи консолидированной отчетности Компании о совокупном доходе, себестоимости оказанных услуг, прочих расходах, прочих доходах, общих и административных расходах и финансовых расходах, не могут подлежать прямому сравнению между годом, закончившимся 31 декабря 2011 г., с одной стороны, и годом, закончившимся 31 декабря 2012 г., с другой стороны, в результате изменения метода представления дохода, затрат и расходов. С целью обеспечить такую сравнимость по всем указанным периодам, соответствующие статьи за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. были переклассифицированы и указаны ниже. Такие

ПРОЕКТ

переклассификации не повлияли на чистую прибыль и совокупный доход за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. или капитал по состоянию на 31 декабря 2011 г.:

За год, закончившийся 31 декабря 2011г.

В тысячах тенге	**Предыдущий отчет**	**Переклассификация**	**Сумма переклассификации**
Выручка……..	54 793 163	2 456 354	**57 249 517**
Прочие доходы……...	3 192 829	(2 456 354)	**736 475**
Себестоимость оказанных услуг..	(39 581 302)	(1 870 646)	**(41 451 948)**
Прочие расходы…….	(2 119 754)	1 870 646	**(249 108)**
Общие и административные расходы……...	(6 332 179)	355 786	**(5 976 393)**
Финансовые расходы…….	(2 102 170)	(355 786)	**(2 457 956)**

(1) Выручка от реализации электрической энергии на сумму 1 794 017 тыс. тенге, выручка от услуг по резервированию электрической энергии на сумму 528 197 тыс.тенге, и выручка от обслуживания активов сети электрической энергии на сумму 134 140 тыс. тенге были перенесены из состава Прочего дохода в состав Выручки;

(2) Себестоимость приобретенной электрической энергии на сумму 1 781 250 тыс. тенге и стоимость обслуживания активов по сети электрической энергии на сумму 89 396 тыс. тенге были перенесены из состава Прочих расходов в состав Себестоимости оказанных услуг;

(3) Комиссия по банковским гарантиям на сумму 355 786 тыс. тенге была перенесена из состава Общих и административных расходов в состав Финансовых расходов;

	На 31 декабря					**На 30 июня**	
	2011 (аудировано)	**2012 (аудировано)**	**2011**	**2012**	**2013 (аудировано)**	**2013**	**2014**
	(В тысячах тенге)		% изменения		(В тысячах тенге)	(В тысячах тенге)	
Консолидированный отчет о движении денежных средств							
Чистые сумма денежные потоки от операционной деятельности……...	17 536 699	14 664 826	2.0	(16.4)	14 458 324	9 849 809	5 839 389
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности……..	(35 010 626)	(19 276 465)	117.1	(44.9)	(17 999 863)	(7 358 328)	(7 034 090)
Чистые денежные потоки, использованные в финансовой деятельности……	21 595 473	3 127 659	(844.0)	(85.5)	6 988 560	1 000 888	6 915 157
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах……	4 121 446	(1 483 980)	(325.2)	(136.0)	3 447 021	3 492 369	5 720 456
Чистая курсовая разница……	46 551	(15 155)	(697.7)	(132.6)	236 032	47 001	765 190
Денежные средства и их эквиваленты на 1 января…….....	5 375 640	9 543 637	(25.5)	77.5	8 044 502	8 044 502	11 727 555

ПРОЕКТ

	На 31 декабря					На 30 июня	
	2011 (аудировано)	**2012 (аудировано)**	**2011**	**2012**	**2013 (аудировано)**	**2013**	**2014**
	(В тысячах тенге)		% изменения		(В тысячах тенге)	(В тысячах тенге)	
Денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря….....	9 543 637	8 044 502	77.5	(15.7)	11 727 555	11 583 872	18 213 201

ПРОЕКТ

	На 31 декабря					На 30 июня	
	2011 (аудировано)	**2012 (аудировано)**	**2011**	**2012**	**2013 (аудировано)**	**2013**	**2014**
	(В тысячах тенге)		% изменения		(В тысячах тенге)	(В тысячах тенге)	
EBITDA[1]							
EBITDA……..	**16 273 651**	**17 862 077**	**10.5**	**3.8**	**20 201 773**	**9 512 384**	**9 531 304**
Маржа EBITDA, %.....	29.7%	27.1%	24.1	15.0	27.4	27.2	22.3

EBITDA определяется как доход от основной деятельности за минусом расходов по себестоимости услуг без учета амортизации, общих административных расходов, без учета амортизации и расходов по реализации. Маржа EBITDA определяется как EBITDA разделенная на сумму дохода от основной деятельности. В то время, как суммы, включенные в EBITDA и маржу EBITDA, были получены из консолидированной финансовой отчетности Компании, они не являются финансовыми показателями, рассчитанными в соответствии с МСФО, и, следовательно, не должны рассматриваться, как альтернатива выручки или общей суммы совокупного дохода/(убытка) в качестве показателя ликвидности Компании. Руководство Компании в настоящее время использует EBITDA и маржу EBITDA в своей производственной деятельности с целью, помимо прочего, оценить результаты своей деятельности, разработать бюджеты и оценить эффективность деятельности в сравнении с такими бюджетами. Руководство Компании рассматривает EBITDA и маржу EBITDA как полезные инструменты для содействия в оценке деятельности, поскольку EBITDA и маржа EBITDA устраняют статьи, связанные с износом и амортизацией, процентными расходами, налогами и прочими не денежными начислениями. Кроме того, Компания считает, что EBITDA и маржа EBITDA представляют показатели, которые часто используют инвесторы. Поскольку EBITDA и маржа EBITDA являются показателями, не предусмотренными МСФО, нижеприведенная таблица содержит сверку EBITDA и маржу EBITDA со статьями отчета о доходах в рамках МСФО:

	На 31 декабря					На 30 июня	
	2011 (аудировано)	**2012 (аудировано)**	**2011**	**2012**	**2013 (аудировано)**	**2013**	**2014**
	(В тысячах тенге)		% изменения		(В тысячах тенге)	(В тысячах тенге)	
Выручка……	54 793 163	65 855 173	24.1	15.0	73 811 723	34 976 552	42 685 668
Себестоимость оказанных услуг……..	(39 581 302)	(49 268 483)	27.3	18.9	(55 574 322)	(26 152 847)	(34 650 783)
Общие и административные расходы……	(6 332 179)	(5 829 446)	24.5	(2.5)	(6 422 878)	(2 837 073)	(6 332 064)
Расходы по реализации……	(156 142)	(168 612)	(30.2)	8.0	(154 408)	(87 131)	(74 386)
Износ и амортизация...	7 550 111	7 273 445	7.3	(3.6)	8 541 658	3 612 883	7 902 869
EBITDA……...	**16 273 651**	**17 866 233**	**10.5**	**3.8**	**20 201 773**	**9 512 384**	**9 531 304**
Маржа EBITDA, %.....	29.7%	27.1%			27.4	27.2	22.3

ПРОЕКТ

ЛИСТИНГ

Эмитент	Полное наименование: на государственном языке: "Электр желілерін басқару жөніндегі Қазақстан компаниясы" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) "KEGOC" акционерлік қоғамы; на русском языке: акционерное общество "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) "KEGOC"; на английском языке: joint stock company "KEGOC" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company). Сокращенное наименование: на государственном языке: "KEGOC" АҚ; на русском языке: АО "KEGOC"; на английском языке: JSC "KEGOC". Эмитент является акционерным обществом, созданным и зарегистрированным в соответствии с законодательством Казахстана.
Акции	В настоящее время Уставный капитал Компании (до закрытия Потенциального предложения) состоит из 234 000 001 полностью оплаченных акций. Акции имеют права, описанные в разделе "**ОПИСАНИЕ УСТАВА**".
Финансовый консультант и Андеррайтер	Акционерное общество "Дочерняя организация Народного Банка Казахстана "Halyk Finance".
Уставный капитал	26 февраля 2013 года Фонд, на тот момент, являвшийся единственным акционером Компании, решил произвести дробление простых акций Компании в пропорции 1:20. Дробление акций было зарегистрировано НБК 18 марта 2013 года. До Потенциального предложения уставный капитал Компании составляет 114 362 122 тыс. тенге и состоял из 234 000 001 выпущенных и полностью оплаченных простых акций. Уставный капитал Компании разделен на простые акции, которые дают своим держателям право голоса. Простые акции Компании предоставляют своим держателям определенные права, которые рассматриваются в разделе "**ОПИСАНИЕ УСТАВА**".
Дивидендная политика	Компания может осуществлять ежегодные или полугодичные выплаты дивидендов. В соответствии с дивидендной политикой Компания намеревается выплачивать дивиденды в размере не менее 40% от чистого дохода за соответствующий период. Однако,

ПРОЕКТ

фактическая сумма, направляемая на выплату дивидендов, регулируется действующим законодательством, которое ограничивает и даже может запретить выплату дивидендов в определенных случаях.

Выплата Компанией дивидендов будет в первую очередь обусловлена инвестиционными потребностями Компании и будет корректироваться в их свете. Порядок объявления и выплаты дивидендов регулируется законодательством Казахстана, и сумма дивидендов зависит, помимо прочего, от размера чистого дохода Компании, ее финансового положения, потребностей в капитале и договорных и иных обязательств. Если дивиденды объявлены, они выплачиваются в казахстанских тенге или, с учетом согласия акционера, акциями или облигациями Компании.

Для более подробной информации о дивидендной политике см. раздел "**ДИВИДЕНДЫ И ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА**".

Листинг и маркетинг Акций	Компания подала заявление на включение Акций в первую категорию сектора "Акции" официального списка KASE. Заявление было принято KASE. Акции KEGOC не находятся в листинге ни на какой иной фондовой бирже, и в настоящее время Компания не планирует листинг акций на какой-либо иной бирже.
Право голоса	Каждая Акция предоставляет держателю право на один голос на общих собраниях акционеров. Смотрите раздел **"ОПИСАНИЕ УСТАВА"**.
Факторы риска	Любое инвестирование в Акции подразумевает риск. Потенциальные инвесторы должны внимательно анализировать риски, касающиеся Компании и Акций, рассмотренные в разделе **"ФАКТОРЫ РИСКА"**, а также в иных разделах данного Предварительного инвестиционного меморандума.
Общая информация	НИН: KZ1C34930012 ISIN: KZ1C00000959 CFI: ESVUPR Адрес Компании: Республика Казахстан, г. Астана, 010010, район Алматы, пр. Тәуелсіздік, здание 59 Телефон: +7(7172) 693-824, 690-203 Факс: +7(7172) 690-455 Адрес электронной почты: kegoc@kegoc.kz "http://www.kegoc.kz/"

ПРОЕКТ

ФАКТОРЫ РИСКА

*Прежде, чем инвестировать в Акции, Вы должны внимательно изучить весь Предварительный инвестиционный меморандум, а также финальную редакцию Инвестиционного меморандума, и, в частности, должны рассмотреть все риски, связанные с такими инвестициями, включая факторы риска, описанные далее. Компания может также столкнуться с дополнительными рисками и неопределенностями, которые в настоящий момент неизвестны ей, или которые, на момент составления данного Предварительного инвестиционного меморандума, кажутся ей несущественными, но которые все еще могут влиять на ее бизнес. Информация в данном разделе "*ФАКТОРЫ РИСКА*" включает заявления прогнозного характера, которые содержат риски и неопределенность. Фактические результаты Компании могут значительно отличаться от предполагаемых в заявлениях прогнозного характера в результате множества факторов, включая описанные в "Заявлениях прогнозного характера*".

Риски, имеющие отношение к Компании

Компания является объектом (и может продолжать оставаться объектом) нежелательных регуляторных изменений и находится в условиях жесткой регулируемой операционной среды

Компания осуществляет свою деятельность в сильно регулируемой отрасли и, соответственно, результаты ее деятельности зависят от применения нормативных правовых актов соответствующими контролирующими и регулирующими органами, а именно Министерством национальной экономики Республики Казахстан ("**МНЭ**"), и Комитетом атомного и энергетического надзора и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан ("**МЭ**").

Компания включена в государственный регистр субъектов естественных монополий в соответствии с Законом о естественных монополиях. Это означает, что за некоторыми исключениями, Компании запрещено осуществлять иную деятельность, кроме регулируемой деятельности. Соответственно, Компания имеет ограниченную коммерческую гибкость или диверсификацию, и, в целом, должна осуществлять свою деятельность только в электроэнергетической отрасли Казахстана. То есть Компания существенно зависит от событий, происходящих на рынке электрической энергии Казахстана, что может оказать негативное воздействие на ее рентабельность, если на данном рынке произойдет спад.

Государственные органы, которые регулируют деятельность Компании или осуществляют контроль над деятельностью Компании, могут периодически принимать новые правовые нормативные акты, изменять свою позицию по вопросам регулирования, замедлять или ускорять реформы в электроэнергетической отрасли и любой такой фактор может существенно негативно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое состояние, результаты работы и перспективы.

В настоящее время Мажилис Парламента Казахстана рассматривает изменения и дополнения в Закон о естественных монополиях, который является основным нормативным правовым актом, регулирующим деятельность естественных монополий в Казахстане. На дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума были предложены несколько проектов изменений в Закон о естественных монополиях, но ни одна версия не была полностью согласована и принята. Компания, как и некоторые другие субъекты естественных монополий, которые могут быть затронуты предложенными изменениями и дополнениями, получила проекты этих изменений и дополнений с тем, чтобы иметь возможность предоставлять свои комментарии в соответствующие государственные органы Казахстана. Несмотря на то, что Компания считает, что предложенные изменения не должны существенно негативно сказаться на Компании или ее деятельности, принятые изменения все же могут негативно отразиться на Компании и иных субъектах естественных монополий. В большинстве случаев, проект закона может существенно измениться в процессе его рассмотрения в Мажилисе и комитетах Парламента. Компании не известно, какова будет согласованная редакция изменений и дополнений, и когда они могут быть приняты.

Доход и рентабельность Компании зависят от текущей тарифной политики, которая, в свою очередь, зависит от норм законодательства, в том числе принятых регулирующим органом, его толкования системы тарифного регулирования и его расчета тарифов

Весь доход, получаемый Компанией от основной регулируемой деятельности, подлежит регулированию в соответствии с требованиями Закона о естественных монополиях и ограничен уровнем утвержденных тарифов. Тарифы Компании устанавливаются по методу "издержки плюс фиксированная прибыль". Возможность Компании влиять на уровень тарифов ограничена предоставлением МНЭ подтверждающих документов, для обоснования включения затрат в расчет тарифа. В целях тарифообразования Компания исходит из справедливой нормы доходности капитала. Это позволяет Компании устанавливать тарифы на уровне, гарантирующем покрытие обоснованных затрат плюс "допустимый уровень прибыли" (в соответствии с определением МНЭ). МНЭ имеет право и может не согласиться с заявленным Компанией перечнем затрат или с суммами, заложенными Компанией на такие затраты, оно также может иметь иное мнение в отношении прогнозируемых составных частей тарифов, подготовленных Компанией, например, в отношении прогнозируемого объема соответствующих услуг. МНЭ консультируется с экспертами по расчетам компонентов, используемых для утверждения тарифов. В состав таких экспертов могут войти сотрудники государственных органов, групп потребителей и других естественных монополий. МНЭ может отойти от расчетов затрат и иных критериев, предоставленных Компанией, в результате чего они не будут учитываться при утверждении тарифов на следующий период, и это может оказать общее отрицательное воздействие на прибыльность Компании, т.е. Компании придется покрывать разницу между утвержденными затратами и фактическими результатами работы из своего чистого дохода.

В дополнение к вышесказанному, цены на услуги отдельных субъектов естественной монополии включены в расчет индекса инфляции и рассматриваются как значимые факторы инфляции. В этой связи 8 мая 2012 г. Агентство по регулированию естественных монополий ("**АРЕМ**") и Министерство экономического развития и торговли Республики Казахстан утвердили методику расчета допустимого вклада в инфляцию от изменения тарифов (цен, ставок сборов) на услуги субъектов естественных монополий и регулируемого рынка на календарный год. В результате недавних изменений в структуре Правительства функции АРЕМ и Министерства экономического развития и торговли были переданы МНЭ. Таким образом, как результат политики Правительства, повышение тарифов KEGOC может быть ограничено ввиду потенциального эффекта, который такое повышение окажет на инфляцию в Казахстане.

Не исключена вероятность того, что регулируемые тарифы могут быть установлены на уровне, который помешает Компании сохранить возможность осуществления инвестиций в прежнем объеме с одновременным получением приемлемого уровня возврата на капитал, инвестированный в ее объекты по передаче электрической энергии.

Помимо этого, действующая система тарифного регулирования может быть расширена или изменена, могут быть введены новые схемы и методы тарифообразования. В данной ситуации не может существовать никаких гарантий того, что структура тарифов в будущем не будет меняться неблагоприятным для Компании образом, что может оказать негативное воздействие на бизнес, финансовое состояние и результаты от операционной деятельности Компании и ее перспективы в целом.

Промежуточная корректировка действующих тарифов в течение периода, на который, они установлены, может быть одобрена регулятором только в связи с наступлением определенных событий, перечень которых фактически сведен к некоторым чрезвычайным обстоятельствам, находящимся вне контроля Компании. Такие обстоятельства включают наступление обстоятельств непреодолимой силы, отклонения фактических объемов услуг от утвержденных, необходимость совершения действий для предотвращения технологических нарушений или исполнение предписаний государственных органов. В дополнение, МНЭ также может произвести корректировку действующего тарифа в качестве чрезвычайной регулирующей меры для защиты жизни, здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, охраны окружающей среды, а также в целях компенсации естественному монополисту повышения цен на электроэнергию и налогов. Регулятор также вправе самостоятельно определять подлежит ли тариф корректировке в каждом конкретном случае и в какой части.

Компания исторически обращалась за утверждением тарифов ежегодно. Таким образом, любые отклонения от обоснованных затрат Компании на соответствующий год могли оказать влияние только на соответствующий текущий тарифный год и Компания имела возможность корректировки таких затрат в следующем году, посредством подачи нового заявления с указанием затрат на следующий год. В настоящее время тарифный период Компании составляет два года. В последующем Компания будет обращаться в МНЭ за утверждением тарифа на пять лет и более, в соответствии с изменениями, внесенными в Закон о естественных монополиях в 2013 и 2014 годах. Следовательно, в настоящее время Компания несет б*о*льший риск если фактические затраты Компании будут выше утвержденных обоснованных затрат, поскольку обоснованные затраты подлежат утверждению в начале пятилетнего тарифного периода. Возможности Компании по корректировке тарифа в течение пяти лет будут существенно ограничены основаниями, перечисленными выше, и нет никаких гарантий того, что заявления Компании о промежуточной корректировке тарифа будут удовлетворены, как в течение текущего двухлетнего тарифного периода, так и в течение последующего многолетнего периода. Также остается неясным, как МНЭ будет рассматривать затраты на строительные работы и иные события, которые могут повлечь увеличение затрат Компании в течение многолетнего тарифного периода.

Возможное формирование общего электроэнергетического рынка в соответствии с Договором о Евразийском Экономическом Союзе может также повлечь проведение дальнейших реформ (включая пересмотр методик расчета тарифов Компании) и может прямо или косвенно отразится на доходах Компании.

Структура долгосрочных тарифов может не обеспечить Компании необходимого уровня прибыли в случае существенных отклонений фактических объемов услуг и их себестоимости от запланированных

В связи с переходом к практике регулирования на основе предельных уровней тарифов, а также в связи с последними изменениями в Закон о естественных монополиях, с 2015 года Компания будет обращаться за утверждением предельных уровней тарифов как минимум на пятилетний период. Данное изменение продиктовано решением Компании обеспечить более высокую степень стабильности, а также возможностью прогнозирования тарифов и выручки на долгосрочную перспективу. Существует риск отказа МНЭ от утверждения предельного уровня тарифа, предложенного Компанией или что МНЭ будет задерживать повышение предельных уровней тарифов в связи увеличением затрат Компании на предоставление услуг, поскольку действующие предельные уровни тарифов могут корректироваться только ввиду наступления ограниченного перечня обстоятельств, перечисленных выше и, в любом случае, должны быть одобрены МНЭ. Отказ со стороны МНЭ от повышения долгосрочных предельных уровней тарифов на фоне роста себестоимости услуг повлечет за собой снижение прибыли Компании.

Изменения в требованиях об учете основных средств и структуре тарифов могут отрицательно повлиять на Компанию

В 2013 году Компания осуществила переоценку своих активов впервые с 1997 года.

Так как стоимость активов является одним из факторов, используемых при расчете тарифов, размер тарифов Компании и, соответственно, объем ее выручки, увеличились.

Результат переоценки основных средств Компании будет учтен регулятором при утверждении тарифа в соответствии с утвержденным им графиком в течение пяти лет с 2013 года по 2017 год. Существует риск того, что МНЭ может по своему усмотрению пересмотреть график учета переоценки основных средств или при утверждении тарифов в будущем, может исходить из иной оценки, предоставленной МНЭ ранее, либо скорректировать существующую оценку. Однако, 19 апреля 2013 года АРЕМ направило Компании официальное письмо, которым уведомило Компанию об утверждении постановления Правления АРЕМ №15 от 16 апреля 2013 года о согласовании суммы переоценки основных средств, в результате которой стоимость основных средств увеличилась на 199 миллиардов тенге и об утверждении графика включения результатов переоценки в тарифы на регулируемые услуги в течение 5 лет.

В 2014 году Компания провела последующую дополнительную переоценку в связи со сменой учетной политики и переходом к методу учета по справедливой стоимости для целей МСФО. В

результате, балансовая стоимость активов Компании превышает стоимость активов, учитываемых при определении регулируемой базы активы. При утверждении тарифов на последующие периоды, Компания планирует предоставить МНЭ результаты переоценки, с тем, чтобы они были включены в расчеты тарифов на последующие периоды. Однако, нет никаких гарантий, что переоценка, проведенная Компанией в 2014 году будет согласована регулирующим органом, а если и будет согласована, то нет никаких гарантий относительно того, в какой сумме и какими частями она будет учтена при расчете тарифа.

Помимо этого, Компания намерена периодически проводить переоценки основных средств в зависимости от результатов рассмотрения их текущей стоимости и задействованности в хозяйственной деятельности Компании.

АРЕМ также приняло ряд специальных процедур для утверждения тарифов компаний – участников Программы "Народное IPO". Такие специальные процедуры устанавливают более выгодный способ для определения стоимости активов, участвующих в предоставлении регулируемых услуг, и повышают регулируемую норму доходности. В соответствии с положениями постановления Правления АРЕМ №15 KEGOC вправе применять увеличенные тарифы после принятия Правительством решения о предложении Акций.

Тем не менее, регулятор может изменить свою позицию и пересмотреть данные изменения, что может отрицательно повлиять на бизнес, финансовое состояние, операционные результаты и перспективы бизнеса Компании.

Несмотря на то, что структура Потенциального предложения сформирована с учетом требований законодательства Казахстана, оно может быть истолковано как противоречащее требованию о запрете приватизации НЭС

Потенциальное предложение будет являться частью Программы "Народное IPO" и будет включать в себя продажу акций KEGOC. Потенциальным предложением не будет предусмотрена продажа Компанией своих активов. В частности, не предполагается продажа активов, входящих в структуру НЭС. В соответствии с определением НЭС, которое содержится в Законе об электроэнергетике, активы, входящие в состав НЭС, (т.е. совокупность подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и (или) межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 киловольт и выше), не подлежат приватизации и передаются национальной компании в порядке и на условиях, определяемых Правительством. Данное положение закона было введено на основании Указа Президента Республики Казахстан от 28 июля 2000 года № 422 "О перечне объектов государственной собственности, не подлежащих приватизации".

В преддверии Потенциального предложения, вышеупомянутый Указ Президента был отменен и заменен новым Указом Президента Республики Казахстан "О перечне объектов, не подлежащих отчуждению". Новый перечень объектов, не подлежащих отчуждению не включает линии электропередачи.

Помимо запрета приватизации отдельных объектов, Республика Казахстан также осуществляет контроль за отчуждением ряда объектов, имеющих особое значение для устойчивого развития Казахстана. Объекты, отнесенные к стратегическим объектам, могут находиться как в частной, так и в государственной собственности, но, при этом, не могут быть отчуждены без соответствующего решения Правительства. Государство также имеет приоритетное право на приобретение стратегических объектов при их отчуждении. Решением Правительства Республики Казахстан № 651 от 30 июня 2008 г., НЭС и Акции Компании были отнесены к стратегическим объектам.

При подготовке Потенциального предложения, Компания планирует получить решения Правительства, утверждающие такое Потенциальное предложение и количество акций, размещаемых в рамках Потенциального предложения, а также отказ государства от права преимущественного приобретения Акций. В дополнение, Компания также планирует получить решение Правительства, в соответствии с которым 10% минус одна Акция будут исключены из перечня стратегических объектов.

Однако, широко сформулированный запрет на приватизацию отдельных активов, включая активы НЭС, предусмотренный Законом об электроэнергетике, все же продолжает действовать. Компания считает, что Потенциальное предложение не является приватизацией активов НЭС, которая запрещена, поскольку после Потенциального предложения Компания продолжит оставаться единственным владельцем НЭС.

В целях усиления контроля государства над стратегическими объектами, 2 июля 2014 года был принят Закон "О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам государственного управления", которым были внесены изменения в Закон об электроэнергетике. В частности, национальному управляющему холдингу (то есть Фонду) было запрещено отчуждение акций национальной компании (то есть KEGOC), в результате которого Фонду будет принадлежать менее 90% плюс одна голосующая акция Компании. Фонд и KEGOC совместно предприняли шаги по структурированию Потенциального предложения таким образом, чтобы KEGOC продавал не более, чем 10% минус одна акция, а следовательно, Фонду будут принадлежать не менее, чем 90% плюс одна акция.

Однако, существует риск того, что Потенциальное предложение будет критиковаться, получит негативное освещение и может быть оспорено. Хотя действующий состав Правительства поддерживает Программу "Народное IPO" и Потенциальное Предложение, последующие составы Правительства могут их не поддержать. Любая критика со стороны государственных органов или будущих составов Правительства Казахстана может в перспективе отрицательно повлиять на бизнес Компании, ее операционные результаты и финансовое состояние.

Тем не менее, нет никакой гарантии, что законы, касающиеся приватизации НЭС, не будут изменены в дальнейшем, что может негативно отразиться на Потенциальном предложении.

Изменение статуса Компании в качестве системного оператора окажет значительное негативное воздействие на работу и перспективы Компании

В соответствии с Законом об электроэнергетике системный оператор это национальная компания, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по НЭС, ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности. Будучи назначенным Министерством энергетики ("МЭ") системным оператором, KEGOC имеет исключительное право на эксплуатацию НЭС, предоставление услуг по технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Однако, право назначения системного оператора принадлежит МЭ. Любое изменение МЭ статуса Компании как системного оператора страны может оказать негативное воздействие на положение Компании в качестве ведущей компании страны по передаче электрической энергии, что может негативно повлиять на финансовое положение и перспективы Компании.

Компания полагается на услуги третьих лиц

Компания полагается на собственные трудовые и материальные ресурсы, а также, в определенной степени, на внешних подрядчиков для организации технического обслуживания и ремонта собственных активов и объектов инфраструктуры. Компания также обращается к внешним подрядчикам для реализации собственных инвестиционных проектов, в том числе для выполнения работ в области строительства, реконструкции и восстановления, а также для приобретения оборудования и запасных частей.

Некоторые из услуг, необходимых Компании в рамках осуществления деятельности и в связи с реализацией ряда своих проектов, в настоящее время доступны на коммерчески разумных условиях только у ограниченного числа поставщиков. Любой сбой или задержка в оказании таких услуг на качественном уровне, удовлетворяющем требованиям Компании, может привести к сбоям или иным негативным последствиям для деятельности и проектов Компании. Такие задержки или сбои могут оказать существенное негативное влияние на бизнес Компании, результаты ее деятельности и финансовое положение.

Кроме того, на Компанию распространяется действие правил, регулирующих порядок осуществления закупок товаров, работ и услуг, принятых в отношении Фонда и юридических лиц, в которых Фонд прямо или косвенно владеет на правах собственности или в порядке доверительного управления 50 и более процентами голосующих акций (долей участия), утвержденных Советом директоров Фонда 26 мая 2012 г (**"Правила закупок Самрук-Казына"**). Правила закупок Самрук-Казына предусматривают различные способы закупок. Однако, большинство товаров, работ и услуг закупается Компанией посредством открытого тендера. Согласно Правилам закупок Самрук-Казына, Компания должна для проведения каждого тендера формировать подробную тендерную документацию и размещать объявление о проведении закупок не менее чем за 15 дней до истечения срока подачи заявок.

Для проведения каждого тендера Компания формирует тендерную комиссию, в функции которой входит определение победителя. Как правило, договоры о закупках заключаются сроком на один финансовый год. Однако, в отдельных случаях, допускается заключение договоров на более длительные сроки. Продление договора возможно только по результатам проведения очередного тендера. Таким образом, Компания проводит значительное количество тендеров на закупку товаров, работ и услуг, что приводит к задержкам, росту затрат и увеличению времени на выполнение управленческих функций, связанных с закупками. Отсутствие у Компании возможности своевременно привлекать поставщиков и подрядчиков, а также устанавливать долгосрочные коммерческие отношения с предпочтительными третьими лицами в связи с необходимостью соблюдения Правил закупок Самрук-Казына может негативно отразиться на деятельности Компании и повлечь рост операционных расходов. Если Компания вынуждена заменить подрядчика или поставщика, нет никаких гарантий, что такая замена может быть произведена своевременно и без значительных дополнительных затрат.

Интересы Фонда как основного акционера Компании могут отличаться от интересов Компании и от интересов держателей ее Акций

После завершения Потенциального предложения Фонду и Правительству (действующему через Фонд) будут принадлежать большинство акций Компании. В соответствии с Программой "Народное IPO", KEGOC планирует реализовать 10% минус одна Акция посредством Потенциального предложения. Несмотря на то, что Фонд и Компания заключили Соглашение о взаимоотношениях, которое регулирует отдельные аспекты взаимоотношений Компании и Фонда после Потенциального предложения, для миноритарных акционеров KEGOC существуют определенные риски, связанные с контролем KEGOC его основным акционером – Фондом, и, соответственно Правительством (см. раздел "1) СДЕЛКИ, В СОВЕРШЕНИИ КОТОРЫХ ИМЕЕТСЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ (СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ)", "Соглашение о взаимоотношениях"). Смотрите также фактор риска"Компания может не добиться принудительного исполнения своих прав по Соглашению о взаимоотношениях".

Будучи основным акционером Компании, Фонд будет иметь возможность контролировать принятие решений по большинству вопросов, рассматриваемых на общем собрании акционеров Компании, включая вопросы о выплате дивидендов, назначении руководителей, реорганизации, ликвидации, слиянии и присоединении, а также о внесении изменений в Устав Компании. Фонд также оказывает существенное влияние на бизнес стратегию и деятельность KEGOC посредством контроля над Советом директоров KEGOC. Такой концентрированный контроль ограничит способность других акционеров влиять на корпоративные вопросы и, следовательно, может привести к принятию решений и осуществлению действий, которые миноритарные акционеры могут расценить как не соответствующие их интересам или невыгодные для них.

Нет гарантий того, что если совершение KEGOC каких-либо действий требует согласия акционеров, основной акционер одобрит действия, которые, по мнению руководства KEGOC, являются целесообразными, и ничто не может помешать основному акционеру осуществлять деятельность, конкурирующую с бизнесом и деятельностью KEGOC. Интересы Правительства как основного акционера Фонда, а, следовательно, и KEGOC, могут не совпадать с интересами других акционеров, и Правительство может принимать решения, которые имеют существенное неблагоприятное влияние на бизнес Компании, финансовое положение, результаты деятельности и перспективы. Некоторые такие решения могут приниматься не только из коммерческих соображений, или, даже скорее, могут быть продиктованы политическими, экономическими или

социальными целями Правительства. В таких случаях это может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес Компании, ее финансовое положение, результаты деятельности и перспективы.

В свете вышеизложенного, KEGOC вправе принимать на себя определенные социальные обязанности, такие как строительство объектов социальной и рекреационной инфраструктуры, благотворительная деятельность и другие задачи, традиционно связанные с государственными и квази-государственными расходами на социальную сферу, а также на реализацию социально-экономической политики и политики в области промышленности. Как регулируемое предприятие и как компания, подконтрольная Фонду, KEGOC полагает, что его социальная ориентированность, а также участие в деятельности, связанной с развитием социальной сферы, экономики и промышленности, являются важной частью деловой репутации KEGOC в Казахстане, а также неотъемлемой частью его деятельности на территории страны.

KEGOC, равно как и другие контролируемые государством компании Казахстана, поддержал развитие Астаны посредством размещения собственного административного, управленческого персонала и собственного головного офиса в этом городе, а также посредством реализации ряда социальных проектов. Компания за счет собственных средств осуществляет строительство детского сада и предоставляет различные виды спонсорской помощи. Такая деятельность влечет за собой капитальные расходы, которые в ином случае были бы направлены на развитие собственного бизнеса или на покрытие предпринимательских расходов. Невзирая на то, что такие расходы не противоречат требованиям действующего законодательства, они могут быть весьма существенными. KEGOC полагает, что эти проекты согласуются с общественными и социальными целями, которые KEGOC преследует в Казахстане, будучи компанией с высокой гражданской и социальной ответственностью.

Правительство, действуя через Фонд, может также принимать решения, связанные с Компанией или влияющие на нее, которые могут отражать внутреннюю и внешнюю политику Правительства, причем такие решения могут отличаться от решений, которые были бы приняты частной компанией, осуществляющей деятельность в отрасли электроэнергетики, целью которой является исключительно извлечение прибыли и осуществление деятельности в интересах акционеров.

В связи с созданием Евразийского экономического союза между Россией, Республикой Беларусь и Республикой Казахстан, KEGOC как Системный оператор участвует в работе Консультативного комитета по электроэнергетики при Коллегии Евразийской экономической комиссии и Подкомитете по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза. Несмотря на то, что такая деятельность, несомненно, несет в себе положительный эффект в части подготовки Компании к ведению бизнеса в условиях экономической и политической конъюнктуры Евразийского экономического союза, KEGOC руководствуется интересами Республики Казахстан и принимает решения, прежде всего, отражающие различные аспекты внутренней и внешней политики Казахстана, а не интересы Компании.

Компания также участвует и может продолжить участвовать в сделках с аффилиированными и другими лицами, включая Правительство, Фонд и другие компании, контролируемые Правительством или в которых Правительство владеет большинством акций. Конфликты интересов могут возникнуть как прямой или косвенный результат участия Компании в сделках на условиях, которые не определяются рынком или которые менее выгодны для Компании, чем, если бы такие сделки были заключены с неаффилиированным третьим лицом.

Компания может не добиться принудительного исполнения своих прав по Соглашению о взаимоотношениях

Компания и Фонд заключили Соглашение о взаимоотношениях в целях урегулирования отдельных аспектов взаимоотношений между Компанией и Фондом. Фонд, являясь контролирующим акционером Компании, принял на себя определенные ограничения в целях сбалансированного управления Компанией с учетом интересов Фонда и миноритарных акционеров. Хотя заключение соглашений о взаимоотношениях не противоречит законодательству Казахстана, в Казахстане отсутствует устоявшаяся практика заключения такого рода соглашений. Нет никаких гарантий того, что казахстанский суд в полной мере примет

правовую концепцию и основополагающие принципы Соглашения о взаимоотношениях. В дополнение, законодательство Казахстана запрещает ограничение ряда фундаментальных прав и правомочий на основании заключенного договора, за исключением прямо предусмотренных законом случаев. Компания считает, что Соглашение о взаимоотношениях не будет ограничивать фундаментальные права и правомочия Фонда. Однако, нет никаких гарантий, что казахстанский суд поддержит данную позицию и примет решение о принудительном исполнении положений Соглашения о взаимоотношениях в пользу Компании. Даже если суд признает правомерность прав и обязанностей, предусмотренных в Соглашении о взаимоотношениях, нет никаких гарантий, что суд примет решение обязать совершить определенные действия, поскольку на практике принудительное исполнение решения суда о совершении определенных действий или о воздержании от таковых осложнено.

Компания недавно осуществила ряд мер по реализации политики сокращения персонала

В 2013 и 2014 годах Компания провела ряд мероприятий по реализации политики сокращения персонала, согласно которой была оптимизирована штатная структура Компании, а некоторые услуги Компания стала приобретать на контрактной основе у третьих лиц. Хотя Компания считает, что ее текущая численность персонала является достаточной для эффективного ведения своей деятельности, нет гарантии того, что последнее сокращение не будет иметь неблагоприятного влияния на работу и финансовые показатели Компании. В Плане развития KEGOC на 2015-2019 годы сокращение штата и численности персонала не предусмотрено, однако План не защищен от последующих изменений и таким образом отсутствуют гарантии того, что Компания сможет сохранить текущую численность персонала. Любое последующее сокращение численности персонала Компании может отрицательно повлиять на ее бизнес, финансовое состояние, результаты и перспективы.

Пропускная способность линий электропередачи Компании может быть нарушена, что может привести к наложению на нее существенных штрафов

Бизнес Компании зависит от ее способности передавать электрическую энергию на большие расстояния по НЭС. Если природные катастрофы, аварии, террористические акты, человеческий фактор или другие потрясения вызовут существенное сокращение пропускной способности НЭС, это окажет неблагоприятное влияние на финансовое состояние Компании и результаты ее деятельности.

С ноября 2011 года энергосистема Узбекистана допускает систематические нарушения согласованного режима параллельной работы с ЕЭС, приводящие к внеплановым отборам электроэнергии из ЕЭС. Такая несбалансированность работы узбекской энергосистемы создает риск перегрузки и отключения линий электропередачи транзита Север-Юг Казахстана. Внеплановые отборы электроэнергии были осуществлены ГАК "Узбекэнерго" - узбекистанской компанией, осуществляющей передачу и распределение электроэнергии. Все внеплановые отборы электроэнегрии также регулируются заключенными между Компанией и ГАК "Узбекэнерго" договорами.

В настоящее время Компания успешно ведет претензионно-исковую работу по погашению имеющейся задолженности ГАК "Узбекэнерго" в рамках договоров 2013-2014 годов. Смотрите также секцию **"Судебные разбирательства"** Раздела **"БИЗНЕС".**

Возникновение у ГАК "Узбекэнерго" задолженности по имеющимся договорам носит систематический характер. Погашение задолженности осуществляется, хотя и с очень большой просрочкой, что также негативно отражается на Компании. В связи с чем, Компания обратилась к Правительству Казахстана с просьбой оказать содействие в решении данных вопросов на межправительственном уровне. Правительство Казахстана поддержало данную инициативу и направило соответствующий запрос Правительству Узбекистана. Однако, Компания не может быть уверена, что принятые меры позволят ей взыскать всю образовавшуюся задолженность с ГАК "Узбекэнерго" и что похожие случаи не произойдут снова, что может нанести более значительные потери торговой позиции Компании.

Нет гарантии, что любое будущее нарушение (кроме нарушений, наступивших вследствие обстоятельств непреодолимой силы, таких как стихийные явления, военные действия и т.п.)

способности Компании передавать электрическую энергию не приведет к наложению значительных штрафов, которые могли бы неблагоприятно повлиять на ее финансовое положение и результаты деятельности.

Состояние определенных активов Компании может привести к ограничению уровня ее операционных стандартов и (или) потребовать серьезных работ по модернизации и расширению

Значительная часть активов Компании сильно изношена. Устаревшие активы Компании ограничивают операционную активность Компании, что может негативно отразиться на эффективности работы Компании и/или привести к значительным потерям объемов передаваемой электрической энергии, что в свою очередь может оказать негативное влияние на деятельность и показатели Компании в связи со значительными затратами на ремонт и замену таких активов и в конечном счете негативно отразиться на прибыльности Компании. Для улучшения состояния активов Компания активизировала усилия в направлении комплексной программы модернизации. В инвестиционном бюджете, сформированном для реализации инвестиционной программы до 2025 года, преобладают затраты на строительство новых сетевых объектов и модернизацию оборудования. Успешная реализация инвестиционных проектов по строительству и реконструкции линий электропередачи будет значительно способствовать обеспечению надежной и эффективной деятельности НЭС и, соответственно, получению прибыли Компанией. Тем не менее, риск значительных дополнительных затрат на ремонт или замену существующих активов может повлиять на доходность Компании. В дополнение, затраты на реализацию инвестиционных программ утверждаются МНЭ, и существует риск того, что если фактические затраты на инвестиционные программы превысят предусмотренные затраты, это может неблагоприятно повлиять на доходность Компании. В случае с предельным уровнем тарифа, утверждаемым на несколько лет вперед, Компания должна будет представлять инвестиционную программу на согласование заранее, то есть до начала действия соответствующего тарифного периода. Ввиду прогнозной природы тарифного режима может возникнуть неопределенность относительно обоснованности инвестиционной программы и прогнозов по доходам, что в свою очередь существенно может сказаться на расходах. Остается также неясным, как будут учитываться инвестиционные расходы в тарифном периоде, если вложение инвестиций предполагается в течение будущих тарифных периодов.

Кроме того, модернизация системы передачи электроэнергии через инвестиции в новое оборудование должна повысить эксплуатационные показатели системы и снизить потери в сети. Потери в НЭС вызваны не только старым оборудованием, но и значительной протяженностью НЭС, а также исторической конфигурацией единой энергосистемы, в которой основная часть генерирующих мощностей расположена на севере Казахстана, а потребление электроэнергии сосредоточено на юге Казахстана. Таким образом, возможность сокращения потерь сети посредством модернизации существующего передающего оборудования и оптимизации его работы частично ограничена, поскольку такая модернизация не повлияет на потери в сети при передаче энергии на большие расстояния.

В то время как в Компании есть аварийный резерв материалов и запасных частей, она не имеет обязательного резерва запасных частей. При этом законодательством не установлено требование о наличии такого резерва запасных частей. Если Компания не сможет своевременно получать запасные части по экономичной цене, способность Компании ремонтировать или заменять свои активы может быть сильно подорвана, что может оказать негативное воздействие на бизнес Компании, ее финансовое состояние, результаты и перспективы.

Неспособность Компании осуществлять свою инвестиционную программу вовремя и в рамках бюджета может повлиять на деятельность Компании

Инвестиционная программа Компании утверждается уполномоченными органами, а именно МНЭ и МЭ. В целях недопущения превышения фактических затрат на реализацию инвестиционной программы над утвержденными затратами, Компания будет вынуждена отказаться от части инвестиционной программы либо перенести ее реализацию на более поздний срок, что в результате может уменьшить эффективность инвестиционной программы. Оба фактора могут негативно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое состояние, результаты и перспективы.

Компания может быть привлечена к ответственности за убытки и ущерб, причиненные третьим лицам в результате срыва работы ее линий электропередачи, а также перебоев или помех, которые могут быть не связаны с любой определяемой третьей стороной

В соответствии с действующим законодательством Казахстана, Компания может быть привлечена к ответственности за ущерб, причиненный третьим лицам, в результате отказа в работе ее оборудования или объектов по передаче электрической энергии, вызвавшего перебои или помехи в системах распределения таких третьих лиц.

Согласно действующему законодательству Казахстана, Компания имеет право требовать от виновного третьего лица компенсации всей суммы причиненного ущерба, однако подобные действия не устраняют риск привлечения к ответственности в первую очередь именно Компании.

Компания не осуществляет страхование гражданско-правовой ответственности, которая может возникнуть в результате ущерба, причиненного третьим лицам, и отказа в работе ее оборудования, что может негативно отразиться на Компании, ее бизнесе, результатах ее деятельности, финансовых показателях и, соответственно, возможности выплаты Компанией дивидендов.

Страхового покрытия Компании может быть недостаточно для покрытия ущерба

Компания ежегодно страхует свои активы от случайного, внезапного и непредвиденного прямого физического воздействия (например, бури, штормы, ураганы, пожары, землетрясения и наводнения). В 2014 году активы были застрахованы на сумму 134 миллиарда тенге. В соответствии со стандартной практикой в отрасли, опоры и линии передачи Компании исключены из такого покрытия, и Компания не имеет дополнительного страхового покрытия опор и линий передачи. Компания также не застрахована от перерывов в деятельности. Нельзя дать никаких гарантий, что опорам и линиям передачи не будет причинен значительный ущерб, или, что последующие издержки по их замене не окажут существенного неблагоприятного влияния на финансовое положение Компании.

Компания зависит от знаний и опыта руководства, и потеря компетентного руководства может негативно повлиять на бизнес, финансовое положение и результаты Компании

Текущий и будущий бизнес, а также результаты деятельности Компании зависят в значительной степени от постоянного вклада руководителей среднего и высшего звена и высококвалифицированной команды инженеров и других ключевых работников Компании. Текущий и будущий бизнес, а также результаты деятельности Компании также зависят от способности Компании привлекать, обучать, мотивировать и удерживать ключевое руководство, а также коммерческий и технический персонал, обладающий необходимыми навыками и опытом.

Действующий акционер Компании - Фонд, руководствуется политикой ротации в отношении ключевого руководства в компаниях, которыми он владеет, включая KEGOC. В результате, Компания не может гарантировать, что она будет иметь такой же состав руководителей в будущем, или что в случае, если новые руководители будут привлечены взамен прежних, они будут иметь такие же знания и опыт. Замена таких руководителей может негативно повлиять на деятельность Компании и занять длительное время. В настоящее время Компания не имеет страхования "ключевых специалистов" и может понести значительные расходы в связи с заменой любого из ключевых руководителей.

Компания в значительной степени зависит от своих инженерно-технических сотрудников и сотрудников рабочих специальностей. Продолжительное соперничество за персонал может привести к дополнительному росту затрат на рабочую силу, величина которой на настоящий момент ограничена действующими тарифными механизмами, или к невозможности привлекать или сохранить необходимый персонал. Затраты на рабочую силу в настоящее время ограничены существующими тарифными механизмами. Каждый такой фактор может существенно и неблагоприятно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое состояние, результаты и перспективы.

Руководство Компании не имело опыта руководства листинговой компанией

Управлять компаниями, чьи акции находятся в листинге, обычно более трудоемко, чем компаниями, которые не являются публичными. К компаниям, акции которых находятся в листинге, применяются дополнительные требования, включая, помимо прочего, требования о раскрытии информации. Ввиду своей потенциально большой инвесторской базы такие компании подвержены более пристальному вниманию со стороны заинтересованных лиц. Акции Компании ранее не были включены в список фондовой биржи, и руководство Компании никогда не отвечало за ежедневное ведение дел листинговой компании и не имело опыта повышенной ответственности, которая может возникнуть в связи с листингом Акций Компании. Любая дополнительная нагрузка на руководство, связанная с тем, что Акции Компании стали обращаться на фондовом рынке, может привести к уменьшению его эффективности в управлении Компанией, что может негативно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое положение, результаты и перспективы.

На бизнес Компании могут повлиять снижение темпов работы, остановки, забастовки и другие нарушения работы, связанные с вопросами трудовых отношений

Подавляющее большинство работников Компании являются членами профессиональных союзов. Компания наладила хорошие взаимоотношения с профсоюзами работников и имеет сведения о высоком уровне удовлетворенности работников, при этом, нет гарантий, что не произойдут снижение темпа работы, остановка работы или забастовки перед окончанием сроков текущих трудовых договоров Компании или после окончания таких сроков. Снижение темпа работы, остановки, забастовки и другие события, связанные с трудовыми отношениями, могут неблагоприятно повлиять на бизнес Компании, финансовое состояние, результаты и перспективы.

Компания может испытывать затруднения с финансированием капитальных затрат за счет привлечения заемного капитала или выпуска собственных акций

В прошлом Компания реализовала ряд крупномасштабных программ капитальных затрат и намерена продолжить реализацию программы капиталовложений в будущем. Компания предполагает, что ее программы капиталовложений будут финансироваться за счет собственных денежных средств, а также путем привлечения дополнительного заемного капитала и/или выпуска собственных акций. Несмотря на то, что до настоящего времени Компания успешно привлекала финансирование со стороны третьих лиц, существует вероятность того, что в будущем привлечь такое финансирование будет более сложно. Это может помешать Компании в достижении ее целей по капитальным затратам, что может негативно сказаться на результатах ее хозяйственной деятельности и, как следствие, повлиять на обращение Акций на рынке.

Несмотря на то, что ранее Фонд, действуя в качестве основного акционера Компании, предоставлял дополнительный капитал Компании, нет уверенности в том, что Фонд будет готов или сможет предоставлять такую поддержку в будущем. Более того, владея большинством голосующих акций Компании, Фонд может блокировать любое решение об увеличении капитала Компании и нельзя быть уверенным в том, что если Компании потребуется увеличение капитала, то Фонд одобрит такое увеличение или будет участвовать в подписке на любые новые акции или другие формы долевого финансирования, или иным образом предоставит финансирование Компании. Любая неспособность получить достаточное финансирование может ограничить способность Компании увеличивать размер ее базы активов, финансировать свои капитальные затраты или выполнять долговые обязательства.

Кроме того, любой выпуск новых акций приведет к размытию долей тех существующих акционеров, которые не смогут принять участие в таком процессе увеличения капитала (См. также фактор риска "Будущие предложения долговых или долевых ценных бумаг Компанией могут негативно повлиять на рыночную стоимость Акций и ослабить существующих акционеров").

Соотношение заемного и акционерного капитала Компании может негативно повлиять на ее рентабельность

По состоянию на 31 декабря 2012 года, общая консолидированная задолженность Компании по кредитам и иным заимствованиям, выраженная в долларах США, евро и тенге, составляет

приблизительно 80 808 814 тыс. тенге (приблизительно 536 081 тыс. долларов США). По состоянию на 31 декабря 2013 года, общая консолидированная задолженность Компании и ее дочерних компаний ("**Группа**"), выраженная в долларах США, евро и тенге, составляет приблизительно 92 541 271 тыс. тенге (приблизительно 602 443 тыс. долларов США). Соотношение собственного и заемного капитала Компании может негативно повлиять на ее способность погашать свои долги, получать дополнительное финансирование в будущем, противостоять негативным экономическим условиям или воспользоваться преимуществом появившихся деловых возможностей.

Колебания обменного курса доллара США и других валют по отношению к тенге может негативно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое состояние и результаты работы

Доходы Компании выражаются в тенге, в то время, как большая часть заемного капитала и расходов по вознаграждениям Компании выражаются в долларах США и евро. Соотношение прибыли Компании и расходов по вознаграждению за предоставленное финансирование таково, что повышение рыночного обменного курса доллара США и (или) евро к тенге может привести к уменьшению прибыли Компании относительно ее расходов и отразиться на результатах ее работы. Кроме того, Компания не хеджирует свои сделки с иностранной валютой, отчасти потому, что затраты по хеджированию не покрываются тарифами Компании, утвержденными МНЭ. В результате повышение рыночного обменного курса доллара США и евро к тенге может негативно повлиять на финансовое состояние Компании и ее способность обслуживать задолженность, выраженную в долларах США и евро. В 2012 году Компания понесла убыток от курсовой разницы на сумму 1 806 822 тыс. тенге, по сравнению с прибылью от курсовой разницы на сумму 1 306 839 тыс. тенге и 368 557 тыс. тенге в 2011 году и 2010 году, соответственно.

С 11 февраля 2014 года увеличение обменного курса основных валют к тенге оказало негативное влияние на Компанию и результаты ее деятельности. В результате в первом полугодии 2014 года убыток Компании от курсовой разницы составил 13 367 026 тыс. тенге. Для более подробной информации см. раздел "КОММЕНТАРИИ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ – Прибыль/(убыток) от курсовой разницы".

Компания попадает под действие природоохранного законодательства и требований по получению разрешений на эмиссии в окружающую среду, которые влияют на ее деятельность, что может повлечь за собой затраты, обязательства, ответственность или ограничения

Компания обязана получать разрешения на эмиссии в окружающую среду в местных исполнительных органах для осуществления своей деятельности и предоставления услуг. В определенных ситуациях орган, выдающий такие разрешения, может вносить изменения, обновлять или отзывать экологические разрешения, которые были выданы Компании.

Основной вид деятельности Компании (передача электроэнергии) не оказывает существенного воздействия на окружающую среду. Влияние стандартных видов деятельности Компании на водные объекты или на атмосферу оценивается как незначительное. Объёмы потребления воды Компанией незначительны, так как в технологическом процессе она не используется. Влияние на атмосферный воздух оценивается как незначительное. Технологический процесс не предполагает образования специфических отходов.

Для целей снижения экологических рисков в соответствии с программами производственного экологического контроля специализированными организациями ежегодно проводится мониторинг состояния окружающей среды лабораторными и расчетными методами, в том числе атмосферного воздуха.

На сегодняшний день Компания не несет каких-либо значительных расходов, связанных с ответственностью по охране окружающей среды. Она принимает меры для уменьшения риска возникновения такой ответственности, включая, среди прочего: соблюдение применимых процедур по уничтожению отходов; сотрудничество с соответствующими государственными органами для содействия в проведении ими инспекций; внедрение системы управления окружающей средой, которая сертифицирована в системе сертификации TÜV NORD CERT GmbH (Германия) - немецким официальным органом по сертификации, который имеет право

осуществлять деятельность по сертификации систем менеджмента; предоставление своих инвестиционных проектов на государственную экологическую экспертизу, а также предоставление ежеквартальных отчетов многосторонним финансовым институтам (таким как ЕБРР), которые финансируют проекты Компании; и проведение ежегодных проверок выбросов парниковых газов.

Однако нет гарантии, что Компания будет всегда успешно соблюдать свои обязательства по охране окружающей среды. Также, будущие нормативные правовые акты, нормативные положения и разрешения в сфере охраны окружающей среды могут требовать от Компании дополнительных расходов для того, чтобы привести линии электропередачи в соответствие с будущими требованиями и поддерживать их в должном порядке. В частности, в отношении инфраструктуры, расположенной рядом с городской зоной или непосредственно в ней, способность Компании расширять свою инфраструктуру и удовлетворять увеличивающийся спрос может быть ограничена такими будущими требованиями.

Следовательно, будущие расходы, обязательства, ответственность и ограничения Компании в отношении вопросов охраны окружающей среды могут неблагоприятно влиять на ее бизнес, финансовое положение и результаты. Это может неблагоприятно отразиться на ее рентабельности и на способности Компании создавать акционерную стоимость.

Нарушение требований по охране здоровья и безопасности труда, а также чрезвычайные происшествия могут нарушить работу Компании и увеличить эксплуатационные затраты

Нарушение законодательства в сфере охраны здоровья и безопасности труда или несоблюдение инструкций соответствующих органов по охране здоровья и безопасности труда могут привести, среди прочего, к временной остановке всех, или части, объектов Компании по передаче электрической энергии и к принудительному выполнению дорогостоящих процедур по обеспечению соблюдения законодательства. Если казахстанские органы по охране здоровья и безопасности труда приостановят все или часть объектов Компании по передаче электрической энергии или потребуют выполнения дорогостоящих мер по обеспечению соблюдения законодательства, это может существенно и неблагоприятно повлиять на имидж Компании, результаты и перспективы. Кроме того, хотя затраты на соблюдение законов, в том числе законодательства в области здравоохранения, обеспечения безопасности и охраны окружающей среды, будут включены в соответствующий компонент обоснованных затрат при расчете тарифов, суммы штрафов и дополнительных затрат на устранение нарушений, вероятно, не будут включены регулирующим органом в расчет тарифа. Это следует из нормативных актов АРЕМ, определяющих структуру затрат для целей формирования тарифов, а также определения видов затрат, которые не могут быть включены в тариф.

Суть деятельности Компании предполагает риск несчастных случаев на производстве и смертельные случаи среди ее работников. Несмотря на то, что Компания имеет страховое покрытие для подобных рисков, несчастные случаи со смертельным исходом или со стойкой утратой трудоспособности (инвалидности) связанные с производством, могут привести к тому, что Компания должна будет выплатить компенсацию работникам или родственникам, имеющим на это право, что, в свою очередь, может оказать неблагоприятное воздействие на имидж, результаты и перспективы Компании.

Права Компании на недвижимость, а также ее преимущественные права могут быть оспорены

Существенная часть НЭС расположена на земельных участках, права на которые Компания приобрела на основе сервитута. Хотя Компания считает, что все сервитуты были подготовлены, получены и зарегистрированы в основном в соответствии с применимыми законами, могут возникнуть правовые споры относительно формы, приоритетности или регистрации данных документов, или относительно соблюдения Компанией условий сервитута.

Компания зависит от информационных систем и систем обработки данных для ведения своего бизнеса, неточность или отказ таких систем может негативно повлиять на финансовое состояние и результаты Компании

Информационные системы и системы обработки данных крайне важны для обеспечения способности Компании контролировать свои передающие мощности и работу НЭС, осуществлять свои функции по диспетчеризации и балансированию, выставлять счета клиентам, достигать оперативной эффективности и выполнять цели Компании и соответствовать ее стандартам. Неточность или отказ таких систем может негативно повлиять на финансовое состояние и результаты Компании.

Неблагоприятные решения по судебным спорам и другим разбирательствам с участием Компании или ее дочерних Компаний может неблагоприятно отразиться на бизнесе Компании и ее финансовом положении и результатах

Компания может быть вовлечена во множество судебных и административных разбирательств. В случае неблагоприятного решения полностью или в части такие разбирательства, по отдельности или в комбинации с другими разбирательствами, могут привести к значительным затратам, штрафам или другим убыткам Компании. Компания полагает, что в соответствии с мнением и рекомендациями ее внешних юридических консультантов, она создала адекватные резервы для покрытия своих затрат, на случай если данные риски реализуются и такие резервы соответствуют применимым правилам ведения бухгалтерского учета. Однако, некоторые непредвиденные убытки, в частности, имеющие отношение к вопросам окружающей среды, могут появляться или изменяться по мере появления новой информации и, возможно, что убытки в результате таких рисков, если решения по разбирательствам будут полностью или частично неблагоприятными для Компании, могут значительно превысить любые резервы, созданные Компанией.

Риски, связанные с Казахстаном

Компания подвержена общим рискам, связанным с развивающимся рынком

Страны с развивающимися рынками, такие как Казахстан, в целом подвержены большим рискам, включая правовые, регулятивные, экономические, политические и социальные риски, чем страны с более развитыми рынками. Данные риски затрудняют процессы привлечения капитала в развивающихся странах и могут оказывать негативное влияние на экономику таких стран. Развивающиеся рынки, такие как Казахстан, могут испытать быстрые изменения и, в таком случае, информация, изложенная в данном Предварительном инвестиционном меморандуме, может быстро устареть. Доступность заемных средств для предприятий, ведущих бизнес в странах с развивающейся экономикой в значительной степени зависит от уровня доверия инвесторов на таких рынках в целом и, соответственно, от факторов, влияющих на уровень доверия со стороны инвесторов (таких как снижение кредитных рейтингов или интервенции со стороны государства или центрального банка), и может повлиять на стоимость и доступность заемного финансирования для предприятий в любом из таких государств. Инвесторы должны быть осмотрительными при оценке существующих рисков и приемлемости инвестирования в Компанию.

Сбои, имевшие место в течение последних лет в связи с влиянием мирового финансово-экономического кризиса на международном и внутреннем рынках капитала, привели к снижению ликвидности и увеличению премий за риск для некоторых участников рынка, и к сокращению объемов доступного финансирования. Компании, расположенные в странах с развивающимся рынком, таких, как Казахстан, могут быть особенно чувствительны к таким сбоям, снижению доступности финансирования и росту затрат на финансирование, что может привести к возникновению у таких компаний финансовых трудностей.

Колебания в глобальной экономике или увеличение выявленных рисков, связанных с инвестированием в развивающиеся экономики, могут сократить привлечение и потребность в иностранных инвестициях в Казахстан и негативно повлиять на экономику Казахстана. Если иностранные вливания в экономику Казахстана сократятся, возможно, что экономика начнет испытывать, как следствие, ограничение ликвидности. Казахстанская экономика не защищена от влияния событий в других развивающихся рыночных экономиках. Даже если экономика Казахстана останется относительно стабильной, финансовая дестабилизация или нестабильность в

других странах с развивающейся экономикой, особенно в странах СНГ, Каспийского или Центрально-азиатского региона, которые недавно пережили значительную политическую нестабильность, включая терроризм и внутренние конфликты, могут негативно повлиять на экономику Казахстана.

Политический и вооруженный конфликт на Украине, политические события на Украине и в Крыму, а также связанные с ними события могут оказать негативное влияние на экономический климат в России и, согласно "эффекту домино", на экономику региона в целом и Казахстана в частности, так как Казахстан является близким торговым партнером России. Если политические разногласия и вооруженный конфликт, происходящие на Украине, не будут урегулированы, а также в случае начала новых конфликтов или эскалации текущих военных действий на Украине и в других странах, либо в случае введения новых экономических или других санкций, таких как ограничение торговли, в связи с такими конфликтами или напряженностью, это может оказать дальнейшее неблагоприятное воздействие на экономику региона, в том числе, на российскую экономику и на деятельность компаний, работающих в регионе. Инфляция увеличилась больше, чем ожидалось и кредитные рейтинги многих крупных банков в Казахстане были понижены. США и ЕС ввели санкции в отношении ряда лиц и компаний в России. Россия, в свою очередь, ответила торговыми санкциями, затронувшими ряд товаров и услуг, поступающих из США и ЕС. Невзирая на смягчительные меры со стороны Правительства Казахстана, такие санкции будут иметь негативное влияние на экономику России, что, в свою очередь, может негативно отразиться и на экономике Казахстана. Нет гарантий, что кризис в банковском секторе Казахстана не будет продолжаться или ухудшаться, или, что инфляция не будет продолжать расти. Финансовые проблемы или рост уровня предполагаемых рисков, связанных с инвестированием в страны с развивающейся экономикой, могут сдерживать иностранные инвестиции в Казахстан и негативно влиять на экономику страны. Спад в экономике Казахстана может, в результате, подорвать бизнес Компании, что может негативно и значительно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое положение, результаты и перспективы. Кроме того, в период финансового кризиса или роста уровня предполагаемых рисков, связанных с предложением инвестиций в государства с развивающейся экономикой, компании, работающие на таких рынках, могут столкнуться с существенными ограничениями ликвидности в связи с изъятием инвестиций. Таким образом, вне зависимости от того, является ли экономика Казахстана относительно стабильной, финансовый кризис в любой стране с развивающейся экономикой, в частности, в странах СНГ и Центрально-азиатского региона, которые в последнее время переживают период значительной политической нестабильности (в том числе, с угрозой терроризма), может нарушить деятельность Компании и серьезно отразиться на ее бизнесе, результатах деятельности и финансовом положении.

Несмотря на изменения в политической, правовой и экономической среде, которые произошли в Республике Казахстан с момента обретения независимости в 1991 году, случаи коррупции имеют место, как в частном, так и в государственном секторе. Сложно прогнозировать влияние коррупции на Компанию. При определенных обстоятельствах, коррупция может оказать существенное неблагоприятное воздействие на деятельность Компании и ее финансовое положение.

Казахстанская экономика может быть подвержена негативному влиянию событий в экономике других стран

Несмотря на то, что экономические условия различаются в зависимости от страны, восприятие инвесторами событий, происходящих в одной стране, может значительно повлиять на инвестирование капитала в ценные бумаги эмитентов в других странах, включая Казахстан. На экономику Казахстана негативно повлияли политические и экономические события, имевшие место в некоторых странах с развивающейся экономикой в 1990-х гг., включая экономический кризис в России в 1998 году, когда Правительство России не выполнило своих обязательств по рублевым ценным бумагам и Центральный Банк России перестал осуществлять поддержку рубля. В начале 2014 года НБК решил провести коррекцию обменного курса тенге к иностранным валютам, согласно сообщениям, ввиду необходимости поддержания уровня обменного курса тенге к российскому рублю, который постепенно снижался на протяжении 2013 года. Необходимость поддерживать определенный уровень обменного курса продиктована необходимостью поддерживать ценовую конкурентоспособность казахстанских товаров, особенно в рамках Таможенного союза и Евразийского экономического пространства.

Более того, на казахстанскую экономику могут влиять события в развитых странах, которые являются торговыми партнерами, или влияющие на глобальную экономику.

Неплатежеспособность какой-либо страны или одного из наиболее важных глобальных предприятий может иметь катастрофические последствия для глобальной финансовой системы. Кроме того, последний глобальный финансовый кризис развивается в контексте общего глобального экономического спада. В этом контексте глобальное сокращение предоставления кредитов было бы более вероятным, что может привести к еще большему спаду глобальных экономик. Такая ситуация может привести к существенным долгосрочным последствиям для казахстанской экономики, в основном, из-за значительного сокращения прямых иностранных инвестиций. Ухудшение в любой части глобальной экономики или в экономическом положении России или государств Центральной Азии может оказать значительное негативное воздействие на экономику Казахстана, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес Компании, ее финансовое положение и результаты деятельности.

Любые изменения в законодательстве, правилах и требованиях для получения разрешений, которые должна соблюдать Компания, могут потребовать значительных затрат или повлечь материальную ответственность Компании или другие санкции

Компания должна регулярно получать и поддерживать в силе разрешения, которые требуются в соответствии с законодательством Казахстана. Несоблюдение данного требования может значительно и негативно повлиять на деятельность Компании, ее бизнес, финансовое состояние и результаты.

Кодекс корпоративного управления Казахстана не доказал еще своей эффективности в обеспечении устойчивой практики корпоративного управления в Казахстане

В 2001 году Казахстан ввел в действие свой первый кодекс корпоративного управления, который стал обязательным для компаний, включенных в официальные списки KASE с 2003 года. Однако, кодекс корпоративного управления Казахстана не доказал еще своей эффективности в обеспечении устойчивой практики корпоративного управления в Казахстане. Невзирая на то, что Компания добровольно приняла ряд международных принципов в области корпоративного управления, от Компании не требуется (и Компания не имеет намерений) соблюдать принципы кодекса корпоративного управления Великобритании или другие похожие стандарты по корпоративному управлению государств-членов Европейского Союза или США.

Внешние факторы могут оказать негативное влияние на экономику Казахстана

Факторы за пределами Казахстана также оказали влияние на экономику Казахстана, в частности, на финансовый и банковский сектор страны. Например, в феврале 2009 года международное рейтинговое агентство Standard & Poor’s понизило кредитные рейтинги пяти крупнейших казахстанских коммерческих банков, в то время как международное рейтинговое агентство Moody's Investors Service понизило рейтинги финансовой устойчивости в отношении шести банков. Согласно заявлениям рейтинговых агентств, подобное снижение стало следствием дальнейшего негативного влияния мирового экономического кризиса на экономику Казахстана и его финансовые институты и, в частности, снижения качества активов и уровня ликвидности, неспособности казахстанских банков на рефинансирование задолженности, привлеченной за рубежом, в значительной степени из-за корректировки курса тенге в феврале 2009 года. Ряд коммерческих банков Казахстана испытали трудности в рефинансировании международной задолженности по наступлении сроков ее погашения и, как следствие, были вынуждены привлекать краткосрочное финансирование от НБК и существенно ограничить собственные объемы кредитования. Помимо этого, несколько банков подверглись реструктуризации и/или получили государственную помощь в рамках реструктуризации. Некоторые из реструктурированных банков по-прежнему сталкиваются с проблемами и продолжают находиться на стадии реструктуризации, в ходе которой могут произойти изменения в структуре их капитала и деятельности. В то же время, не может быть никаких гарантий, что меры по реструктуризации в отношении финансового сектора Казахстана в конечном итоге окажутся полностью успешным, и не ясно, каким образом кризис и последующие процессы реструктуризации в итоге отразятся на деятельности казахских банков и их клиентах. Предприятия жилищной и строительной отраслей, а

также средние и малые предприятия пострадали в наибольшей степени, в то время как крупные компании, недропользователи и государственные компании продолжают иметь доступ к зарубежному финансированию, хоть и в более ограниченных масштабах и на менее благоприятных условиях.

Республика Казахстан сохраняет стабильный кредитный рейтинг с апреля 2010 года. Любое снижение суверенных рейтингов, однако, способно привести и к понижению рейтингов Компании. Любое снижение суверенного кредитного рейтинга и проблемы с ликвидностью в экономике страны могут негативно повлиять на развитие экономики Казахстана, что в свою очередь может оказать существенное негативное влияние на бизнес Компании, результаты ее деятельности и финансовое положение.

Влияние положений Закона о валютном регулировании на сделки Компании в иностранной валюте

В июле 2009 года Президент Казахстана подписал закон о внесении изменений в Закон о валютном регулировании, который был введен в действие с 10 августа 2009 года. Согласно данным поправкам, в случае угрозы экономической безопасности Республики Казахстан и стабильности ее финансовой системы, если ситуация не может быть решена другими мерами экономической политики, Президент страны вправе ввести специальный валютный режим. К ограничениям, которые могут быть введены в рамках специального валютного режима, относятся: (i) требование размещения без уплаты вознаграждения депозита в размере, определяемом как процент от суммы валютной операции, на установленный срок в уполномоченном банке либо в НБК; (ii) требование получения специального разрешения НБК на проведение валютных операций; (iii) требование обязательной продажи полученной резидентами иностранной валюты; (iv) ограничения по использованию счетов в иностранных банках и (v) лимиты на объемы, количество и валюту расчета по валютным операциям. Помимо этого, Президент имеет право вводить иные требования и ограничения на валютные операции, если стабильность экономики Казахстана оказывается под угрозой.

Чтобы обеспечить соблюдение обязательств члена Международного валютного фонда (**"МВФ"**), предусмотренных Уставом МВФ, новым валютным режимом не может быть предусмотрено никаких ограничений для граждан в части погашения обязательств в иностранной валюте. По состоянию на дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума, Президент не прибегал к реализации положений введенных поправок, в связи с чем неясно, как введение валютного режима может отразиться на Компании. В то же время, серьезные ограничения на сделки Компании в иностранной валюте могут повлечь существенные негативные последствия для бизнеса Компании, результатов ее деятельности и ее финансового положения.

НБК может вновь принять решение о поддержке обменного курса тенге, что может негативно повлиять на финансовый сектор и экономику Республики Казахстан

Национальная валюта Республики Казахстан – тенге, введена в оборот в ноябре 1993 года. Для целей операций по текущим счетам, тенге считается конвертируемой валютой, хотя она не является свободно конвертируемой валютой для целей финансовых операций за пределами Республики Казахстан. Поскольку НБК установил плавающий курс тенге в апреле 1999 года, обменный курс валюты существенно колебался вплоть до корректировки курса тенге в феврале 2009 года. В последние годы НБК объявлял коридор (то есть, диапазон) обменного курса тенге по отношению к доллару США. Тем не менее, в начале 2014 года НБК резко скорректировал обменный курс тенге к иностранным валютам. После данной корректировки, обменный курс тенге по отношению к доллару США поддерживался в пределах коридора, объявленного заранее, что привело к незначительному укреплению тенге. Обменный курс также зависит от уровня инфляции в Республике Казахстан, так как более высокие темпы инфляции могут привести к корректировки курса национальной валюты.

4 февраля 2009 года НБК скорректировал обменный курс тенге к иностранным валютам на 18% по отношению к доллару США (курс обмена составил 143,98 тенге за 1,00 доллар США), отчасти в связи с давлением на текущий счет Республики Казахстан, вызванным падением цен на сырьевые товары (в частности, нефть и газ). Корректировка курса тенге также была направлена на повышение конкурентоспособности казахстанского экспорта. По состоянию на 31 декабря 2009

года официальный курс обмена тенге к доллару США, по данным KASE, был равен 148,36 тенге за 1,00 доллар США, что свидетельствует о корректировке курса тенге на 22,8% по сравнению с уровнем на 31 декабря 2008 года. Официальный курс обмена тенге к доллару США оставался относительно стабильным в период с 2010 по 2012 годы. На 31 декабря 2010 и 2011 годов и на 30 июня 2012 года официальный курс обмена тенге к доллару США, установленный НБК, был равен, соответственно, 147,4 тенге, 148,4 тенге и 149,42 тенге за 1 доллар США. 11 февраля 2014 года НБК произвел корректировку обменного курса тенге против доллара США. В результате, курс казахстанской валюты вырос примерно с 155,6 тенге до 163,9 и, наконец, до 184,5 тенге за 1,00 доллар США на 13 февраля 2014 года. После этого тенге оставался стабильным и даже немного вырос по отношению к доллару США до 181,6 тенге за 1,00 доллар США.

Хотя НБК объявил, что он не планирует дальнейшего пересмотра порядка регулирования валютного курса, нет гарантий того, что его политика не изменится, и любое решение поддержать обменный курс валюты или скорректировать курс тенге в будущем может вызвать негативное влияние на государственный бюджет и экономику Республики Казахстан, что, в свою очередь, может негативно повлиять на бизнес, финансовое состояние и результаты деятельности Компании.

Существует неопределенность относительно результатов реализации экономических реформ

Необходимость в значительных инвестициях на многих предприятиях привела к правительственной программе приватизации. Определенные предприятия, которые Правительство считает стратегически важными, исключены из программы приватизации, хотя большинство предприятий в ключевых секторах прошли данный процесс путем полной или частичной продажи крупных нефтегазодобывающих предприятий, горнодобывающих компаний и национальной телекоммуникационной компании.

Однако многие секторы экономики Казахстана до сих пор требуют значительных инвестиций для развития и роста, и несоответствующая бизнес-инфраструктура ограничивает экономические результаты и рост в частном секторе. Более того, значительный размер теневой экономики в Казахстане считается достаточным, чтобы оказать неблагоприятное влияние на осуществление реформ и препятствовать эффективному сбору налогов. Правительство заявило, что намерено решить эти проблемы посредством улучшения бизнес-инфраструктуры и администрирования налогообложения, а также посредством продолжения процесса приватизации. Однако нет гарантий, что реализация данных мер будет эффективной, или что невыполнение таких мер не окажет существенного неблагоприятного воздействия на бизнес Компании, ее финансовое положение или результаты.

Замедление экономического роста Казахстана может негативно повлиять на бизнес Компании

Результаты Компании, качество и рост ее активов непосредственным образом зависит от состояния всей экономики Казахстана. На экономику Казахстана негативное влияние может оказать общий рост вознаграждения по займам, погодные условия могут негативно повлиять на сельское хозяйство, цены на товары и энергию, защитные меры других стран и многие другие факторы. Кроме того, экономика Казахстана находится в переходном периоде. Доля экономики, формируемой сектором обслуживания, увеличивается, в то время как доля промышленного, производственного и сельскохозяйственного секторов сокращается. Более того, значительное сокращение спроса на нефть и газ может негативно сказаться на экономике Казахстана, что также может негативно повлиять на Компанию. Трудно точно предсказать влияние этих основных экономических изменений на бизнес Компании. Любое замедление в развитии экономики Казахстана или будущая нестабильность глобальных цен на товары, могут негативно повлиять на бизнес Компании.

Возможность негативного влияния на экономику Казахстана изменений в цене на сырьевые товары, колебаний курсов валют и зависимости от экспортной торговли

Казахстанская экономика находится в сильной зависимости от экспорта нефти, газа и других сырьевых товаров. Таким образом, на казахстанскую экономику может негативно повлиять нестабильность или значительный спад цен на нефть, газ, металлы и другие сырьевые товары.

Избыток предложения или ослабление спроса на нефть, газ, металлы и другие сырьевые товары на мировых рынках, общий спад экономики любого важного рынка нефти, газа или других сырьевых товаров, ослабление позиции доллара США по отношению к другим валютам может существенно и неблагоприятно повлиять на экономику Казахстана, что, в свою очередь, может отразиться на бизнесе Компании, ее финансовом положении, результатах и перспективах.

Поскольку Казахстан испытывает негативное влияние снижения цен на сырьевые товары, а также экономической нестабильности в других странах мира, Правительство поддержало меры по реформированию экономики, стимулированию входящих потоков иностранных инвестиций и диверсификации экономики. Правительство создало Национальный фонд Казахстана в 2000 году (**"Национальный фонд"**) для поддержки финансовых рынков и экономики Казахстана в случае любого устойчивого падения нефтяных доходов. Несмотря на эти усилия, слабый спрос на экспортных рынках и низкий уровень цен на сырьевые товары, в особенности применительно к нефтяной и газовой промышленности, могут отрицательно повлиять на экономику Казахстана в будущем, что, в свою очередь, может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес, перспективы, финансовое положение, денежные потоки или результаты деятельности Компании. Основной объем деятельности Компании осуществляется на территории Казахстана. Там же расположена и основная часть активов Компании, поэтому Компания в значительной степени зависит от экономических и политических условий в стране. См. "Компания подвержена общим рискам, связанным с осуществлением деятельности в стране с развивающимся рынком".

Снижение мировых цен на нефть и другие товары в период с 2008 года по начало 2009 года оказало негативное влияние на перспективы роста экономики Казахстана. Республиканский бюджет на 2009-2011 годы изначально спрогнозирован на основании допущения о том, что стоимость одного барреля нефти составит 60 долларов США. Эти прогнозы, которые изначально были скорректированы на стоимость одного барреля на уровне 40 долларов США в связи с дальнейшим падением мировых цен на нефть, впоследствии были пересмотрены до уровня 50 долларов США за баррель на 2009-2010 годы и 60 долларов США на 2011-2014 годы, когда цена на нефть начала восстанавливаться. При прогнозировании показателей республиканского бюджета на 2015-2017 годы учтена стоимость одного барреля нефти на уровне 90 долларов США. Тем не менее, не может быть никаких гарантий, что в свете продолжающейся нестабильности цен на нефть не потребуются дальнейшие изменения в национальный бюджет.

В то время как ВВП продолжает расти в реальном выражении после принятия политики плавающего обменного курса в апреле 1999 года, не может быть никаких гарантий, что ВВП будет продолжать расти, и любое снижение темпов роста ВВП может негативно повлиять на развитие страны и, соответственно, на бизнес Компании, результаты ее деятельности и ее финансовое положение.

Вся деятельность Компании осуществляется в Казахстане. Соответственно, она постоянно зависит от экономических, политических и социальных условий, преобладающих в Казахстане

Обретение независимости Казахстаном как государства в современном его виде в 1991 году стало результатом распада Советского Союза. Таким образом, современная Республика Казахстан имеет относительно короткую историю в качестве независимого государства и существует вероятность экономической, политической, социальной, правовой и финансовой нестабильности. Казахстан переходит от командной экономики к рыночной. Хотя такие изменения создают более развитую деловую среду, сохраняется значительная разница между рыночной экономикой Казахстана и стран западной Европы и США. Специфические риски включают, среди прочих, нестабильность местной валюты, гражданские беспорядки (как те, что прошли в Мангистауской области в 2011 году), изменения в области валютного контроля, недостаток твердой валюты, изменения в тарифах на энергию, налогах, ставках роялти, антимонопольном законодательстве, национализация и экспроприация собственности, приостановление или запрет экспорта. В случае, если произойдет любое из этих событий, это может оказать существенное неблагоприятное влияние на бизнес Компании, ее финансовое состояние, результаты и перспективы.

Действующему Президенту Республики Казахстан, Нурсултану Абишевичу Назарбаеву, 74 года. Он занимает данный пост с 1991 года. Таким образом, в Казахстане отсутствует сложившаяся

практика применения положений Конституции относительно выборов иного кандидата в Президенты.

Под руководством Президента были заложены основы рыночной экономики, в том числе проведена приватизация государственных активов, осуществлена либерализация контроля движения капиталов, налоговая реформа и реформирование пенсионной системы. В 2007 году Парламент Казахстана проголосовал за внесение изменений в Конституцию Казахстана, позволяющих Нурсултану Абишевичу Назарбаеву переизбираться на пост Президента неограниченное количество раз. В начале апреля 2011 года Президент Назарбаев был переизбран 95,55% голосов на новый пятилетний срок. Несмотря на то, что действующее законодательство позволяет Нурсултану Абишевичу Назарбаеву переизбираться на данный пост после истечения срока его полномочий, нет никаких гарантий, что Нурсултан Абишевич Назарбаев примет решение об участии в выборах Президента или будет избран на новый срок. Избрание другого лица на должность Президента Республики Казахстан может дестабилизировать политическую и макроэкономическую ситуацию в Казахстане на определенный период, что в свою очередь повлечет изменение инвестиционного климата в стране и, в конечном итоге, окажет существенное негативное влияние на экономику Казахстана.

Налоговая система в Казахстане находится на относительно ранней стадии развития. Развивается процесс толкования и применения налогового законодательства, что значительно увеличивает риски в отношении деятельности Компании и инвестиций в Казахстан

Так как налоговое законодательство в Казахстане относительно новое, налоговые риски в Казахстане продолжают в целом быть более высокими, чем налоговые риски в других странах с более развитой налоговой системой. Компания оплачивает общеприменимые к бизнесу налоги, и делает обязательные социальные отчисления для своих работников в государственный фонд социального страхования. Налоговое регулирование и соблюдение налогового законодательства проверяется и изучается властями, которые могут наложить крупные штрафы и санкции и начислить пеню. Более того, налоговый режим дивидендов и прироста стоимости Акций тоже может быть изменен.

Налоговое законодательство Казахстана не всегда четко определенно и не всегда применяется или приводится в действие последовательно. Кроме того, налоговое законодательство Казахстана продолжает развиваться и становится все более сложным. Неопределенное применение и развитие налогового законодательства создает риск дополнительных и значительных налоговых платежей Компании в будущем, что может неблагоприятно и существенно повлиять на бизнес Компании, ее финансовое положение, результаты и перспективы. По общему правилу, налоговые органы имеют право дополнительно начислить суммы налогов в течение пяти лет после окончания соответствующего налогового периода.

Компания не может гарантировать точность официальных статистических и других данных, опубликованных казахстанскими государственными органами и использованных в данном Предварительном инвестиционном меморандуме

Официальные статистические и другие данные, опубликованные казахстанскими государственными органами могут быть не настолько полны или надежны, как данные, публикуемые властями более развитых стран. Официальные статистические и другие данные могут быть подготовлены с использованием методов, отличных от тех, что используются в более развитых странах. Компания не имеет данных по независимой проверке таких официальных статистических и других данных, и, поэтому, любые такие официальные статистические и другие данные относительно электроэнергетической отрасли Казахстана, использованные в данном Предварительном инвестиционном меморандуме, могут быть подвержены неопределенности из-за нерешенных вопросов относительно полноты или надежности такой информации. Кроме того, определенная статистическая информация и другие данные, использованные в Предварительном инвестиционном меморандуме, были получены из официальных государственных источников, а не подготовлены в связи с подготовкой данного Предварительного инвестиционного меморандума.

Определенная информация, содержащаяся в данном Предварительном инвестиционном меморандуме, основана на знаниях и исследованиях руководства Компании с использованием информации, которая была получена из неофициальных источников. Данная информация не проходила независимую проверку относительно полноты или надежности такой информации и, поэтому, является неопределенной.

Существенные факторы для оценки рыночных рисков, связанных с Акциями

В дополнение к рискам, связанным с инвестированием в развивающиеся рынки, такие как Казахстан, каждый потенциальный инвестор в Акции должен определить возможность таких инвестиций в свете его собственных индивидуальных обстоятельств. В частности, каждый потенциальный инвестор должен:

- иметь достаточные знания и опыт для правильной оценки Акций, преимуществ и рисков инвестирования в Акции, а также информации, которая содержится или на которую ссылается данный Предварительный инвестиционный меморандум вместе с любой дополнительно доступной информацией;
- знать соответствующие аналитические инструменты и иметь доступ к ним для оценки в контексте своего собственного финансового положения, инвестиций в Акции и влияния, которое Акции могут оказать на его общий портфель инвестиций;
- иметь достаточные финансовые ресурсы и ликвидность, чтобы нести риски, связанные с инвестициями в Акции;
- четко понимать условия Акций и быть знакомым с поведением любых соответствующих индексов и финансовых рынков; и
- уметь оценивать (либо самостоятельно, либо с помощью финансового консультанта) возможные сценарии в отношении экономики, процентной ставки и других факторов, которые могут повлиять на его инвестиции и его способность нести сопутствующие риски.

Факторы риска, связанные с Листингом, Потенциальным предложением и Акциями

Может не развиться активный торговый рынок для Акций

Для выпущенных и описанных в данном Предварительном инвестиционном меморандуме Акций рынок торгов может не установиться при размещении, а может и не развиться никогда. Если рынок будет развит, то он может быть рынком ликвидности низкого уровня. Поэтому инвесторы могут не иметь возможности продать свои Акции легко или по цене, которая обеспечит им доход, сравнимый с похожими инвестициями, для которых существует развитый вторичный рынок. Если ликвидный вторичный рынок для Акций не развивается, это может оказать серьезное негативное воздействие на рыночную стоимость Акций. Ликвидность любого рынка для Акций будет зависеть от количества держателей Акций, интереса дилеров ценных бумаг в создании рынка Акций и других факторов. Единственным вторичным рынком для Акций, как ожидается, будет являться вторичный рынок на KASE, кроме того, на данный момент у Компании нет перспективных планов по листингу Акций на любой другой фондовой бирже. Биржа KASE гораздо менее ликвидная, чем биржи в более развитых юрисдикциях, к тому же, объем сделок на KASE гораздо меньше объема сделок на таких биржах. Соответственно, нельзя дать гарантий в отношении развития или ликвидности какого-либо рынка для Акций. Кроме того, сравнительно низкий уровень капитализации Компании может привести к сокращению ликвидности Акций Компании.

В марте 2014 года все активы существующих частных и государственных пенсионных фондов были объединены в один единый пенсионный фонд под управлением НБК. Объединение всех пенсионных фондов в один единый пенсионный фонд под управлением НБК может негативно повлиять на ликвидность Акций и, соответственно, на их стоимость.

ПРОЕКТ

Казахстан имеет менее развитый рынок ценных бумаг, чем США, Великобритания и другие страны Западной Европы, что может препятствовать развитию эффективно функционирующего рынка для Акций

Организованный рынок ценных бумаг образовался в Казахстане только в середине - конце 90-х годов прошлого столетия, и процедуры для совершения, клиринга и регистрации сделок с ценными бумагами, поэтому, подвержены отдельным юридическим неопределенностям, техническим трудностям и задержкам. Хотя за последние годы произошли значительные изменения, для эффективного функционирования современного рынка капитала в Казахстане необходима разработка сложной правовой и регулирующей базы. В частности, правовая защита от рыночных манипуляций и сделок с использованием инсайдерской информации недостаточно развита или не соблюдается строго в Казахстане, по сравнению с США, Великобританией и другими странами Западной Европы. Более того, возможно, что действующее законодательство и правила могут применяться и приводиться в действие непоследовательно. Кроме того, для инвесторов в ценные бумаги может быть доступно меньше информации в отношении казахстанских юридических лиц, таких как Компания, чем доступно для инвесторов в компании, зарегистрированные в США, Великобритании и других странах Западной Европы. Вышеуказанные факторы могут негативно повлиять на инвестиционный климат в Казахстане и замедлить развитие экономики страны.

Цена на Акции может значительно колебаться

Первоначальная цена предложения Акций не может являться показателем рыночной цены Акций после их листинга на бирже. После допуска к торгам на KASE, рыночная цена Акций может подвергаться значительным колебаниям цены и объема, которые могут иметь или не иметь отношение к производственным показателям Компании. Рыночная цена Акций может значительно колебаться в ответ на ряд факторов, многие из которых могут быть вне контроля Компании, включая, среди прочего: фактические или ожидаемые изменения производственных результатов Компании за любой отчетный период; настроения на рынке, связанные с инвестициями в промышленный сектор Компании; неблагоприятное развитие бизнеса; изменения в нормативно-правовом регулировании, применимом к Компании; изменения в финансовых оценках или рекомендациях аналитиков ценных бумаг; и фактическая или ожидаемая продажа большого количества Акций, а также другие факторы. Кроме того, за последние годы глобальные финансовые рынки пережили значительные колебания цен и объемов, которые, если повторятся в будущем, могут неблагоприятно повлиять на рыночную цену Акций, несмотря на результаты деятельности Компании, ее перспективы или финансовое положение. Факторы, включая колебания в ценах на товары, изменения в рыночной оценке похожих компаний, изменения в правовом регулировании или введение тарифной реформы, наличие резервов, общие рыночные условия, природные катастрофы, террористические атаки, гражданские беспорядки и войны могут неблагоприятно отразиться на рыночной цене Акций.

Выплата дивидендов Компании зависит от множества факторов

В 2014 году Фонд, являясь единственным акционером Компании, утвердил новую дивидендную политику Компании. Дивидендной политикой предусмотрена возможность выплаты дивидендов, как по итогам года, так и по итогам полугодия. Выплата дивидендов регулируется законодательством Казахстана, Уставом Компании и ее дивидендной политикой. Дивидендной политикой предусмотрено, что Компания намеревается выплачивать дивиденды в размере не менее 40% от чистого дохода за соответствующий год или полугодие. Однако, фактическая возможность выплаты дивидендов и фактический размер дивидендов будут зависеть от требований законодательства Казахстана, которое ограничивает и, в некоторых случаях, даже запрещает выплату дивидендов. В дополнение, Совет директоров должен также учитывать договорные и иные обязательства Компании и иные факторы, такие как операционные результаты Компании, ее потребности в финансовых и капитальных вложениях, прибыль, финансовое состояние Компании, перспективы и общую деловую конъюнктуру.

Помимо этого, МНЭ также установил специальные требования в отношении прибыли, полученной в результате экономии операционных или инвестиционных расходов. В частности, такая прибыль должна быть реинвестирована и не может быть распределена акционерам в форме дивидендов.

Существует риск того, что Компания не сможет выполнять требования дивидендной политики, ввиду имеющихся нормативных ограничений и иных ограничений. В дополнение к вышеизложенному, существует риск, что регулятор в будущем может вводить дополнительные ограничения, которые прямо или косвенно повлияют на уровень дивидендов, выплачиваемых Компанией.

Как указано выше, будущие решения Компании о выплате дивидендов зависят от различных обстоятельств, часть из которых неподконтрольна Компании. Таким образом, Компания не может исключить риск того, что она не сможет распределять своим акционерам дивиденды за каждый финансовый год или полугодие.

Финансовые потрясения на развивающихся рынках могут привести к нестабильности цен на Акции

На рыночную цену Акций влияют экономические и рыночные условия в Казахстане и, в различной степени, экономические и рыночные условия в других странах СНГ и в целом на развивающихся рынках. Финансовые потрясения на других развивающихся рынках в прошлом негативно повлияли по всему миру на рыночные цены на рынках ценных бумаг компаний, которые осуществляли деятельность в тех или других развивающихся экономиках. Даже если рынок ценных бумаг в Казахстане останется относительно стабильным, финансовые потрясения на других развивающихся рынках, таких как страны СНГ, могут негативно повлиять на рыночную цену Акций.

Расходы, понесенные инвесторами в связи с инвестициями в Акции, могут быть существенными, в сравнении с доходами, полученными ими от инвестиций в Акции

На общую доходность инвестиций инвестора в Акции может повлиять размер комиссионного вознаграждения, затребованного консультантом, брокером, агентом и номинальным держателем акций и/или клиринговой системой, используемой инвестором. Такое лицо или институт могут затребовать вознаграждение за открытие и ведение инвестиционного счета, передачу Акций, кастодиальное обслуживание и выплату дивидендов. Поэтому, потенциальным инвесторам, рекомендуется ознакомиться с перечнем и размерами таких вознаграждений.

Будущие предложения долговых или долевых ценных бумаг Компанией могут негативно повлиять на рыночную стоимость Акций и ослабить существующих акционеров

Будущие попытки Компании получить финансирование для дальнейшего увеличения своих капитальных ресурсов путем эмиссии дополнительных акций или предложения долговых или долевых ценных бумаг, либо ожидание таких событий, может негативно повлиять на рыночную стоимость Акций. Выпуск дополнительных акций или предложение других долевых ценных бумаг может негативно отразиться на правах акционеров Компании (в том числе на размере дивиденда, выплачиваемого на одну Акцию) и/или снизить рыночную стоимость Акций. См. также фактор риска "Привлечение Компанией заемного и акционерного капитала для финансирования капитальных затрат может быть затруднено".

Финансовые отчеты за отчетные периоды могут не подлежать прямому сравнению

Компания изменила метод признания определенных сумм выручки, затрат и расходов при подготовке консолидированной отчетности о доходах за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2013 годов. В то время, как отчет о доходах Компании за год, закончившийся 31 декабря 2011года в том виде, в котором он включен в аудированную финансовую отчетность 2012 года был пересмотрен таким образом, чтобы отразить изменение, Компания не стала пересматривать финансовые отчеты за предыдущие периоды. В результате, финансовая отчетность за годы, заканчивающиеся 31 декабря 2012 и 2013 годов, не подлежит прямому сравнению с предыдущими финансовыми отчетами Компании. За более подробной информацией см. раздел "КОММЕНТАРИИ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ – Основные факторы, влияющие на результаты деятельности Компании – Пересмотр".

Предварительный инвестиционный меморандум не содержит финансовой отчетности за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 года

Финансовая отчетность за девять месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 года, не представлена в настоящем Предварительном инвестиционном меморандуме и Компания не будет вносить изменения в настоящий Предварительный инвестиционный меморандум для того, чтобы отразить такую отчетность. Однако, Компания намеревается опубликовать результаты данной отчетности на своем интернет ресурсе и интернет ресурсе KASE. Финансовая отчетность за 9 месяцев, закончившихся 30 сентября 2014 года будет опубликована приблизительно в середине ноября 2014 года.

Доходы физических лиц по Акциям могут облагаться налогом

Дивиденды, выплачиваемые по акциям, освобождены от индивидуального подоходного налога, если соответствующие акции включены в официальный список KASE. Прирост стоимости, который может возникнуть у инвестора при продаже акций, включенных в официальный список KASE, также освобожден от индивидуального подоходного налога. Хотя Компания и обратилась за включением акций в официальный список KASE и не ожидает в настоящее время каких-либо трудностей с включением Акций в официальный список, Компания не может дать гарантии, что положительное решение о листинге, на самом деле, будет получено или что не произойдет делистинга Акций. Более подробную информацию о налогообложении, пожалуйста, смотрите в разделе "НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ".

IPOERT

ДИВИДЕНДЫ И ДИВИДЕНДНАЯ ПОЛИТИКА

Дивидендная Политика

Дивидендная политика Компании разработана в соответствии с законодательством Казахстана, уставом Компании, Кодексом корпоративного управления и иными внутренними документами.

В сентябре 2014 года, Фонд, являясь единственным акционером Компании, внес изменения в Дивидендную политику, в соответствии с которыми Компания может выплачивать дивиденды акционерам, как по итогам года, так и по итогам полугодия в зависимости от финансовых результатов за соответствующий период. Политика Компании устанавливает приоритеты, которыми Совет директоров будет руководствоваться при выработке своих рекомендаций относительно размера дивидендов. Цель политики – обеспечить соблюдение законодательства и баланс интересов между потребностями Компании в капитале и интересами ее акционеров в повышении привлекательности Акций для инвестирования. Дивидендной политикой и уставом Компании предусмотрено, что Совет директоров ответственен за подготовку рекомендации общему собранию акционеров по выплате дивидендов и их размеру, а акционеры Компании вправе утверждать выплату любых предложенных дивидендов или принять решение о невыплате дивидендов за соответствующий финансовый период.

Политика предусматривает, что Компания намеревается выплачивать дивиденды в размере не менее 40% от чистого дохода за соответствующий финансовый период. Однако, фактическая сумма, направляемая на выплату дивидендов, регулируется действующим законодательством, которое ограничивает и даже может запретить выплату дивидендов в определенных случаях. Совет директоров Компании при подготовке предложения о порядке распределения чистого дохода Компании за истекший финансовый год или полугодие и размере дивидендов должен учитывать договорные и иные обязательства Компании, и любые иные факторы, в том числе финансовое положение Компании, прогнозы относительно ее финансового положения, потребности в денежных средствах (например, для капитальных вложений и инвестиционных программ) и т.д..

Размер дивидендов в каждом конкретном году может быть равен или превышать сумму чистого дохода Компании за соответствующий финансовый период. Любые выплаты дивидендов регулируются законодательством Казахстана, договорными обязательствами Компании и иным внутренним документам Компании. Выплата дивидендов в размере, который превышает чистый доход Компании за соответствующий финансовый период, может осуществляться только из нераспределенной прибыли Компании.

Дивидендная политика Компании размещается на корпоративном интернет ресурсе Компании: www.kegoc.kz.

Компания вправе изменять свою дивидендную политику.

Договорные обязательства в отношении выплаты дивидендов

Существующие финансовые договоры с ЕБРР устанавливают определенные ограничения в отношении выплаты Компанией дивидендов. В частности, Компания обязуется не выплачивать дивиденды, если:

- имеет место Случай неисполнения обязательств (как данный термин определен в соответствующих финансовых соглашениях) или если Случай неисполнения обязательств возникнет в результате принятия решения о выплате дивидендов;
- размер дивидендов превышает наименьший из следующих показателей: (а) доступные денежные средства и (б) прибыль, доступную для выплат в финансовом году, за который выплачиваются дивиденды.

Законодательные ограничения на выплату дивидендов

Закон об акционерных обществах запрещает акционерным обществам выплату дивидендов в следующих случаях:

- при отрицательном размере собственного капитала или если размер собственного капитала общества станет отрицательным в результате начисления дивидендов по его акциям; или
- если общество отвечает признакам неплатежеспособности или несостоятельности в соответствии с законодательством Республики Казахстан о реабилитации и банкротстве, либо указанные признаки появятся у общества в результате начисления дивидендов по его акциям.

Закон об акционерных обществах также запрещает выплату дивидендов по акциям, которые не были размещены или которые были выкуплены обществом.

МНЭ также устанавливает специальные требования в отношении прибыли, полученной в результате экономии операционных или инвестиционных расходов. В частности, такая прибыль должна быть реинвестирована и не может быть распределена акционерам в форме дивидендов.

Дивиденды, выплаченные Компанией в течение 2008-2014 годов

20 августа 2009 года Правление Фонда приняло решение о выплате Компанией дивидендов за 2008 год в размере 746 044 тысячи тенге, что составило 10% консолидированного чистого дохода Компании или 90,04 тенге на акцию.

18 сентября 2010 года Правление Фонда приняло решение не выплачивать дивиденды за 2009 год в связи с убытками, понесенными Компанией в 2009 году.

26 мая 2011 года Правление Фонда приняло решение о выплате Компанией дивидендов за 2010 год в сумме 869 403 тысячи тенге, что составило 15% чистого дохода Компании или 82,61 тенге на акцию.

12 июня 2012 года Правление Фонда приняло решение о выплате Компанией дивидендов за 2011 год в сумме 2 346 674 тысячи тенге, что составило 30% чистого дохода Компании или 221,71 тенге на акцию.

29 марта 2013 года Правление Фонда приняло решение, в качестве единственного акционера Компании, о выплате дивидендов за 2012 год в размере 2 082 309 тыс. тенге, что составило 30% от консолидированного чистого дохода Компании или 9,74 тенге на акцию (учитывая число акций после дробления 1:20). Дивиденды за 2012 год были выплачены Компанией Фонду 11 апреля 2013 года.

В связи с отсутствием чистого дохода Компании по итогам деятельности за 2013 год Правлением Фонда принято решение не начислять и не выплачивать дивиденды по простым акциям Компании за 2013 год.

ПРОЕКТ

КАПИТАЛИЗАЦИЯ

В следующей таблице отражена капитализация и денежные средства Компании (на консолидированной основе) по состоянию на 30 июня 2014 года, на основании неаудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, формально после размещения Потенциального предложения и использования средств, полученных в ходе его реализации.

Данную таблицу необходимо рассматривать вместе с разделами "ВЫБОРОЧНАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ" и "КОММЕНТАРИИ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ" и финансовой отчетностью Компании, включенной где-либо в данном документе.

	На 30 июня 2014 года (в тысячах тенге)
Денежные средства и их эквиваленты (1)…….....	20 237 849
Другие финансовые активы……	3 671 689
Краткосрочные займы……..	(13 402 909)
Долгосрочные займы……	(104 079 840)
Уставный капитал…….	107 245 972
Нераспределенная прибыль и резервы……...	224 951 779
**Акционерный капитал…….. **	**332 197 751**
**Итого займы……. **	**(117 482 749)**
**Общая капитализация …….. **	**238 624 540**

(1) Включает денежные средства, ограниченные в использовании, в размере 2 024 648 тысяч тенге.

ПРОЕКТ

ВЫБОРОЧНАЯ КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ

В следующих таблицах отражена определенная историческая консолидированная финансовая информация, полученная из консолидированной аудированной финансовой отчетности Компании по состоянию на 31 декабря 2011 г., 2012 г. и 2013 г. и промежуточной финансовой отчетности по состоянию на 30 июня 2014 г. Финансовая информация, представленная ниже, была получена из консолидированной Финансовой отчетности, включенной в любую часть Предварительного инвестиционного меморандума и должна рассматриваться вместе с ней. ТОО "Эрнст энд Янг" провело аудит финансовых отчетов по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. и 2013 г., а также обзор финансовой отчетности по состоянию на и за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. ТОО "Делойт" провело аудит консолидированной финансовой информации по состоянию на и за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Обзор финансовой информации должен рассматриваться вместе с разделом "ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ФИНАНСОВОЙ И ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ", "КОММЕНТАРИИ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ", и Финансовой отчетностью (включая примечания к ней) (смотрите раздел "ФИНАНСОВЫЕ ОТЧЕТЫ"), которые являются частью настоящего Предварительного инвестиционного меморандума.

(В тыс. тенге)	**По состоянию на 31 декабря**			**По состоянию на 30 июня**
	2011	**2012**	**2013**	**2014**
	Аудировано	**Аудировано**	**Аудировано**	**Неаудировано**
Консолидированный отчет о финансовом положении				
Долгосрочные активы……	176 699 251	189 344 946	319 615 755	473 445 342
Текущие активы……..	40 869 277	43 059 890	47 705 971	55 809 639
Итого активы……	**217 568 528**	**232 404 836**	**367 321 726**	**529 254 981**
Капитал……..	**120 965 687**	**126 560 042**	**221 181 463**	**332 197 751**
Долгосрочные обязательства	78 121 436	84 403 326	118 413 645	168 981 623
Текущие обязательства	18 481 405	21 441 468	27 726 618	28 075 607
Итого обязательств	**96 602 841**	**105 844 794**	**146 140 263**	**197 057 230**
Итого капитала и обязательств	**217 568 528**	**232 404 836**	**367 321 726**	**529 254 981**

ПРОЕКТ

(В тыс. тенге)	За год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня	
	2011	**2012**	**2013**	**2013**	**2014**
	Аудировано	**Аудировано**	**Аудировано**	**Неаудировано**	**Неаудировано**
Консолидированный отчет о совокупном доходе[1]					
Доходы	57 249 517	65 855 173	73 811 723	34 976 552	42 685 668
Себестоимость оказанных услуг	(41 451 948)	(49 268 483)	(55 574 322)	(26 152 847)	(34 650 783)
Валовая прибыль	**15 797 569**	**16 586 690**	**18 237 401**	**8 823 705**	**8 034 885**
Общие и административные расходы	(5 976 393)	(5 829 446)	(6 422 878)	(2 837 073)	(6 332 064)
Расходы по реализации	(156 142)	(168 612)	(154 408)	(87 131)	(74 386)
(Убыток)/доход от переоценки основных средств	-	-	(26 807 757)	-	14 194 012
Операционная прибыль/(убыток)	**9 665 034**	**10 588 632**	**(15 147 642)**	**5 899 501**	**15 822 447**
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям	1 699 050	1 604 788	1 797 051	862 971	822 647
Финансовые расходы	(2 457 956)	(1 991 132)	(2 021 023)	(967 831)	(1 693 881)
Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто	1 306 839	(1 806 822)	(2 680 967)	(100 897)	(13 367 026)
Прочие доходы	736 475	138 783	381 865	74 102	115 677
Прочие расходы	(249 108)	(49 423)	(17 631)	(120 388)	(35 932)
Прибыль/(убыток) до налогообложения	**10 700 334**	**8 484 826**	**(17 688 347)**	**5 647 458**	**1 663 932**
(Расходы)/доходы по налогу на прибыль	(2 878 089)	(1 543 797)	3 188 073	(1 337 303)	(1 076 012)
Прибыль/(убыток) за отчетный период	**7 822 245**	**6 941 029**	**(14 500 274)**	**4 310 155**	**587 920**
Прочий совокупный (убыток) /доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль	(167)	-	110 801 004	(115 578)	111 109 831
Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль	**7 822 078**	**6 941 029**	**96 300 730**	**4 194 577**	**111 697 751**

С целью обеспечить такую сравнимость по всем указанным периодам, соответствующие статьи за год, закончившийся 31 декабря 2011г. были реклассифицированы и указаны ниже. Такие реклассификации не повлияли на совокупный доход или капитал за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.:

[1] Статьи консолидированной отчетности Компании о совокупном доходе, доходах от основной деятельности, прочих доходах, себестоимости оказанных услуг, прочих расходах, общих и административных расходах и финансовых расходах, не могут подлежать прямому сравнению между годом, закончившимся 31 декабря 2011 г., с одной стороны, и годами, закончившимися 31 декабря 2012 г., 31 декабря 2013 г., а также шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2014 г. с другой стороны, в результате изменения метода представления доходов, себестоимости оказанных услуг и прочих расходов.

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

(В тыс. тенге)	Предыдущий отчет	Реклассификации	**Сумма после реклассификации**
Доходы	54 793 163	2 456 354	**57 249 517**
Прочие доходы	3 192 829	(2 456 354)	**736 475**
Себестоимость оказанных услуг	(39 581 302)	(1 870 646)	**(41 451 948)**
Прочие расходы	(2 119 754)	1 870 646	**(249 108)**
Общие и административные расходы	(6 332 179)	355 786	**(5 976 393)**
Финансовые расходы	(2 102 170)	(355 786)	**(2 457 956)**

Выручка от реализации электрической энергии на сумму 1 794 017 тысяч тенге, выручка от услуг по резервированию электрической энергии на сумму 528 197 тысяч тенге, и выручка от обслуживания электросетевых активов на сумму 134 140 тысяч тенге были перенесены из состава Прочего дохода в состав Выручки.

Себестоимость приобретенной электрической энергии на сумму 1 781 250 тысяч тенге и стоимость обслуживания электросетевых активов на сумму 89 396 тысяч тенге были перенесены из состава Прочих расходов в состав Себестоимости оказанных услуг.

Комиссия по банковским гарантиям на сумму 355 786 тысяч тенге была перенесена из состава Общих и административных расходов в состав Финансовых расходов.

(В тыс. тенге)	**За год, закончившийся 31 декабря**			**За 6 месяцев, закончившихся 30 июня**	
	2011	**2012**	**2013**	**2013**	**2014**
Консолидированный отчет о движении денежных средств					
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	17 536 699	14 664 826	14 458 324	9 849 809	5 839 389
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности	(35 010 726)	(19 276 465)	(17 999 863)	(7 358 328)	(7 034 090)
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности	21 595 473	3 127 659	6 988 560	1 000 888	6 915 157
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах	4 121 446	(1 483 980)	3 447 021	3 492 369	5 720 456
Чистая курсовая разница	46 551	(15 155)	236 032	47 001	765 190
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	**5 375 640**	**9 543 637**	**8 044 502**	**8 044 502**	**11 727 555**
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	**9 543 637**	**8 044 502**	**11 727 555**	**11 583 872**	**18 213 201**

ПРОЕКТ

(В тыс. тенге)	За год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня	
	2011	**2012**	**2013**	**2013**	**2014**
EBITDA[2]					
EBITDA	17 225 413	17 871 308	20 209 138	9 516 058	9 534 572
Маржа EBITDA, %	30,1%	27,1%	27,4%	27,2%	22,3%

Поскольку EBITDA и маржа EBITDA являются показателями, не предусмотренными МСФО, нижеприведенная таблица содержит сверку EBITDA и маржу EBITDA со статьями отчета о доходе в рамках МСФО:

(В тыс. тенге)	За год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня	
	2011	**2012**	**2013**	**2013**	**2014**
Доходы	57 249 517	65 855 173	73 811 723	34 976 552	42 685 668
Себестоимость оказанных услуг	(41 451 948)	(49 268 483)	(55 574 322)	(26 152 847)	(34 650 783)
Общие и административные расходы	(5 976 393)	(5 829 446)	(6 422 878)	(2 837 073)	(6 332 064)
Расходы по реализации	(156 142)	(168 612)	(154 408)	(87 131)	(74 386)
Износ и амортизация	7 560 379	7 282 676	8 549 023	3 616 557	7 906 137
EBITDA	17 225 413	17 871 308	20 209 138	9 516 058	9 534 572
Маржа EBITDA, %	30,1%	27,1%	27,4%	27,2%	22,3%

[2] EBITDA определяется как доход от основной деятельности за минусом расходов по себестоимости услуг без учета износа и амортизации, общих административных расходов без учета износа и амортизации и расходов по реализации без учета износа и амортизации. Маржа EBITDA определяется как EBITDA разделенная на доход от основной деятельности. В то время, как суммы, включенные в EBITDA и маржу EBITDA, были получены из консолидированной финансовой отчетности Компании, они не являются финансовыми показателями, рассчитанными в соответствии с МСФО, и, следовательно, не должны быть рассмотрены как альтернатива выручки или общей суммы совокупного дохода/(убытка) в качестве показателя ликвидности Компании. Руководство Компании в настоящее время использует EBITDA и маржу EBITDA в своей производственной деятельности для целей, помимо прочего, оценки результатов своей деятельности, разработки бюджетов и оценки эффективности деятельности в сравнении с такими бюджетами. Руководство Компании рассматривает EBITDA и маржу EBITDA как полезные инструменты для содействия в оценке деятельности, поскольку EBITDA и маржа EBITDA устраняют влияние статей, связанных с износом и амортизацией, процентными расходами, налогами и прочими неденежными начислениями. Кроме того, Компания считает, что EBITDA и маржа EBITDA представляют показатели, которые часто используют инвесторы.

КОММЕНТАРИИ И АНАЛИЗ РУКОВОДСТВА ФИНАНСОВОГО СОСТОЯНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Следующие комментарии и анализ необходимо читать вместе с консолидированной финансовой отчетностью Компании и соответствующими примечаниями к ней, включенными в данный Предварительный инвестиционный меморандум. Финансовая отчетность Компании была подготовлена в соответствии с МСФО.

Данные комментарии включают заявления прогнозного характера, которые подразумевают риски и неопределенности. Более подробную информацию о заявлениях прогнозного характера смотрите в разделе "ЗАЯВЛЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО ХАРАКТЕРА". Фактические результаты могут значительно отличаться от ожидаемых в заявлениях прогнозного характера, в результате различных факторов, включая риски, обсуждаемые в разделе "ФАКТОРЫ РИСКА" и в других разделах Предварительного инвестиционного меморандума. Таким образом, следующие комментарии необходимо читать вместе с разделом "ФАКТОРЫ РИСКА" данного Предварительного инвестиционного меморандума.

Обзор

Компания является национальной компанией, выполняющей функции Системного оператора единой электроэнергетической системой (**"ЕЭС"**) Казахстана. Компания оказывает следующие основные услуги: по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии в Казахстане. Компания управляет ЕЭС и владеет и управляет Национальной электрической сетью ("**НЭС**"), и осуществляет ее техническое обслуживание.

По состоянию на 1 января 2014 г. ЕЭС состояла из:

- НЭС, состоящей из комплекса подстанций, распределительных устройств и трансформаторов, а также высоковольтных линий электропередачи (35-1150 кВ) протяженностью 24 533,033 километров и 76 подстанций с установленной мощностью 35 875,05 МВА;
- 8 электростанций национального значения, подключенных непосредственно к НЭС;
- 68 электростанций, интегрированных с территориями, подключенных к Национальной сети непосредственно или через сети распределительных компаний и сети других юридических лиц;
- 21 распределительных электросетевых компаний (РЭК), подключенных непосредственно к НЭС;
- 129 оптовых потребителей, подстанции которых непосредственно подключены к НЭС.

Компания обеспечивает передачу электричества по межгосударственным и межрегиональным линиям электропередачи, связь электрических станций с региональными электросетевыми компаниями и крупными потребителями. Смотрите раздел "БИЗНЕС".

Консолидированная финансовая отчетность Компании за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., включает финансовую отчетность АО "Энергоинформ" и ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии", которое было основано 27 августа 2013 г.

Основными источниками дохода Компании являются регулируемые доходы, которые Компания получает, оказывая услуги по передаче электрической энергии по сетям Компании, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, и балансированию производства-потребления электрической энергии.

Основные факторы, влияющие на результаты работы Компании

На результаты Компании влияют, и будут продолжать влиять, различные факторы, включая факторы, описанные ниже.

Тарифная политика

Деятельность KEGOC регулируется в соответствии с Законом о естественных монополиях.

ПРОЕКТ

В соответствии с Законом о естественных монополиях к сферам естественных монополий относятся оказываемые KEGOC услуги по:

- передаче электроэнергии по сетям Национальной электрической сети;
- технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии;
- организации балансирования производства-потребления электроэнергии.

1 января 2008 г. в Республике Казахстане был введен балансирующий рынок электрической энергии, в соответствии с Законом об электроэнергетике. В соответствии с данным законом Компания несет ответственность за работу балансирующего рынка электрической энергии. С 2008 г. такая деятельность осуществляется в имитационном режиме без фактических финансовых расчетов за купленную-проданную на балансирующем рынке электрическую энергию. С 2009 г. услуга по организации балансирования производства-потребления электрической энергии отнесена к сфере естественных монополий. В 2009 г. АРЕМ разработало и утвердило Методику расчета тарифа на услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Тариф на данную услугу был установлен в размере 0.018 тенге/кВтч с 18 мая 2009 г. Данная Методология расчета тарифа была изменена в 2010 г. и включает разницу между расходами и доходами от покупки и продажи электрической энергии для компенсации почасовых отклонений на границе Казахстан-Россия. В настоящее время действует Методика, утвержденная приказом АРЕМ от 3 декабря 2013 года № 372-ОД.

20 ноября 2009 г. Правительство Казахстана и Правительство России подписали соглашение о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Казахстана и России с 1 января 2010 г. Таким образом, Компания с мая 2010 г. покупает и продает электрическую энергию, чтобы компенсировать почасовые объемы отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии от планового на границе Россия-Казахстан, в рамках оказываемых услуг, которые она предоставляет в связи с организацией балансирования производства-потребления электрической энергии. В соответствии с межправительственным соглашением о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Казахстана и России, финансовый результат (разница) покупки и продажи почасовых объемов отклонений является справедливой платой за физическое урегулирование единой электроэнергетической системой России отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии от планового.

Оплата за регулируемые услуги KEGOC выставляется покупателям согласно тарифам, которые утверждаются регулятором и определяются на основе принципов, критериев и параметров, установленных в технических и финансовых нормативных актах и методологиях.

Тарифы Компании устанавливаются по методу "издержки плюс фиксированная прибыль", в соответствии которым Компания в целях тарифообразования на определенный период времени исходит из соответствующих оценок операционных и финансовых расходов и справедливой нормы доходности капитала. Это позволяет Компании устанавливать тарифы на уровне, гарантирующем покрытие обоснованных расходов плюс допустимый уровень "прибыли", в размере, установленном в тарифной смете, которая должна быть одобрена МНЭ.

Утвержденные тарифы действуют в течение всего тарифного периода. Ранее действовавшее законодательство позволяло Компании обращаться за утверждением тарифов как на период одного года, так и на несколько лет. Ранее Компания обращалась за утверждением тарифов сроком на один год. В 2013 г. Компания обратилась за одобрением предельных уровней тарифов на два года. Однако, в соответствии с последними изменениями, внесенными в Закон о естественных монополиях, принятыми в 2013 и 2014 гг., в будущем Компания сможет утверждать предельные уровни тарифов только на период не менее пяти лет. Таким образом, в 2015 году, Компания должна будет обратиться за утверждением тарифа на срок не менее пяти лет. В 2010 г. АРЕМ внесло изменения в Методику расчета тарифа на услуги по передаче электрической энергии по сетям Компании, в целях установления процедуры расчета единого тарифа на оказание услуг по передаче электрической энергии по сетям Компании. С вводом единого тарифа на оказание услуг по передаче электрической энергии по сетям Компании, в соответствии с вышеуказанной методикой и приказом АРЕМ, зональные тарифы были отменены с 1 августа 2010 г.. Введение

единого тарифа улучшило работу Компании, обеспечило равный доступ к НЭС для всех ее потребителей, создало прозрачность в ценообразовании.

В настоящее время действуют следующие тарифы на регулируемые услуги Компании, утвержденные на период с 1 ноября 2013 года по 31 октября 2015 года:

- услуги по передаче
  - с 1 ноября 2013 г. по 31 октября 2014 г. в размере 1,305 тенге/кВтч (без НДС);
  - с 1 ноября 2014 г. по 31 октября 2015 г. в размере 1,469 тенге/кВтч (без НДС);
- услуги по технической диспетчеризации
  - с 1 ноября 2013 г. по 31 октября 2014 г. в размере 0,134 тенге/кВтч (без НДС);
  - с 1 ноября 2014 г. по 31 октября 2015 г. в размере 0,148 тенге/кВтч (без НДС);
- услуги балансирования
  - с 1 ноября 2013 г. по 31 октября 2014 г. в размере 0,060 тенге/кВтч (без НДС);
  - с 1 ноября 2014 г. по 31 октября 2015 г. в размере 0,068 тенге/кВтч (без НДС).

Исторически Компания применяла фиксированные тарифы. В 2013 году, в преддверии Программы Народное IPO, руководство KEGOC решило изменить практику применения годовых тарифов и перейти к "предельным уровням тарифов". Действующий Закон о естественных монополиях также обязывает Компанию обращаться за предельными уровнями тарифов. Принципы расчета предельных уровней тарифов аналогичны расчету ежегодных тарифов за исключением того, что предельные уровни тарифов утверждаются сроком на несколько последовательных лет. Предельные уровни тарифов позволяют Компании планировать свои возможности на длительные периоды, а акционеры имеют возможность получить более полную информацию о Компании.

В рамках подготовки к Потенциальному предложению KEGOC провело работу по увеличению утвержденных тарифов, действующих на среднесрочный период. В соответствии с Приказом АРЕМ от 16 мая 2014 г. №105-ОД увеличенные тарифы вступят в силу при условии принятия решения о Потенциальном предложении. Данная мера направлена на повышение доходности основной деятельности KEGOC и позволит обеспечить выплату дивидендов акционерам.

С момента принятия решения о Потенциальном предложении до 31 октября 2015 г., при оказании Компанией регулируемых услуг будут действовать предельные уровни тарифов в следующих размерах:

- услуги по передаче в размере 1,954 тенге/кВтч (без НДС) с ростом на 50% к действующему (1,305 тенге/кВтч);
- услуги по технической диспетчеризации в размере 0,182 тенге/кВтч (без НДС) с ростом на 36% к действующему (0,134 тенге/кВтч);
- услуги балансирования в размере 0,083 тенге/кВтч (без НДС) с ростом 38% к действующему (0,060 тенге/кВтч).

В целях увеличения объемов производства-потребления электрической энергии, экономической эффективности деятельности энергопроизводящих организаций и потребителей электрической энергии, а также экспортно-ориентированных потребителей своей продукции, предусмотрен порядок установления временного понижающего коэффициента к тарифам на услуги. К таким услугам относятся услуги по передаче электрической энергии и/(или) технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, в соответствии с утвержденными Правилами установления и отмены временных понижающих коэффициентов к тарифам (ценам, ставкам сборов) на услуги по передаче электрической энергии и (или) технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии.

ПРОЕКТ

В период 2011-2013 гг. отдельным предприятиям была оказана услуга по передаче электрической энергии с применением временных понижающих коэффициентов.

Потребитель	Период действия понижающего коэффициента	Понижающий коэффициент	Величина понижения, тыс. тенге
ТОО "Казфосфат"	05.03.2011-07.08.2011	0,92	**62 132**
	08.08.2011-31.08.2011	0,93	**7 872**
	01.09.2011-31.12.2011	0,99	**5 868**
	01.03.2012-31.08.2012	0,95	**44 734**
	01.03.2013-30.09.2013	0,89	**148 764**
	25.10.2013-31.12.2013	0,94	**26 813**
ТОО "Экибастузская ГРЭС-1"	2011	тариф на передачу электрической энергии в размере 10% от действующего тарифа KEGOC	**1 069 440**
	2012		**715 816**
	2013		**2 518 863**

Необходимо отметить, что действие Правил установления и отмены временных понижающих коэффициентов будет распространено на деятельность KEGOC и после Потенциального предложения.

Инвестиционная программа

Значительная часть активов Компании сильно изношена и на сегодняшний день Компания осуществляет крупномасштабную программу капитальных вложений, предназначенную для реабилитации, модернизации и расширения НЭС. Смотрите раздел "Капитальные вложения" ниже. Финансирование инвестиционной программы главным образом происходит за счет собственных денежных средств и займов, в том числе привлеченных под государственные гарантии.

Переоценка основных средств

С 1 ноября 2013 г. Компания изменила метод учета сооружений НЭС с модели учета по фактическим затратам на модель учета по переоцененной стоимости, так как ранее применяемый метод исторической стоимости значительно занижал справедливую стоимость объектов НЭС и расходы на их поддержание.

В рамках вышеизложенных изменений политики оценки активов с метода "исторической стоимости" на метод "справедливой рыночной стоимости", Компания провела последующую дополнительную переоценку в 2014 году в связи планируемым изменением уровня тарифов на регулируемые услуги и проведенной корректировкой курса национальной валюты по отношению к иностранным, как того требуют МСФО. Следовательно, балансовая стоимость активов Компании в настоящее время выше значения стоимости активов, используемой при расчете тарифов. Компания надеется добиться включения переоценки активов в расчет тарифов на будущие тарифные периоды, но нет уверенности в том, что новая переоценка 2014 года будет утверждена регулятором, и если будет, то, остается неизвестным, какова будет сумма переоценки, одобренная регулятором, или в какие сроки переоценка РБА будет учтена для целей расчета тарифов.

В таблице ниже приведена информация о влиянии переоценки основных средств на стоимость основных средств на конец 2013 года и 6 месяцев 2014 года.

В тысячах тенге

Балансовая стоимость основных средств на 31 декабря 2012 года	**163 444 227**
Поступления	**42 471 799**
Выбытия	**(558 334)**
Начисленная амортизация за период	**(8 376 498)**
Переоценка основных средств, нетто	**111 837 970**
Балансовая стоимость основных средств на 31 декабря 2013 года	**308 819 164**
Поступления	**7 040 592**
Выбытия	**(105 671)**
Начисленная амортизация за период	**(7 794 626)**
Переоценка основных средств, нетто	**153 137 451**
Балансовая стоимость основных средств на 30 июня 2014 года	**461 096 910**

По данным бухгалтерского учета, общий прирост балансовой стоимости от переоценки, проведенной по состоянию на 1 ноября 2013 года и переоценки, проведенной по состоянию на 1 июня 2014 года, составил 265 млрд. тенге.

Постановлением Правления АРЕМ №15 от 16 апреля 13 года утверждена переоценка стоимости активов Компании, учитываемых при определении РБА и график включения результатов переоценки в тарифы на регулируемые услуги KEGOC в течение пяти лет в период с 2013 по 2017 годы. В результате переоценки РБА увеличится на 199 млрд. тенге.

Кроме того, Компания планирует периодически проводить переоценку основных средств для пересмотра и анализа стоимости своих активов и использования таких активов в своем бизнесе.

Учет переоценки основных средств в Регулируемой Базе Активов

Затратный метод расчета тарифов основан на праве получения Компанией дохода на регулируемую базу активов (РБА). Определение РБА, таким образом, является важным шагом в установлении тарифов. В результате, переоценка основных средств может существенно повлиять на собственный капитал и прибыль Компании.

В связи с переоценкой, Правление АРЕМ своим постановлением № 15 от 16 апреля 2013 года утвердило увеличение РБА в общей сложности на 199 млрд. тенге, согласно следующему графику:

Год	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Процент поэтапного увеличения активов в результате переоценки основных средств, входящих в РБА	20%	40%	60%	80%	100%

График включения переоценки основных средств 2013 года с 199 млрд. тенге в тарифы на регулируемые услуги KEGOC в рамках программы "Народное IPO"

Валюта

Доходы и активы Компании деноминированы в тенге, а значительная часть задолженности номинированы в долларах США и евро. Как результат, укрепление курса доллара США или евро к тенге приведет к увеличению консолидированной задолженности и финансовых расходов Компании.

Инфляция

В последние годы средний темп инфляции в Казахстане оставался ниже 10%, за исключением роста до 17% на пике глобального экономического спада в 2008 г. (данные *CIA World Factbook*).

По данным Агентства Республики Казахстан по статистике, уровень инфляции в 2013, 2012 и 2011 гг. составил 4,8%, 6,0% и 7,4%, в первом полугодии 2014 г. и 2013 г. 4,8% и 2,7%, соответственно.

Расходы Компании значительно увеличились в результате инфляции. Доход Компании увеличивается в основном в результате повышения тарифов Компании. Такое повышение тарифов может происходить независимо от роста инфляции, а также оно может происходить неодновременно с ростом инфляции. Поэтому между увеличением расходов Компании, связанным с инфляцией, и увеличением доходов Компании может быть временная разница. Более подробную информацию о действии инфляции на результаты деятельности Компании смотрите в разделе "ФАКТОРЫ РИСКА".

Себестоимость электрической энергии

Значительную часть затрат Компании составляет покупка электрической энергии для компенсации технологических потерь при передаче электроэнергии. Технологические потери главным образом связаны с (i) нагрузочными потерями в линиях электропередачи и в силовых трансформаторах ("переменные потери") и (ii) потерями в воздушных линиях электропередачи, потерями холостого хода ("условно-постоянные потери"). В первом полугодии 2014 г. Компания затратила 10 394 356 тысяч тенге на покупку электрической энергии по технологическим потерям, что составило 24.4% от доходов от основной деятельности. Темп роста покупной цены электрической энергии опережал инфляцию, что означает, что значительная часть затрат Компании увеличивалась более высоким темпом, чем инфляция.

Основные принципы учетной политики

Консолидированная финансовая отчетность Компании была подготовлена в соответствии с МСФО. При использовании учетной политики Компании, руководство должно делать суждения, оценку и допущения в отношении текущей (балансовой) стоимости активов и обязательств, которые не являются явно очевидными из других источников. Оценки и связанные предположения основаны на историческом опыте и других факторах, которые рассматриваются как уместные. Фактические результаты могут отличаться от данных оценок.

Прогнозы и исходные допущения постоянно пересматриваются. Изменения учетных оценок признаются в период, в который оценка пересмотрена, если пересмотр влияет только на тот период, или в период пересмотра и в будущие периоды, если пересмотр влияет как на текущий, так и на будущие периоды.

Учетная политика Компании более подробно описана в примечаниях к аудированной консолидированной Финансовой отчетности Компании, в частности в Примечании 3. Руководство полагает, что ниже перечислены наиболее важные моменты по применению учетной политики Компании, которые в настоящее время влияют на финансовое положение Компании и результаты ее деятельности. Смотрите Примечание 3 к аудированной консолидированной финансовой отчетности Компании, где раскрыты основные положения учетной политики Компании.

Резерв по сомнительной дебиторской задолженности, неликвидным товарно-материальным запасам и авансам, выданным на приобретение долгосрочных активов

Определение руководством резервов по сомнительной дебиторской задолженности и авансам, выданным на приобретение долгосрочных активов, а также определение руководством признания и оценки резерва по неликвидным товарно-материальным запасам, требует от руководства применения допущений на основе лучших оценок способности Компании реализовать данные активы. В результате изменений общей экономической ситуации или других подобных обстоятельствах после отчетной даты, руководство может сделать заключения, которые могут отличаться от заключений, сделанных при подготовке консолидированной финансовой отчетности Компании.

Отсроченный налоговый актив

Отсроченные налоговые активы оцениваются на каждую отчетную дату и уменьшаются в той степени, в которой более не существует вероятности того, что существует достаточная

налогооблагаемая прибыль, за счет которой может быть возмещена вся сумма или часть актива. Оценка такой вероятности включает суждения на основе ожидаемой производительности.

Сроки полезной службы основных средств

Компания пересматривает сроки полезной службы основных средств на конец каждого годового отчетного периода. Оценка срока полезной службы актива зависит от таких факторов, как экономическое использование, программы по ремонту и обслуживанию, технологические улучшения и прочие деловые условия. Оценка руководством сроков полезной службы основных средств отражает соответствующую информацию, имеющуюся на дату подготовки консолидированной финансовой отчетности Компании.

Обесценение основных средств

Так как использование Компанией каждого объекта основных средств не обеспечивает независимое друг от друга получение денежных средств, а представляет собой отдельные неотделимые друг то друга операции в составе единого технологического процесса, Компания оценивает возможные убытки от обесценения на основе идентификации единицы, генерирующей потоки денежных средств. Генерирующей единицей Компании являются все активы Компании в целом. На каждую отчетную дату Компания оценивает, существуют ли какие-либо признаки возможного обесценения актива. Если существуют такие признаки, или если требуется проведение ежегодного тестирования на предмет обесценения, Компания производит оценку возмещаемой суммы.

Капитализация затрат по займам

Компания капитализирует затраты по займам, непосредственно относящиеся к приобретению, строительству и производству квалифицируемых активов до того момента, пока такие активы не будут готовы для их целевого использования или продажи. Квалифицируемые активы - это активы, которые требуют значительный период времени для их приведения в готовность для целевого использования или продажи.

Результаты деятельности

В следующей таблице приведены выбранные исторические финансовые данные за представленные периоды. Информация ниже представлена в тенге, функциональной валюте Компании.

	За год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня	
	2011	**2012**	**2013**	**2013**	**2014**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
Доходы	57 249 517	65 855 173	73 811 723	34 976 552	42 685 668
Себестоимость оказанных услуг	(41 451 948)	(49 268 483)	(55 574 322)	(26 152 847)	(34 650 783)
Валовая прибыль	**15 797 569**	**16 586 690**	**18 237 401**	**8 823 705**	**8 034 885**
Общие и административные расходы	(5 976 393)	(5 829 446)	(6 422 878)	(2 837 073)	(6 332 064)
Расходы по реализации	(156 142)	(168 612)	(154 408)	(87 131)	(74 386)
(Убыток)/доход от переоценки основных средств	-	-	(26 807 757)	-	14 194 012
Операционная прибыль/(убыток)	**9 665 034**	**10 588 632**	**(15 147 642)**	**5 899 501**	**15 822 447**
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям	1 699 050	1 604 788	1 797 051	862 971	822 647
Финансовые расходы	(2 457 956)	(1 991 132)	(2 021 023)	(967 831)	(1 693 881)

Положительная / (отрицательная) курсовая разница, нетто	1 306 839	(1 806 822)	(2 680 967)	(100 897)	(13 367 026)
Доля в убытке ассоциированной компании	-	-	(3 659)	-	(6 323)
Прочие доходы	736 475	138 783	381 865	74 102	115 677
Прочие расходы	(249 108)	(49 423)	(13 972)	(120 388)	(29 609)
Прибыль/(убыток) до налогообложения	**10 700 334**	**8 484 826**	**(17 688 347)**	**5 647 458**	**1 663 932**
(Расходы)/доходы по налогу на прибыль	(2 878 089)	(1 543 797)	3 188 073	(1 337 303)	(1 076 012)
Прибыль/(убыток) за отчетный период	**7 822 245**	**6 941 029**	**(14 500 274)**	**4 310 155**	**587 920**
Прочий совокупный (убыток)/доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль	(167)	-	110 801 004	(115 578)	111 109 831
Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль	**7 822 078**	**6 941 029**	**96 300 730**	**4 194 577**	**111 697 751**

ПРОЕКТ

Сравнение результатов за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с шестью месяцами, закончившимися 30 июня 2013 г.

Доходы

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня				
	2013		2014		
	(Тыс. тенге)	% от доходов	(Тыс. тенге)	% от доходов	% изм.
Передача электроэнергии:					
Передача электроэнергии (до скидки)	23 912 320	68,4	24 342 742	57,0	1,8
Скидки	(1 321 308)	(3,8)	(1 249 298)	(2,9)	(5,4)
Передача электроэнергии (после скидок)	22 591 012	64,6	23 093 444	54,1	2,2
Услуги по технической диспетчеризации	5 389 880	15,4	5 662 140	13,3	5,1
Доход от реализации покупной электроэнергии	1 114 610	3,2	4 877 166	11,4	337,6
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	3 149 408	9,0	4 762 995	11,2	51,2
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	2 300 578	6,6	1 958 141	4,6	(14,9)
Прочее	431 064	1,2	2 331 782	5,5	440,9
Общие доходы от основной деятельности	**34 976 552**	**100,0**	**42 685 668**	**100,0**	**22,0**

Доходы Компании от основной деятельности увеличились на 22,0% до 42 685 668 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., по сравнению с 34 976 552 тысяч тенге за 6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. благодаря росту доходов от услуг по передаче электроэнергии на 2,2% (или 502 432 тысяч тенге, включая скидки); увеличению доходов от услуг по технической диспетчеризации на 5,1% (или 272 260 тысяч тенге); росту дохода, имеющего отношение к услугам по балансированию производства и потребления электроэнергии в Казахстане, на 51,2% (или 1 613 587 тысяч тенге); увеличению дохода от реализации покупной электроэнергии на 337,6% (или 3 762 556 тысяч тенге) и росту прочих доходов на 440,9% (или 1 900 718 тысяч тенге). При этом имело снижение доходов от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии на 14,9% (или 342 437 тысяч тенге).

ПРОЕКТ

Таблица ниже представляет анализ доходов Компании в разрезе тарифов/объемов:

		За 6 месяцев, закончившихся 30 июня		
		2013	**2014**	**% изм.**
Передача электроэнергии				
Доход от передачи электроэнергии	тыс. тенге	22 591 012	23 093 444	2,2
Объем передачи электроэнергии	тыс. кВтч	21 495 857	18 657 253	(13,2)
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	1,113[1]	1,305[2]	17,3
Средний тариф (включая скидки)	тенге/кВтч	1,113[3]	1,305[4]	17,3
Услуги по технической диспетчеризации				
Доход от услуг по технической диспетчеризации	тыс. тенге	5 389 880	5 662 140	5,1
Объем услуг технической диспетчеризации	тыс. кВтч	42 108 436	42 254 783	0,3
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0,128[1]	0,134[2]	4,7
Средний тариф	тенге/кВтч	0,128[3]	0,134[4]	4,7
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии				
Доход от услуг по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	тыс. тенге	3 149 408	4 762 995	51,2
Доход от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	тыс. тенге	2 300 578	1 958 141	(14,9)
Объем балансирования производства и потребления электроэнергии	тыс. кВтч	76 814 837	79 383 258	3,4
Объем электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	тыс. кВтч	742 671	564 428	(24,0)
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0,041[1]	0,060[2]	46,3
Средний тариф	тенге/кВтч	0,041[3]	0,060[4]	46,3

Примечание 1: Утвержденный тариф, действующий с 1 октября, 2012 г.
Примечание 2: Утвержденный тариф, действующий с 1 ноября, 2013 г.
Примечание 3: Средний тариф в период с 1 января по 30 июня 2013 г.
Примечание 4: Средний тариф в период с 1 января по 30 июня 2014 г..

Передача электроэнергии

Доход от передачи электрической энергии увеличился с 22 591 012 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. до 23 093 444 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. в основном из-за увеличения среднего тарифа с 1,113 тенге/кВтч до 1,305 тенге/кВтч. Увеличение среднего тарифа было частично компенсировано уменьшением объема оказываемых услуг с 21 495,9 млн кВтч до 18 657,3 млн кВтч.

Снижение объема услуг на 13,2 %, предоставляемых в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., было вызвано в основном снижением межгосударственного транзита на 68,9%, а также снижением объемов передачи электрической энергии субъектам оптового рынка Республики Казахстан.

Услуги по технической диспетчеризации

Рост дохода Компании от технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии с 5 389 880 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., до 5 662 140 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., произошел в основном по причине роста среднего тарифа с 0,128 тенге/кВтч до 0,134 тенге/кВтч, а также увеличения объема оказываемых услуг с 42 108,4 млн кВтч до 42 254,8 млн

ПРОЕКТ

Увеличение объема услуг на 0,3% в течение шести месяцев 2014 г. произошло в связи с ростом производства электрической энергии энергопроизводящими организациями.

Услуги по реализации покупной электроэнергии

Доход от реализации покупной энергии увеличился на 337,6% с 1 114 610 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., до 4 877 166 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. главным образом по причине (i) увеличения среднего тарифа с 8,44 тенге/кВтч до 11,1 тенге/кВтч и (ii) увеличения объема оказываемых услуг на 307,2 млн. кВтч.

Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии

Доход от услуг по организации балансирования производства и потребления электрической энергии увеличился на 51,2% с 3 149 408 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. до 4 762 995 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. в основном из-за увеличения среднего тарифа с 0,041 тенге/кВтч до 0,060 тенге/кВтч, а также увеличения объема оказываемых услуг с 76 814,8 млн. кВтч до 79 383,3 млн.. кВтч.

Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии

Снижение доходов от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии с 2 300 578 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., до 1 958 141 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., главным образом связано с 24,0% снижением фактических поставок электрической энергии от 742,7 млн. кВтч в 2013 г. до 564,4 млн. кВтч в 2014 г.

Прочее

Прочие доходы увеличились до 440,9% с 431 064 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., до 2 331 782 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. главным образом из-за увеличения доходов от реализации услуг по регулированию мощности нерезидентам до 1 711 551 тысяч тенге. Это связано с тем, что услуги оказанные ГАК "Узбекэнерго" в первом полугодии 2013 г. были оплачены в ноябре 2013 г.

Себестоимость оказанных услуг

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня				
	2013		**2014**		
	(Тыс. тенге)	**% от доходов**	**(Тыс. тенге)**	**% от доходов**	**% изм.**
Технологический расход электрической энергии	9 263 121	26,5	10 394 356	24,4	12,2
Износ и амортизация	3 483 452	10,0	7 744 376	18,1	122,3
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	4 651 858	13,3	4 889 010	11,5	5,1
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	4 337 970	12,4	4 741 366	11,1	9,3
Себестоимость покупной электроэнергии	964 778	2,8	3 444 221	8,1	257,0
Расходы по эксплуатации и ремонту	1 763 463	5,0	1 882 790	4,4	6,8
Расходы по охране сторонними организациями	455 042	1,3	455 214	1,1	0,0
Запасы	350 410	1,0	365 198	0,9	4,2
Прочее	882 753	2,5	734 252	1,7	(16,8)
Всего себестоимость	**26 152 847**	**74,8**	**34 650 783**	**81,2**	**32,5**

Себестоимость оказанных услуг Компании увеличилась на 32,5% до 34 650 783 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 26 152 847 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., в основном по причине (i) 12,2% роста технологического расхода электрической энергии в основном из-за увеличения покупной цены (средняя цена покупки

ПРОЕКТ

увеличилась на 8,9%) (ii) 122,3% увеличения расходов по амортизационным отчислениям в связи с увеличением основных средств в результате проведенной переоценки сооружений НЭС; (iii) 257,0% увеличения себестоимости покупной электроэнергии в основном из-за увеличения объема услуг на 307,2 млн кВтч и увеличения среднего тарифа с 7,3 тенге/кВтч до 7,8 тенге/кВтч.

Компания начала закупать электрическую энергию с целью компенсации почасовых объемов отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии от планового с мая 2010 г. Себестоимость компенсирования почасовых объемов отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии рассматривается KEGOC как необходимые расходы, связанные с обеспечением стабильных поставок электрической энергии своим потребителям и удовлетворения их спроса.

Общие и административные расходы

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня				
	2013		2014		
	(Тыс. тенге)	% от доходов	(Тыс. тенге)	% от доходов	% изм.
Начисление резерва по сомнительной задолженности и по обесценению авансов	273 658	0,8	2 284 397	5,4	734,8
Налоги, кроме подоходного налога	806 768	2,3	2 047 617	4,8	153,8
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	1 008 944	2,9	1 208 821	2,8	19,8
Износ и амортизация	131 111	0,4	160 188	0,4	22,2
Консультационные услуги	101 689	0,3	80 368	0,2	(21,0)
Расходы на аренду	82 099	0,2	71 359	0,2	(13,1)
Расходы по страхованию	69 171	0,2	57 804	0,1	(16,4)
Командировочные расходы	56 245	0,2	49 851	0,1	(11,4)
Начисление резерва/ (восстановление разерва) на устаревшие запасы	(190 118)	(0,5)	39 730	0,1	(120,9)
Материалы	42 100	0,1	35 662	0,1	(15,3)
Тренинги и обучение	30 997	0,1	28 008	0,1	(9,6)
Коммунальные расходы	21 682	0,1	24 341	0,1	12,3
Услуги охраны	15 756	0,0	16 893	0,0	7,2
Услуги банка	15 211	0,0	16 466	0,0	8,3
Услуги связи	12 072	0,0	10 293	0,0	(14,7)
Корпоративные мероприятия	15 059	0,0	9 615	0,0	(36,2)
Расходы на ремонт	1 707	0,0	4 209	0,0	146,6
Спонсорство	206 303	0,6	15	0,0	(100,0)
Прочие	136 619	0,4	186 427	0,4	36,5
Всего	**2 837 073**	**8,1**	**6 332 064**	**14,8**	**123,2**

Общие и административные расходы Компании увеличились на 123,2% до 6 332 064 тысяч тенге шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 2 837 073 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., в основном по причине (i) увеличения начисленного резерва по сомнительной задолженности на 734,8% с 273 658 тысяч тенге до 2 284 397 тысяч тенге, связанного главным образом с просрочкой платежа со стороны ГАК "Узбекэнерго" (смотрите "Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности") и (ii) увеличения налогов, кроме подоходного налога, на 153,8% по причине роста налога на имущество, связанного с увеличением активов Компании.

ПРОЕКТ

Расходы по реализации

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня				
	2013		2014		
	(Тыс. тенге)	% от доходов	(Тыс. тенге)	% от доходов	% изм.
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	83 058	0,2	72 984	0,2	(12,1)
Командировочные расходы	4 059	0,0	1 204	0,0	(70,3)
Износ и амортизация	14	0,0	8	0,0	(42,9)
Прочие	0	0,0	190	0,0	н/п
Всего расходов по реализации	**87 131**	**0,2**	**74 386**	**0,2**	**(14,6)**

Расходы по реализации Компании снизились на 14,6% до 74 386 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 87 131 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., в основном по причине снижения (на 10 074 тысяч тенге) расходов по оплате труда в связи с переводом части персонала, занятого реализацией услуг в разряд производственного персонала.

Доход от переоценки основных средств

С 1 ноября 2013 г. Компания изменила метод учета сооружений НЭС с модели учета по фактическим затратам на модель учета по переоцененной стоимости. Использованный ранее метод учета по исторической стоимости значительно недооценивал справедливую рыночную стоимость объектов НЭС и расходов на их поддержание. Применение новой модели позволит более адекватно оценивать расходы на амортизацию оборудования и включать их в тарифную смету. Более подробную информацию о результатах переоценки основных средств в 2013 г. смотрите в разделе "Сравнение результатов за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с годом, закончившимся 31 декабря 2012 г."

В мае 2014 г., после утверждения нового рыночного тарифа, Руководством компании было принято решение о проведении повторной переоценки основных средств. Применение нового тарифа в доходном методе позволило полностью исключить экономический износ. В результате Компания возместила ранее полученный убыток, признанный в результате предыдущей переоценки в размере 14 194 012 тысяч тенге, а также признала прирост стоимости основных средств, включенный в состав прочего совокупного дохода в размере 138 887 289 тысяч тенге.

Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям

Процентный доход Компании по депозитам, текущим счетам и облигационным купонам уменьшился на 4,7% до 822 647 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 862 971 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., главным образом из-за уменьшения депозитной базы.

Финансовые расходы

Финансовые расходы Компании увеличились на 75% до 1 693 881 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 967 831 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., в основном по причине уменьшения капитализируемых процентов с 529 241 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., до 260 509 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. Уменьшение капитализируемых процентов на 50,8% было главным образом связано с уменьшением капитальных затрат в первом полугодии 2014 г. по сравнению с первым полугодием 2013 г. В первом полугодии 2014 г. капитализация затрат по займам была связана с основными инвестиционными проектами Компании: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап", "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ", "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП – Осакаровка". Компания применяла ставку капитализации в размере 1,5%-4,2% и 1,7%-4,3% в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. и 30 июня 2013 г., соответственно. В дополнение, увеличение финансовых расходов за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., было также вызвано увеличением расходов (на 397 423 тысяч тенге) по процентным платежам по займам ЕБРР и МБРР.

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня		
	2013	2014	
	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)	% изм.
Прочие доходы			
Штрафы и пени	53 072	40 878	(23,0)
Доход от выбытия основных средств, нетто	-	12 816	н/п
Прочие	21 030	61 983	194,7
Всего прочие доходы	**74 102**	**115 677**	**56,1**
Прочие расходы			
Расходы по выбытию основных средств, нетто	(298)	-	(100,0)
Прочие	(120 090)	(29 609)	(75,3)
Всего прочие расходы	**(120 388)**	**(29 609)**	**(75,4)**

Прочие доходы

Прочие доходы Компании увеличились на 56,1% до 115 677 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 74 102 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. В первые шесть месяцев 2013 г. было отмечено крайне высокое обесценение, связанное с незавершенным строительством.

Прочие расходы

Прочие расходы Компании уменьшились на 75,4% до 29 609 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 120 388 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. Уменьшение произошло преимущественно в связи со снижением убытка от обесценения незавершенного строительства.

Отрицательная курсовая разница, нетто

Нетто отрицательная курсовая разница Компании увеличилась до 13 367 026 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 100 897 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. Основой причиной увеличения является проведенная в феврале 2014 г. корректировка курса тенге по отношению к основным иностранным валютам, что привело к разовому убытку от переоценки валютных займов в размере 18 427 644 тысяч тенге, а также к доходу от денежных средств на депозитных счетах в иностранной валюте и торговой дебиторской задолженности в размере 6 126 670 тысяч тенге.

С целью минимизации валютных рисков Правлением KEGOC было принято решение установить максимальный размер открытой валютной позиции в пределах 220 млн. евро или 293 млн. долларов США.

	доллар США		Евро	
	2013	2014	2013	2014
По состоянию на 30 июня	151,7	183,5	197,9	249,9
Средний за период	150,9	176,2	198,2	241,7

Расходы по налогу на прибыль

Расходы по налогу на прибыль уменьшились на 19,5% до 1 076 012 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., по сравнению с 1 337 303 тысячами тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. Уменьшение в основном произошло по причине (i) отрицательной курсовой разницы связанной с негативной переоценкой займов, деноминированных в иностранной валюте; (ii) налогового эффекта в результате проведенной в компании переоценки основных фондов; (iii) начислением резерва по сомнительной задолженности нерезидентов.

ПРОЕКТ

Прибыль за отчетный период

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. Компания получила прибыль в размере 587 920 тысяч тенге, по сравнению с прибылью в размере 4 310 155 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. Уменьшение главным образом связано с проведенной в феврале 2014 г. корректировкой курса тенге, в результате которой Компания признала отрицательную курсовую разницу в сумме 13 367 026 тысяч тенге.

Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль

Итого совокупный доход увеличился на 2 562,9% до 111 697 751 тысячи тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 4 194 577 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. В результате переоценки основных средств, Компания признала доход от переоценки активов в сумме 138 887 289 тысяч тенге.

EBITDA

В следующей таблице сравнивается EBITDA за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. и 2014 г.

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня			
	2013	**2014**	**изм.**	
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**%**
EBITDA	9 516 058	9 534 572	18 514	0,2
EBITDA маржа, %	27,2%	22,3%	н/п	(4,9)

EBITDA Компании за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., составила 9 534 572 тысяч тенге, что на 18 514 тысяч тенге выше, чем за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г. и представляет рост в размере 0,2%. Изменение произошло в связи с вышеуказанными факторами. Так как, EBITDA не является частью стандартов МСФО, в следующей таблице представлена сверка EBITDA с отчетом о прибылях и убытках согласно МСФО.

	За 6 месяцев, закончившихся 30 июня			
	2013	**2014**	**изм.**	
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**%**
Доходы	34 976 552	42 685 668	7 709 116	22,0
Себестоимость оказанных услуг	(26 152 847)	(34 650 783)	(8 497 936)	32,5
Общие и административные расходы	(2 837 073)	(6 332 064)	(3 494 991)	123,2
Расходы по реализации	(87 131)	(74 386)	12 745	(14,6)
минус амортизация	3 616 557	7 906 137	4 289 580	118,6
EBITDA	**9 516 058**	**9 534 572**	**18 514**	**0,2**
EBITDA маржа, %	27,2%	22,3%	н/п	(4,9)
Прочие доходы	74 102	115 677	41 575	56,1
Прочие расходы	(120 388)	(29 609)	90 779	(75,4)
Доход от переоценки основных средств	-	14 194 012	14 194 012	н/п
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям	862 971	822 647	(40 324)	(4,7)
Финансовые расходы	(967 831)	(1 693 881)	(726 050)	75,0
Отрицательная курсовая разница, нетто	(100 897)	(13 367 026)	(13 266 129)	13 148,2
Доля в убытке ассоциированной компании	-	(6 323)	(6 323)	н/п
Расходы по налогу на прибыль	(1 337 303)	(1 076 012)	261 291	(19,5)
плюс амортизация	(3 616 557)	(7 906 137)	(4 289 580)	(118,6)
Прибыль за отчетный период	**4 310 155**	**587 920**	**(3 722 235)**	**(86,4)**

Сравнение результатов за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с годом, закончившимся 31 декабря 2012 г.

Доходы

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2012		2013		
	(Тыс. тенге)	% от доходов	(Тыс. тенге)	% от доходов	% изм.
Передача электроэнергии:					
Передача электроэнергии (до скидки)	43 378 750	65,9	47 046 175	63,7	8,5
Скидки	(760 550)	(1,2)	(2 694 440)	(3,7)	254,3
Передача электроэнергии (после скидок)	42 618 200	64,7	44 351 735	60,1	4,1
Услуги по технической диспетчеризации	10 081 550	15,3	10 827 210	14,7	7,4
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	5 269 657	8,0	6 843 284	9,3	29,9
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	3 575 129	5,4	3 995 050	5,4	11,7
Доход от реализации покупной электроэнергии	2 685 490	4,1	3 470 894	4,7	29,2
Прочее	1 625 147	2,5	4 323 550	5,9	166,0
Общие доходы от основной деятельности	**65 855 173**	**100,0**	**73 811 723**	**100,0**	**12,1**

Доходы Компании увеличились на 12,1% до 73 811 723 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 65 855 173 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., благодаря росту доходов от услуг по передаче электроэнергии на 4,1% (или 1 733 535 тысяч тенге, включая скидки); увеличению доходов от услуг технической диспетчеризации на 7,4% (или 745 660 тысяч тенге); росту дохода, имеющего отношение к услугам по организации балансирования производства и потребления электроэнергии, на 29,9% (или 1 573 627 тысяч тенге); увеличению дохода от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии на 11,7% (или 419 921 тысячу тенге); увеличению дохода от реализации покупной электрической энергии на 29,2% (или 785 404 тысячи тенге); и росту прочих доходов на 166,0% (или 2 698 403 тысячи тенге).

В таблице ниже представлен анализ доходов Компании в разрезе тарифов/объемов:

ПРОЕКТ

		Год, закончившийся 31 декабря		
		2012	2013	% изм.
Передача электроэнергии				
Доход от передачи электроэнергии	тыс. тенге	42 618 200	44 351 735	4,1
Объем передачи электроэнергии	тыс. кВтч	43 487 097	41 055 346	(5,6)
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0,953[1]	1,113[2]	16,7
Средний тариф (включая скидки)	тенге/кВтч	0,998[3]	1,147[4]	14,9
Услуги по технической диспетчеризации				
Доход от услуг по технической диспетчеризации	тыс. тенге	10 081 550	10 827 210	7,4
Объем услуг по технической диспетчеризации	тыс. кВтч	83 511 655	83 863 377	0,4
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0,118[1]	0,128[2]	4,7
Средний тариф	тенге/кВтч	0,121[3]	0,129[4]	6,9
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии				
Доход от услуг по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	тыс. тенге	5 269 657	6 843 284	29,9
Доход от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	тыс. тенге	3 575 129	3 995 050	11,7
Объем услуг по балансированию производства и потребления электроэнергии	тыс. кВтч	152 908 895	153 521 394	0,4
Объем электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	тыс. кВтч	1 201 141	1 263 691	5,2
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0,032[1]	0,041[2]	28,1
Средний тариф	тенге/кВтч	0,034[3]	0,045[4]	29,3

Примечание 1: Утвержденный тариф, действующий с 1 сентября, 2011 г.
Примечание 2: Утвержденный тариф, действующий с 1 октября, 2012 г.
Примечание 3: Средний тариф в 2012 г.
Примечание 4: Средний тариф в 2013 г.

Передача электроэнергии

Доходы Компании от передачи электрической энергии увеличились на 4,1% с 42 618 200 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 44 351 735 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. в основном из-за увеличения среднего тарифа с 0,998 тенге/кВтч до 1,147 тенге/кВтч. Увеличение дохода связанное со среднем тарифом было частично компенсировано уменьшением объема оказываемых услуг с 43 487,1 млн кВтч до 41 055,3 млн кВтч.

Снижение объема услуг на 5,6% было вызвано снижением объема передачи электрической энергии субъектам оптового рынка электрической энергии РК на 5,6%, а также снижением объема межгосударственного транзита на 31,1%. Снижение объемов передачи электрической энергии было частично компенсировано ростом объема передачи электрической энергии, экспортируемой в Россию, на 317,6%.

Услуги по технической диспетчеризации

Доход Компании от технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии увеличился на 7,4% с 10 081 550 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. до 10 827 210 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., в основном по причине роста

ПРОЕКТ

среднего тарифа с 0,121 тенге/кВтч до 0,129 тенге/кВтч и увеличения объема оказываемых услуг с 83 511,7 млн кВтч до 83 863,4 млн кВтч.

Увеличение объема услуг по технической диспетчеризации на 0,4% произошло в связи с ростом производства электрической энергии энергопроизводящими организациями.

Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии

Доходы Компании в отношении услуг по организации балансирования производства и потребления электрической энергии увеличились на 29,9% с 5 269 657 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 6 843 284 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. в основном из-за увеличения среднего тарифа с 0,034 тенге/кВтч до 0,045 тенге/кВтч.

Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии

Доходы Компании от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии увеличились на 11,7% с 3 575 129 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 3 995 050 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., главным образом по причине увеличения фактических поставок электрической энергии на 5,2% с 1 201,1 млн кВтч до 1 263,7 млн кВтч.

Доход от реализации покупной электроэнергии

Доход от реализации покупной энергии увеличился с 2 685 490 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2012 г., до 3 470 894 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2013 г., главным образом по причине увеличения среднего тарифа с 5,87 тенге/кВтч до 8,56 тенге/кВтч. Это было частично компенсировано уменьшением объема оказываемых услуг на 53,9 млн кВтч.

Прочее

Прочие доходы увеличились с 1 625 147 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2012 г., до 4 323 550 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2013 г. главным образом из-за увеличения доходов от реализации услуг по регулированию мощности нерезидентам, связанного с (i) увеличением среднего тарифа с 186 тенге/кВтч до 608 тенге/кВтч и (ii) увеличением объема оказываемых услуг на 178 мВт.

Себестоимость оказанных услуг

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2012		**2013**		
	(Тыс. тенге)	**% от доходов**	**(Тыс. тенге)**	**% от доходов**	**% изм.**
Технологический расход электрической энергии	16 799 998	25,5	17 715 238	24,0	5,4
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	7 856 799	11,9	8 888 182	12,0	13,1
Расходы по закупке электрической энергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	8 438 372	12,8	8 424 124	11,4	(0,2)
Износ и амортизация	6 987 329	10,6	8 266 091	11,2	18,3
Расходы по эксплуатации и ремонту	3 311 764	5,0	5 499 698	7,5	66,1
Себестоимость покупной электроэнергии	2 611 281	4,0	2 962 063	4,0	13,4
Запасы	990 561	1,5	1 171 032	1,6	18,2
Расходы по охране сторонними организациями	863 366	1,3	890 566	1,2	3,2
Прочее	1 409 013	2,1	1 757 328	2,4	24,7
Всего себестоимость	**49 268 483**	**74,8**	**55 574 322**	**75,3**	**12,8**

ПРОЕКТ

Себестоимость оказанных услуг Компании увеличилась на 12,8% до 55 574 322 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 49 268 483 тысячами тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном по причине (i) 5,4% роста технологического расхода электрической энергии в основном из-за увеличения покупной цены (средняя цена покупки увеличилась на 16,8%); (ii) увеличения расходов по оплате труда производственного персонала на 13,1% (или 1 031 383 тысячи тенге) по причине увеличения заработной платы с 1 января 2013 г. (на 10%-15%) сотрудникам филиалов МЭС KEGOC, а также увеличения численности сотрудников филиала "Алматинские МЭС"; (iii) увеличения расходов по износу и амортизации на 18,3% (или 1 278 762 тысячи тенге) в связи с вводом в эксплуатацию объектов по проекту "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" на общую сумму 38 411 326 тысяч тенге; (iv) роста затрат по эксплуатации и ремонту на 66,1% (или 2 187 934 тысячи тенге) в связи с затратами по устранению последствий чрезвычайной ситуации в Жамбылской и Южно-Казахстанской областях в 2013 г., а также проведением сторонними организациями экспертизы технического состояния электросетевых объектов в 2013 г.

Общие и административные расходы

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2012		**2013**		
	(Тыс. тенге)	**% от доходов**	**(Тыс. тенге)**	**% от доходов**	**% изм.**
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	2 510 533	3,8	2 573 322	3,5	2,5
Налоги, кроме подоходного налога	1 285 472	2,0	2 007 031	2,7	56,1
Износ и амортизация	290 272	0,4	278 973	0,4	(3,9)
Спонсорство	177 695	0,3	243 342	0,3	36,9
Консультационные услуги	223 765	0,3	196 221	0,3	(12,3)
Начисление резерва по сомнительной задолженности и по обесценению авансов	26 062	0,0	195 153	0,3	648,8
Расходы на аренду	142 933	0,2	162 712	0,2	13,8
Расходы по страхованию	139 852	0,2	142 206	0,2	1,7
Командировочные расходы	117 655	0,2	128 203	0,2	9,0
Корпоративные мероприятия	85 737	0,1	89 330	0,1	4,2
Материалы	87 349	0,1	81 859	0,1	(6,3)
Тренинги и обучение	41 044	0,1	61 408	0,1	49,6
Коммунальные расходы	38 758	0,1	41 750	0,1	7,7
Услуги банка	29 658	0,0	33 225	0,0	12,0
Услуги охраны	31 193	0,0	31 757	0,0	1,8
Услуги связи	39 955	0,1	23 745	0,0	(40,6)
Расходы на ремонт	21 347	0,0	8 303	0,0	(61,1)
Начисление резерва на устаревшие запасы	146 702	0,2	(217 628)	(0,3)	(248,3)
Прочие	393 464	0,6	341 966	0,5	(13,1)
Всего	**5 829 446**	**8,9**	**6 422 878**	**8,7**	**10,2**

ПРОЕКТ

Общие и административные расходы Компании увеличились на 10,2% до 6 422 878 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 5 829 446 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном по причине (i) увеличения налогов, кроме подоходного на 56,1%, из-за роста налога на имущество, связанного с увеличением активов Компании и (ii) увеличением начисленного резерва по сомнительной задолженности на 648,8% с 26 062 тысяч тенге до 195 153 тысяч тенге в связи с просрочкой платежа со стороны ГАК "Узбекэнерго". Это увеличение было частично компенсировано восстановлением резерва на устаревшие запасы в размере 217 628 тысяч тенге по причине (i) использования части устаревших запасов в качестве оплаты акций в АО "Энергоинформ" и (ii) использования части запасов для обслуживания офисного оборудования.

Расходы по реализации

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2012		2013		
	(Тыс. тенге)	% от доходов	(Тыс. тенге)	% от доходов	% изм.
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	161 148	0,2	147 277	0,2	(8,6)
Командировочные расходы	7 437	0,0	7 095	0,0	(4,6)
Износ и амортизация	27	0,0	36	0,0	33,3
Всего расходов по реализации	**168 612**	**0,3**	**154 408**	**0,2**	**(8,4)**

Расходы по реализации Компании снизились на 8,4% до 154 408 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 168 612 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном по причине снижения (на 13 871 тысячу тенге) расходов по оплате труда в связи с переводом части персонала, занятого реализацией услуг, в разряд производственного персонала.

Убыток от переоценки основных средств

С 1 ноября 2013 г. Компания изменила метод учета сооружений НЭС с модели учета по фактическим затратам на модель учета по переоцененной стоимости. Использованный ранее метод учета по исторической стоимости значительно недооценивал справедливую стоимость объектов НЭС и расходов на их поддержание. Для оценки справедливой стоимости основных средств был привлечен независимый оценщик в лице ТОО "Делойт ТСФ". Результат использования затратного и сравнительного подходов показал рост стоимости основных средств, однако в связи со сдерживанием перехода KEGOC на полный экономически обоснованный тариф, который предполагает рыночную отдачу на инвестированный капитал, был определен экономический износ, распределенный на стоимость основных средств.

В результате переоценки был признан прирост стоимости от переоценки некоторых активов, включенный в состав прочего совокупного дохода, в сумме 138 645 728 тысяч тенге, и соответствующее налоговое обязательство в сумме 27 729 146 тысяч тенге, а также уменьшение стоимости некоторых активов, включенное в отчет о прибылях и убытках в сумме 26 807 757 тысяч тенге.

Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям

Процентный доход Компании по депозитам, текущим счетам и облигационным купонам увеличился на 12% до 1 797 051 тысячи тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 1 604 788 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., главным образом из-за увеличения депозитной базы в связи с временно доступными средствами от основной деятельности. Кроме того, увеличились купонные выплаты по облигациям АО "Батыс транзит" в связи с тем, что ставка купонных выплат по облигациям в 2013 г. была увеличена до 7,1% за период от 31 марта 2013 г. до 30 марта 2014 г. с 6,4% за период от 31 марта 2012 г. до 30 марта 2013 г.

Финансовые расходы

Финансовые расходы Компании увеличились на 1,5% до 2 021 023 тысяч за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 1 991 132 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном по причине уменьшения капитализируемых процентов на 101 701 тысячу тенге. Компания применяла

средневзвешенную ставку капитализации в размере 3,6% и 4,42% в 2013 г. и 2012 г., соответственно. В 2013 г. капитализация затрат по займам была связана с основными инвестиционными проектами Компании: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап", "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ", "Реконструкция ВЛ 220кВ ЦГПП-Осакаровка". Это увеличение было частично компенсировано (i) уменьшением расходов (на 30 654 тысячи тенге) по процентным платежам по займам ЕБРР и МБРР; (ii) уменьшением комиссии за неиспользованную сумму займа ЕБРР на 50 184 тысячи тенге. Компания обязуется выплачивать ежегодную комиссию за неиспользованную часть займа ЕБРР по ставкам 0,5% и 1%.

	Год, закончившийся 31 декабря		
	2012	2013	
	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)	% изм.
Прочие доходы			
Штрафы и пени	58 094	323 953	457,6
Доход от выбытия основных средств, нетто	-	9 841	н/п
Прочие	80 689	48 071	(40,4)
Всего прочие доходы	138 783	381 865	175,2
Прочие расходы			
Расходы по выбытию основных средств, нетто	(28 177)	-	(100,0)
Прочие	(21 246)	(13 972)	(34,2)
Всего прочие расходы	(49 423)	(13 972)	(71,7)

Прочие доходы

Прочие доходы Компании увеличились на 175,2% до 381 865 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 138 783 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Увеличение главным образом связано с начисленными доходами по штрафным санкциям в адрес ГАК "УзбекЭнерго", по невыполненным договорным обязательствам.

Прочие расходы

Прочие расходы Компании уменьшились на 71,7% до 13 972 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 49 423 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. В 2013 г. у Компании не было расходов по выбытию основных средств, тогда как в 2012 г. расходы составили 28 177 тысяч тенге.

Уменьшение произошло в основном в связи с уменьшением себестоимости реализованных запасов, связанным с сокращением объема реализованных запасов по сравнению с 2012 г.

Отрицательная курсовая разница, нетто

Нетто отрицательная курсовая разница увеличилась на 48,4% до 2 680 967 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 1 806 822 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Увеличение главным образом связано с ослаблением курса тенге к доллару США и евро и последующей негативной переоценкой долгосрочных займов в долларах США и евро.

	доллар США		Евро	
	2012	2013	2012	2013
По состоянию на 31 декабря	150,7	153,6	199,2	211,2
Средний за год	149,1	152,1	191,7	202,1

(Расходы)/доходы по налогу на прибыль

Расходы по налогу на прибыль уменьшились на 306,5% до 3 188 073 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 1 543 797 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012

г. Уменьшение главным образом связано с налоговым эффектом в результате изменения метода учета основных средств Компании. В результате был признан доход от переоценки, включенный в состав прочего совокупного дохода в сумме 138 645 728 тысяч тенге, и соответствующее налоговое обязательство в сумме 27 729 146 тысяч тенге, а также уменьшение стоимости некоторых активов, включенное в консолидированный отчет о совокупном доходе, в сумме 26 807 757 тысяч тенге.

(Убыток)/прибыль за отчетный период

За год, закончившийся 31 декабря 2013 г., Компания получила убыток в размере 14 500 274 тысяч тенге, по сравнению с прибылью в размере 6 941 029 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Признанный убыток от переоценки, включенный в консолидированный отчет о совокупном доходе, в сумме 26 807 757 тысяч тенге отрицательно повлиял на чистую прибыль в 2013 г., однако негативный эффект имел исключительно неденежный характер.

Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога прибыль

Итого совокупный доход за отчетный период увеличился на 1 287,4% с 6 941 029 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., до 96 300 730 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. главным образом связано с приростом стоимости от переоценки некоторых активов в сумме 138 645 728 тысяч тенге в результате переоценки основных средств.

EBITDA

В следующей таблице сравнивается EBITDA за 2012 г. и 2013 г.

	Год, закончившийся 31 декабря			
	2012	**2013**	**изм.**	
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**%**
EBITDA	17 871 308	20 209 138	2 337 830	13,1
EBITDA маржа, %	27,1%	27,4%	н/п	0,6

EBITDA Компании в 2013 г. равнялась 20 209 138 тысяч тенге, что на 2 337 830 тысяч тенге выше, чем за 2012 г. и представляет рост в размере 13,1%. Изменение произошло в связи с вышеуказанными факторами. Так как EBITDA не является частью стандартов МСФО, в следующей таблице представлена сверка EBITDA с отчетом о прибылях и убытках согласно МСФО.

	Год, закончившийся 31 декабря			
	2012	**2013**	**изм.**	
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**%**
Доходы	65 855 173	73 811 723	7 956 550	12,1
Себестоимость оказанных услуг	(49 268 483)	(55 574 322)	(6 305 839)	12,8
Общие и административные расходы	(5 829 446)	(6 422 878)	(593 432)	10,2
Расходы по реализации	(168 612)	(154 408)	14 204	(8,4)
минус амортизация	7 282 676	8 549 023	1 266 347	17,4
EBITDA	**17 871 308**	**20 209 138**	**2 337 830**	**13,1**
EBITDA маржа, %	27,1%	27,4%	н/п	0,6
Прочие доходы	138 783	381 865	243 082	175,2
Прочие расходы	(49 423)	(13 972)	35 451	(71,7)
Убыток от переоценки	-	(26 807 757)	(26 807 757)	н/п
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям	1 604 788	1 797 051	192 263	12,0
Финансовые расходы	(1 991 132)	(2 021 023)	(29 891)	1,5

Отрицательная курсовая разница, нетто	(1 806 822)	(2 680 967)	(874 145)	48,4
Доля в убытке ассоциированной компании	-	(3 659)	(3 659)	н/п
(Расходы) / доходы по налогу на прибыль	(1 543 797)	3 188 073	4 731 870	(306,5)
плюс амортизация	(7 282 676)	(8 549 023)	(1 266 347)	(17,4)
Прибыль/(убыток) за отчетный период	**6 941 029**	**(14 500 274)**	**(21 441 303)**	**(308,9)**

Сравнение результатов за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с годом, закончившимся 31 декабря 2011 г.

Доходы

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2011		**2012**		
	(Тыс. тенге)	**% от доходов**	**(Тыс. тенге)**	**% от доходов**	**% изм.**
Передача электроэнергии:					
Передача электроэнергии (до скидки)	38 765 735	67,7	43 378 750	65,9	11,9
Скидки	(1 145 311)	(2,0)	(760 550)	(1,2)	(33,6)
Передача электроэнергии (после скидок)	37 620 424	65,7	42 618 200	64,7	13,3
Услуги по технической диспетчеризации	9 272 079	16,2	10 081 550	15,3	8,7
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	4 668 378	8,2	5 269 657	8	12,9
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	2 660 677	4,6	3 575 129	5,4	34,4
Доход от реализации покупной электроэнергии	1 792 182	3,1	2 685 490	4,1	49,8
Прочее	1 235 777	2,2	1 625 147	2,5	31,5
Общие доходы от основной деятельности	**57 249 517**	**100,0**	**65 855 173**	**100,0**	**15,0**

Доходы Компании увеличились на 15,0% до 65 855 173 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 57 249 517 тысячами тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. в основном благодаря росту доходов от услуг по передаче электроэнергии на 13,3% (или 4 997 776 тысяч тенге, включая скидки); увеличению доходов от услуг по технической диспетчеризации на 8,7% (или 809 471 тысяч тенге); росту дохода, имеющего отношение к услугам по балансированию производства и потребления электроэнергии, на 12,9% (или 601 279 тысяч тенге); росту дохода продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии на 34,4% (или 914 452 тысяч тенге); увеличению дохода от реализации покупной электроэнергии на 49,8% (или 893 308 тысяч тенге) и росту прочих доходов на 31,5% (или 389 370 тысяч тенге).

Таблица ниже представляет анализ доходов Компании в разрезе тарифов/объемов:

		Год, закончившийся 31 декабря		
		2011	**2012**	**% изм.**
Передача электроэнергии				
Доход от передачи электроэнергии	тыс. тенге	37 620 424	42 618 200	13,3
Объем передачи электроэнергии	тыс. кВтч	41 042 197	43 487 097	6,0
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0, 940[1]	0,953 [2]	1,4
Средний тариф (включая скидки)	тенге/кВтч	0,945 [3]	0,998 [4]	5,6

Услуги по технической диспетчеризации

Доход от услуг по технической диспетчеризации	тыс. тенге	9 272 079	10 081 550	8,7
Объем услуг по технической диспетчеризации	тыс. кВтч	80 812 246	83 511 655	3,3
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0,118[1]	0,128[2]	8,5
Средний тариф	тенге/кВтч	0,115[3]	0,121[4]	5,2
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии				
Доход от услуг по балансированию производства и потребления электроэнергии	тыс. тенге	4 668 378	5 269 657	12,9
Доход от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	тыс. тенге	2 660 677	3 575 129	34,4
Объем услуг по балансированию производства и потребления электроэнергии	тыс. кВтч	145 886 823	152 908 895	4,8
Объем электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	тыс. кВтч	983 464	1 201 141	22,1
Утвержденный тариф	тенге/кВтч	0,032[1]	0,041[2]	28,1
Средний тариф	тенге/кВтч	0,032[3]	0,034[4]	7,7

Примечание 1: Утвержденный тариф, действующий с 1 августа 2010 г.
Примечание 2: Утвержденный тариф, действующий с 1 сентября 2011 г.
Примечание 3: Средний тариф в 2011 г.
Примечание 4: Средний тариф в 2012 г.

Передача электроэнергии

Доходы Компании от передачи электрической энергии увеличились на 13,3% с 37 620 424 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 42 618 200 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном по причине роста фактического объема предоставленных услуг на 6,0% - от 41 042,2 млн кВтч до 43 487,1 млн кВтч, а также увеличения среднего тарифа с 0,945 тенге/кВтч до 0,998 тенге/кВтч.

Услуги по технической диспетчеризации

Доход от технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии увеличился с 9 272 079 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 10 081 550 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. в основном по причине роста объема услуг технической диспетчеризации на 3,3% (2 699,4 млн кВтч), а также увеличения среднего тарифа с 0,115 тенге/кВтч до 0,121 тенге/кВтч.

Увеличение объема услуг произошло в связи с ростом производства электрической энергии энергопроизводящими организациями, а также с ростом потребления электрической энергии на оптовом рынке Казахстана.

Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии

Доход в отношении услуг по организации балансирования производства и потребления электрической энергии увеличился на 12,9% с 4 668 378 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 5 269 657 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном из-за (i) увеличения фактического объема предоставленных услуг организации балансирования производства-потребления электрической энергии на 4,8% с 145 886,8 млн кВтч до 152 908,9 млн кВтч, в основном благодаря общему увеличению производства и потребления электрической энергии на оптовом рынке Казахстана; (ii) увеличения среднего тарифа с 0,032 тенге/кВтч до 0,034 тенге/кВтч.

ПРОЕКТ

Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии

Доход от продажи межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии увеличился на 34,4% с 2 660 677 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2011 г., до 3 575 129 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2012 г., главным образом по причине 22,1% увеличения фактических поставок электрической энергии с 983,5 млн кВтч до 1 201,1 млн кВтч.

Доход от реализации покупной электроэнергии

Доход от реализации покупной энергии увеличился с 1 792 182 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2011 г., до 2 685 490 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2012 г., главным образом по причине увеличения объема поставок с 318,0 млн кВтч. до 459,6 млн. кВтч.

Себестоимость оказанных услуг

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2011		**2012**		
	(Тыс. тенге)	**% от доходов**	**(Тыс. тенге)**	**% от доходов**	**% изм.**
Технологический расход электрической энергии	14 180 057	24,8	16 799 998	25,5	18,5
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	5 683 975	9,9	8 438 372	12,8	48,5
Расходы по оплате труда и прочие отчисления. связанные с оплатой труда	7 136 713	12,5	7 856 799	11,9	10,1
Износ и амортизация	7 231 004	12,6	6 987 329	10,6	(3,4)
Расходы по эксплуатации и ремонту	2 738 120	4,8	3 311 764	5,0	21,0
Себестоимость покупной электрической энергии	1 780 096	3,1	2 611 281	4,0	46,7
Запасы	854 298	1,5	990 561	1,5	16,0
Расходы по охране сторонними организациями	802 415	1,4	863 366	1,3	7,6
Прочее	1 045 270	1,8	1 409 013	2,1	34,8
Всего себестоимость	**41 451 948**	**72,4**	**49 268 483**	**74,8**	**18,9**

Себестоимость оказанных услуг Компании увеличилась на 18,9% до 49 268 483 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 41 451 948 тысячами тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в основном по причине (i) 18,5% роста технологического расхода электрической энергии в основном из-за увеличения объемов переданной электрической энергии на 5,8% в 2012 г., по сравнению с 2011 г. и увеличения покупной цены у ТОО "Экибастузская ГРЭС-1" и АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" (с 5,6 тенге/кВтч до 6,5 тенге/кВтч) и у ТОО "МАЭК Казатомпром" (с 7,23 тенге/кВтч до 9,54 тенге/кВтч); (ii) увеличения расходов по покупке электрической энергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии от планового на границе Россия-Казахстан на 2 754 397 тысяч тенге с 5 683 975 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2011 г. до 8 438 372 тысяч тенге за год, закончившихся 31 декабря 2012 г. в основном из-за увеличения (на 231,3 млн кВтч) объемов закупок и увеличения фактической средневзвешенной цены с 5,86 тенге/кВтч до 7,03 тенге/кВтч.

ПРОЕКТ

Общие и административные расходы

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2011		2012		
	(Тыс. тенге)	% от доходов	(Тыс. тенге)	% от доходов	% изм.
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	2 340 920	4,1	2 510 533	3,8	7,2
Налоги, кроме подоходного налога	1 739 148	3,0	1 285 472	2,0	(26,1)
Износ и амортизация	319 031	0,6	290 272	0,4	(9,0)
Консультационные услуги	242 507	0,4	223 765	0,3	(7,7)
Спонсорство	309 145	0,5	177 695	0,3	(42,5)
Начисление резерва на устаревшие запасы	-	-	146 702	0,2	н/п
Расходы на аренду	134 842	0,2	142 933	0,2	6,0
Расходы по страхованию	106 416	0,2	139 852	0,2	31,4
Командировочные расходы	84 518	0,1	117 655	0,2	39,2
Материалы	101 775	0,2	87 349	0,1	(14,2)
Корпоративные мероприятия	76 288	0,1	85 737	0,1	12,4
Тренинги и обучение	29 737	0,1	41 044	0,1	38,0
Услуги связи	39 098	0,1	39 955	0,1	2,2
Коммунальные расходы	38 246	0,1	38 758	0,1	1,3
Услуги охраны	28 430	0,0	31 193	0,0	9,7
Услуги банка	52 817	0,1	29 658	0,0	(43,8)
Начисление резерва по сомнительной задолженности и по обесценению авансов	(68 726)	(0,1)	26 062	0,0	(137,9)
Расходы на ремонт	27 515	0,0	21 347	0,0	(22,4)
Прочие	374 686	0,7	393 464	0,6	5,1
Всего	**5 976 393**	**10,4**	**5 829 446**	**8,9**	**(2,5)**

Общие и административные расходы Компании уменьшились на 2,5% до 5 829 446 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 5 976 393 тысячами тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в основном по причине (i) уменьшения налогов, кроме подоходного, на 26,1%, что, главным образом, связано с отсутствием НДС за сверхнормативные технологические потери (248 366 тысяч тенге) и уменьшения штрафов и пени, связанных с корпоративным подоходным налогом на 209 227 тысяч тенге; и (ii) уменьшения расходов по спонсорству на 42,5% в результате уменьшения (на 131 450 тысяч тенге) спонсорской поддержки в 2012 г. по сравнению с 2011 г. Это уменьшение было частично компенсировано (i) увеличением расходов по оплате труда административного персонала по причине увеличения заработной платы с 1 января 2012 г. (для сотрудников филиала "Западные МЭС" - 15%, филиалов KEGOC в г. Астана и г. Алматы – 10%, остальные – 7%), увеличения премиальных выплат со 170% от месячного оклада в 2011 г. до 200% от месячного оклада в 2012 г. и выплатой премиальных руководству Компании по результатам 2011 г.; (ii) начислением резерва на устаревшие запасы в размере 146 702 тысяч тенге в результате изменения подхода к созданию резерва на устаревшие запасы (до 2012 г. Компания создавала резерв на все запасы сроком хранения свыше 1 года, но только после осмотра специальной комиссией, которая определяла, какие элементы могут быть восстановлены. По причине того, что инспекционная процедура была сложной и требовала много времени, было принято решение создавать резерв на все запасы со сроком хранения более 1 года.

Расходы по реализации

	Год, закончившийся 31 декабря				
	2011		2012		
	(Тыс. тенге)	% от доходов	(Тыс. тенге)	% от доходов	% изм.
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	151 282	0,3	161 148	0,2	6,5
Командировочные расходы	3 971	0,0	7 437	0,0	87,3
Износ и амортизация	76	0,0	27	0,0	(64,5)
Прочие	813	0,0	-	-	(100,0)
Всего расходов по реализации	**156 142**	**0,3**	**168 612**	**0,3**	**8,0**

Расходы по реализации Компании увеличились на 8,0% до 168 612 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 156 142 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в основном по причине увеличения (на 9 866 тысяч тенге) расходов по оплате труда в 2012 г. по сравнению с 2011 г. в связи с увеличением заработной платы с 1 января 2012 г. (для сотрудников филиала "Западные МЭС" - 15%, филиалов KEGOC в г. Астана и г. Алматы – 10%, остальные – 7%), увеличения премиальных выплат со 170% от месячного оклада в 2011 г. до 200% от месячного оклада в 2012 г.

Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям

Процентный доход Компании по депозитам, текущим счетам и облигационным купонам уменьшился на 5,5% до 1 604 788 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 1 699 050 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., главным образом из-за уменьшения купонных выплат по облигациям АО "Батыс транзит", что в свою очередь связано со снижением ставки купона с 8,6% за период с 31 марта 2011 г. по 30 марта 2012 г. до 6,4% за период с 31 марта 2012 г. по 30 марта 2013 г.

Финансовые расходы

Финансовые расходы Компании уменьшились на 19,0% до 1 991 132 тысяч за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 2 457 956 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в основном по причине увеличения капитализируемых процентов на 102,8% от 566 835 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., по сравнению с 1 149 583 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Компания применяла ставку капитализации в размере 4,84% и 4,42% в 2011 г и 2012 г., соответственно. В 2012 г. капитализация затрат по займам была связана с основными инвестиционными проектами Компании: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап", "Строительство ПС Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ", "Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС".

	Год, закончившийся 31 декабря		
	2011	2012	
	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)	% изм.
Прочие доходы			
Штрафы и пени	123 720	58 094	(53,0)
Прочие	612 755	80 689	(86,8)
Всего прочие доходы	**736 475**	**138 783**	**(81,2)**
Прочие расходы			
Себестоимость проданных основных средств	(40 819)	(28 177)	(31,0)
Прочие	(208 289)	(21 246)	(89,8)
Всего прочие расходы	**(249 108)**	**(49 423)**	**(80,2)**

Прочие доходы

Прочие доходы Компании уменьшились на 81,2% до 138 783 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 736 475 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Уменьшение главным образом связано с отсутствием в 2012 г. доходов от безвозмездного поступления основных средств (в 2011 г. – 380 845 тысяч тенге), переносом в 2012 г. на положительную/(отрицательную) курсовую разницу суммы 5 052 тысяч тенге доходов от конвертации иностранных валют (в 2011 г. доходы от конвертации иностранных валют на сумму 77 355 тысяч тенге не были перенесены в доходы/(убытки) по курсовой разнице по причине нематериальности), а также отнесением в 2012 г. на себестоимость проданных основных средств суммы доходов от реализации и выбытия основных средств (незавершенного строительства) в размере 37 615 тысяч тенге.

Прочие расходы

Прочие расходы Компании уменьшились на 80,2% до 49 423 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 249 108 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Уменьшение произошло в основном с переносом в 2012 г. на положительную/(отрицательную) курсовую разницу суммы расходов от конвертации иностранных валют (63 033 тысяч тенге). В 2011 г. расходы от применения двух различных курсов валют на одну и ту же дату на сумму 173 049 тысяч тенге не были перенесены на положительную/(отрицательную) курсовую разницу по причине нематериальности.

Положительная/(отрицательная) курсовая разница, нетто

Нетто положительная/(отрицательная) курсовая разница Компании уменьшились на 3 113 661тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с 1 306 839 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Уменьшение главным образом связано с ослаблением курса тенге к доллару США и евро и последующей негативной переоценкой валютных займов Компании.

	доллар США		**Евро**	
	2011	**2012**	**2011**	**2012**
По состоянию на 31 декабря	148,4	150,7	191,7	199,2
Средний за год	146,6	149,1	204,2	191,7

Расходы по налогу на прибыль

Расходы по налогу на прибыль уменьшились на 46,4% до 1 543 797 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 2 878 089 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Уменьшение главным образом связано с (i) уменьшением прибыли до налогообложения с 10 700 334 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., до 8 484 826 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.; (ii) сдачей в 2012 г. дополнительных налоговых деклараций за год, закончившийся 31 декабря 2008 г.; (iii) отсутствие расходов по сверхнормативных потерям не взятых на вычет при расчете налоговой прибыли.

Прибыль за отчетный период

Вследствие вышеуказанных факторов, прибыль Компании за год уменьшилась на 11,3% до 6 941 029 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с 7 822 245 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль

Итого совокупный доход за отчетный период уменьшился на 11,3% до 6 941 029 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с 7 822 078 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

ПРОЕКТ

EBITDA

В следующей таблице сравнивается EBITDA за 2011 г. и 2012 г.

	Год, закончившийся 31 декабря			
	2011	**2012**	**изм.**	
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**%**
EBITDA	17 225 413	17 871 308	645 895	3,7
EBITDA маржа, %	30,1%	27,1%	н/п	(3,0)

EBITDA Компании в 2012 г. равнялась 17 871 308 тыс. тенге, что на 645 895 тысяч тенге выше, чем за 2011 г. и представляет рост в размере 3,7%. Изменение произошло в связи с вышеуказанными факторами. Так как EBITDA не является частью стандартов МСФО, в следующей таблице представлена сверка EBITDA с отчетом о прибылях и убытках согласно МСФО.

	Год, закончившийся 31 декабря			
	2011	**2012**	**изм.**	
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**%**
Доходы	57 249 517	65 855 173	8 605 656	15,0
Себестоимость оказанных услуг	(41 451 948)	(49 268 483)	(7 816 535)	18,9
Общие и административные расходы	(5 976 393)	(5 829 446)	146 947	(2,5)
Расходы по реализации	(156 142)	(168 612)	(12 470)	8,0
минус амортизация	7 560 379	7 282 676	(277 703)	(3,7)
EBITDA	**17 225 413**	**17 871 308**	**645 895**	**3,7**
EBITDA маржа. %	30,1%	27,1%	н/п	(3,0)
Прочие доходы	736 475	138 783	(597 692)	(81,2)
Прочие расходы	(249 108)	(49 423)	199 685	(80,2)
Процентный доход по депозитам. текущим счетам и облигациям	1 699 050	1 604 788	(94 262)	(5,5)
Финансовые расходы	(2 457 956)	(1 991 132)	466 824	(19,0)
Положительная / (отрицательная) курсовая разница, нетто	1 306 839	(1 806 822)	(3 113 661)	(238,3)
Расходы по налогу на прибыль	(2 878 089)	(1 543 797)	1 334 292	(46,4)
Плюс износ и амортизация	(7 560 379)	(7 282 676)	277 703	3,7
Прибыль за отчетный период	**7 822 245**	**6 941 029**	**(881 216)**	**(11,3)**

Ликвидность и источники капитала

Компания зависит как от внутренних, так и от внешних источников ликвидности для обеспечения оборотного капитала и финансирования потребностей в капитале. Исторически Компания финансировала капитальные затраты из собственных средств, вливаний Правительства в уставный капитал и долгового финансирования путем заемных средств. По состоянию на 30 июня 2014 г. Компания имела денежные средства и их эквиваленты в размере 18 213 201 тысяч тенге. По состоянию на 30 июня 2014 г. Компании были даны обязательства по выделению ей, но которые не были использованы ею, кредитных средств для покрытия потребностей в капитале примерно в размере 3 024 032 тысяч тенге.

Компания ожидает, что у нее достаточно денежных средств и денежных займов для финансирования своей текущей деятельности и программы капитальных вложений на ближайшие 18 месяцев. В будущем, Компании может понадобиться долговое и/или долевое финансирование для реализации своей программы капитальных вложений. Доступность данного финансирования будет зависеть от ряда факторов, включая условия рынка и государственное регулирование. В случае финансирования за счет выпуска дополнительных Акций, ваша доля участия может быть размыта. Более подробную информацию смотрите в разделе "ФАКТОРЫ РИСКА".

ПРОЕКТ

Консолидированный отчет о движении денежных средств

	Год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня	
	2011	**2012**	**2013**	**2013**	**2014**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
Чистые денежные потоки от операционной деятельности	17 536 699	14 664 826	14 458 324	9 849 809	5 839 389
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности	(35 010 726)	(19 276 465)	(17 999 863)	(7 358 328)	(7 034 090)
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности	21 595 473	3 127 659	6 988 560	1 000 888	6 915 157
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	9 543 637	8 044 502	11 727 555	11 583 872	18 213 201

Чистые денежные потоки от операционной деятельности

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, уменьшились на 40,7% до 5 839 389 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., с 9 849 809 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., из-за уменьшения торговой выручки. Так, в первом полугодии объем передачи электрической энергии по сравнению с аналогичным периодом 2013 г. снизился на 13,2% (или 2,8 млрд. кВтч), что связано со снижением транзита российской электроэнергии (на 2,3 млрд. кВтч или на 70%), а также снижением объемов передачи для субъектов оптового рынка Республики Казахстан (на 0,5 млрд. кВтч или на 3%), в том числе:

- ТОО "Казцинк" - на 309,67 млн кВтч (26,8%);
- АО "АрселорМиттал Темиртау" - на 268,42 млн кВтч (40,4%);
- АО "Усть-Каменогорский титано-магниевый комбинат" - на 179,92 млн кВтч (56,1%);
- ТОО "Корпорация Казахмыс" - на 93,76 млнкВтч (36,3%).

Торговая и прочая кредиторская задолженность уменьшилась на 0,13 % или на 13 743 тысяч тенге с 10 549 954 тысяч тенге по состоянию на 30 июня 2013 г. до 10 536 211 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. Это произошло главным образом вследствие уменьшения задолженности перед ТОО Kerneu Limited за выполненные работы и услуги за счет средств софинансирования. По состоянию на 30 июня 2013 г. и 2014 г. у Компании была торговая и прочая кредиторская задолженность перед следующими компаниями:

Компания	**Услуги**	**30 июня 2013 г.**	**Доля**	**30 июня 2014г.**	**Доля**	**Изм.**
		(Тыс. тенге)	**%**	**(Тыс. тенге)**	**%**	**%**
KEC International Ltd	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	3 154 341	29,9	2 845 193	27,0	(9,8)
Korea Electric Power Corporation	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	128 897	1,2	1 715 896	16,3	1 231,2
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"	Покупка электрической энергии	512 279	4,9	1 473 096	14,0	187,6
АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	Покупка электрической энергии	926 852	8,8	1 260 860	12,0	36,0
ТОО "Сәтті жол"	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	1 651 319	15,7	108 533	1,0	(93,4)

ПРОЕКТ

ТОО "Kerneu Limited"	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	538 059	5,1	-	-	(100,0)
Прочие	н/п	3 638 207	34,5	3 132 633	29,7	13,9
		10 549 954	**100,0**	**10 536 211**	**100,0**	**0,1**

Уменьшение чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, также было связано с увеличением торговой дебиторской задолженности. Это произошло главным образом по причине увеличения дебиторской задолженности со стороны ГАК "Узбекэнерго" на 11 046 485 тысяч тенге за покупку электрической энергии регулирование мощности. По состоянию на 30 июня 2013 г. и 2014 г. у Компании была дебиторская задолженность со стороны следующих компаний:

Компания	**Услуги**	**30 июня 2013 г.**	**Доля**	**30 июня 2014 г.**	**Доля**	**Изм.**
		(Тыс. тенге)	**%**	**(Тыс. тенге)**	**%**	**%**
ГАК "Узбекэнерго"	Покупка электрической энергии и регулирование мощности	1 666 063	45,1	12 712 548	78,3	663,0
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"	Покупка электрической энергии	657 068	17,8	791 738	4,9	20,5
ОАО "ФСК ЕЭС"	Передача электрической энергии	432 076	11,7	393 843	2,4	(8,8)
ТОО "Шыгысэнерготрэйд"	Передача электрической энергии	177	0,0	35 519	0,2	19 967,2
Прочие	н/п	939 424	25,4	2 293 787	14,1	144,2
		3 694 808	**100,0**	**16 227 435**	**100,0**	**339,2**

**Итоговые суммы указаны без учета резерва*

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, уменьшились на 1,4% до 14 458 324 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., с 14 664 826 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., из-за уменьшения торговой выручки.

Торговая и прочая кредиторская задолженность возросла на 29,7% с 11 348 499 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. до 14 713 802 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. Это произошло главным образом вследствие значительного роста торговой и прочей кредиторской задолженности перед KEC International Ltd за поставку оборудования и инсталляционных работ и перед АО "Korea Electric Power Corporation" (KEPCO) за работы и услуги, относимые на следующие капитальные проекты: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап", "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 Кв", "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП – Осакаровка". Это было частично компенсировано уменьшением на 77% кредиторской задолженности перед ТОО "Сәтті – Жол" за поставку оборудования и выполнение работ в рамках проекта "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 Кв". Увеличение был также частично компенсировано за счет уменьшения на 99% кредиторской задолженности перед ТОО "Kerneu Limited" за выполненные работы и услуги за счет средств софинансирования. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2013 г. у Компании была торговая и прочая кредиторская задолженность перед следующими компаниями:

ПРОЕКТ

Компания	Услуги	31 декабря 2012г.	Доля	31 декабря 2013 г.	Доля	Изм.
		(Тыс. тенге)	%	(Тыс. тенге)	%	%
KEC International Ltd	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	3 681 786	32,4	4 750 036	32,3	29,0
Korea Electric Power Corporation	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	593 358	5,2	3 239 577	22,0	446,0
АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	Покупка электрической энергии	638 048	5,6	771 080	5,2	20,8
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС	Покупка электрической энергии	1 060 755	9,3	650 230	4,4	(38,7)
ТОО "Сәтті жол"	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	2 166 972	19,1	508 630	3,5	(76,5)
ТОО "Kerneu Limited"	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	613 886	5,4	8 069	0,1	(98,7)
Прочие	н/п	2 593 694	22,9	4 786 180	32,5	84,5
		11 348 499	**100,0**	**14 713 802**	**100,0**	**29,7**

Уменьшение чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, также было связано с увеличением торговой дебиторской задолженности. Это произошло главным образом по причине увеличения дебиторской задолженности со стороны ГАК "Узбекэнерго" на 410,5 % за покупку электрической энергии регулирование мощности. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2013 г. у Компании была дебиторская задолженность со стороны следующих компаний:

Компания	Услуги	31 декабря 2012 г.	Доля	31 декабря 2013 г.	Доля	Изм.
		(Тыс. тенге)	%	(Тыс. тенге)	%	%
ГАК "Узбекэнерго"	Покупка электрической энергии и регулирование мощности	1 144 155	24,8	5 823 498	62,0	409,5
ОАО "ФСК ЕЭС"	Передача электрической энергии	1 426 683	30,9	565 873	6,0	(60,3)
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"	Покупка электрической энергии	517 456	11,2	527 532	5,6	1,9
ТОО "Шыгысэнерготрэйд"	Передача электрической энергии	155 110	3,4	38 205	0,4	(75,4)
Прочие	н/п	1 367 053	29,7	2 439 604	26,0	78,5
		4 610 457	**100,0**	**9 394 712**	**100,0**	**103,8**

**Итоговые суммы указаны без учета резерва*

Чистые денежные средства, полученные от операционной деятельности, уменьшились на 16,4% до 14 664 826 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., с 17 536 699 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в основном из-за увеличения торговой и прочей кредиторской задолженности. Торговая и прочая кредиторская

ПРОЕКТ

задолженность возросла на 11,0% с 10 220 047 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г. до 11 348 499 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. Это произошло главным образом вследствие значительного роста торговой и прочей кредиторской задолженности перед KEC International Ltd за поставку оборудования и инсталляционных работ, связанных со следующими капитальными проектами: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап", "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 Кв", "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП – Осакаровка". Это было частично компенсировано уменьшением на 65,6% торговой и прочей кредиторской задолженности перед ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" за покупку электрической энергии. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. у Компании была торговая и прочая кредиторская задолженность перед следующими компаниями:

Компания	**Услуги**	**31 декабря 2011 г.**	**Доля**	**31 декабря 2012 г.**	**Доля**	**Изм.**
		(Тыс. тенге)	**%**	**(Тыс. тенге)**	**%**	**%**
KEC International Ltd	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	499 840	4,9	3 681 786	32,4	636,6
ТОО "Сәтті жол"	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	1 488 848	14,6	2 166 972	19,1	45,5
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"	Покупка электрической энергии	3 087 734	30,2	1 060 755	9,3	(65,6)
АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"	Покупка электрической энергии	1 318 773	12,9	638 048	5,6	(51,6)
ТОО "Kerneu Limited"	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	992 774	9,7	613 886	5,4	(38,2)
Korea Electric Power Corporation	Работы и услуги связанные с основными средствами и оборудованием	1 579 178	15,5	593 358	5,2	(62,4)
Прочие	н/п	1 252 900	12,3	2 593 694	22,9	107,0
		10 220 047	**100,0**	**11 348 499**	**100,0**	**11,0**

Уменьшение чистых денежных средств, полученных от операционной деятельности, было частично компенсировано уменьшением торговой дебиторской задолженности главным образом по причине увеличения дебиторской задолженности со стороны ГАК "Узбекэнерго" на 59,5 % за покупку электрической энергии и регулирование мощности. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. у Компании была дебиторская задолженность со стороны следующих компаний:

Компания	**Услуги**	**31 декабря 2011 г.**	**Доля**	**31 декабря 2012 г.**	**Доля**	**Изм.**
		(Тыс. тенге)	**%**	**(Тыс. тенге)**	**%**	**%**
ОАО "ФСК ЕЭС"	Передача электрической энергии	524 347	10,4	1 426 683	30,9	172,1
ГАК "Узбекэнерго"	Покупка электрической энергии и регулирование мощности	2 824 835	56,2	1 144 155	24,8	(59,5)
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"	Покупка электрической	65 700	1,3	517 456	11,2	687,6

ПРОЕКТ

	энергии						
ТОО "Шыгысэнерготрэйд"	Передача электрической энергии		392 546	7,8	155 110	3,4	(60,5)
Прочие	н/п		1 219 231	24,3	1 367 054	29,7	12,1
			5 026 659	**100,0**	**4 610 458**	**100,0**	**(8,1)**

**Итоговые суммы указаны без учета резерва*

По состоянию на 30 июня 2014 г. просроченная дебиторская задолженность составляла 70,3% (9 202 790 тысяч тенге) от общей суммы торговой дебиторской задолженности, тогда как по состоянию на 31 декабря 2013 г., 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г. она составляла 5,5%, 9,2% и 7,0% (463 404 тысячи тенге, 362 515 тысяч тенге и 302 878 тысяч тенге), соответственно.

в тыс. тенге			**Просроченная, но не обесцененная**		
	Всего	**Не просроченная, не обесцененная**	**30-90 дней**	**91-180 дней**	**больше 180 дней**
30 июня 2014 г.	13 093 000	3 890 210	5 298 114	2 665 974	1 238 702
31 декабря 2013 г.	8 501 318	8 037 914	160 121	2 731	300 552
31 декабря 2012 г.	3 944 197	3 581 682	300 398	8 720	53 397
31 декабря 2011 г.	4 357 098	4 054 220	244 514	16 363	42 001

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности, сократились на 4,4% до 7 034 090 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г. с 7 358 328 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., в основном из-за того, что Компания произвела пополнение депозитных счетов на 32,6% (или 3 056 576 тысяч тенге) меньше, чем за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013, когда как снятие денежных средств было произведено больше на 36,9% (или 2 857 697 тысяч тенге). Данное увеличение денежных средств было компенсировано увеличением затрат на приобретение основных средств на 93,6% (или 5 354 792 тысячи тенге) и строительство детского сада на 202 522 тысячи тенге.

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности, сократились на 6,6% до 17 999 863 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. с 19 276 465 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., в основном вследствие увеличения размера денежных средств, снятых с депозитных счетов в 2013 г. по сравнению с 2012 г.

Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности, сократились на 44,9% до 19 276 465 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. с 35 010 626 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., в основном вследствие уменьшения стоимости приобретенных основных средств в 2012 г. по сравнению с 2011 г.

Чистые денежные потоки от финансовой деятельности

Чистые денежные потоки, полученные от финансовой деятельности, увеличились в 7 раза до 6 915 157 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., по сравнению с 1 000 888 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 г., главным образом в результате увеличения объема выбранных кредитных средств (на 5 519 192 тысячи тенге больше в первом полугодии 2014 г., чем в аналогичном периоде 2013 г.)

Чистые денежные потоки, полученные от финансовой деятельности, увеличились на 123,4% до 6 988 560 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г., по сравнению с 3 127 659 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., главным образом в результате увеличения объема выбранных кредитных средств (на 6 362 465 тысяч тенге больше в 2013 г., чем в 2012 г.)

Чистые денежные потоки, полученные от финансовой деятельности, сократились на 85,5% до 3 127 629 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г., по сравнению с 21 595 473 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., главным образом в результате меньшего объема выбранных кредитных средств (на 37 542 974 тысяч тенге меньше в 2012 г., чем в 2011 г.)

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают денежные средства на банковских счетах, наличность в кассе и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком возврата менее 3 (трех) месяцев, и представляют собой наличность, доступную для деятельности Компании.

Денежные средства и их эквиваленты увеличились на 6 485 646 тысяч тенге с 11 727 555 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2013 г. до 18 213 201 тысяч тенге по состоянию на 30 июня 2014 г., в основном по причине увеличения денежных средств на расчетных счетах в банках в иностранной валюте, в связи с погашением сумм по депозитным договорам АО "Банк-ЦентрКредит" - 3 000 000 тысяч тенге и "RBK Bank" - 500 000. тысяч тенге.

Денежные средства и их эквиваленты увеличились на 3 683 053 тысяч тенге с 8 044 502 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2012 г. до 11 727 555 тысяч тенге по состоянию на 31декабря 2013 г., в основном по причине увеличения денежных средств на краткосрочных депозитах на 3 000 000 тысяч тенге течение года, закончившегося на 31декабря 2013 г.

Денежные средства и их эквиваленты сократились на 1 499 135 тысяч тенге с 9 543 637 тысяч тенге по состоянию на 31 декабря 2011 г. до 8 044 502 тысяч тенге по состоянию на 31декабря 2012 г., в основном по причине уменьшения денежных средств на расчетных счетах в тенге на 4 820 792 тысяч тенге течение года, закончившегося на 31 декабря 2012 г. Это было частично компенсировано увеличением денежных средств на расчетных счетах в иностранной валюте на 2 321 435 тысяч тенге.

Распределение денежных средств и их эквивалентов по банкам выглядит следующим образом:

	Год, закончившийся 31 декабря			**За 6 месяцев, закончившихся 30 июня**
	2011	**2012**	**2013**	**2014**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
АО "АТФБанк"	2 848 243	3 746 329	5 265 906	14 160 663
АО "Банк ЦентрКредит"	582 301	4 930	102 249	3 196 548
АО "Народный Банк Казахстана"	2.823 377	449 520	658 986	542 662
АО "Казинвестбанк"	1 246 475	521 684	142 388	100 723
АО "Казкоммерцбанк"	127 748	75 038	956 071	86 733
Департамент казначейства по г. Астана	-	929 385	80 383	80 383
АО "АзияКредит Банк"	4 744	114 943	17 917	17 319
АО "Банк Развития Казахстана"	27 942	54 553	35 534	16 813
АО "Евразийский банк"	481 980	615 494	4 428 424	4 022
АО "Ситибанк Казахстан"	1 396 452	529 049	35 148	1 470
Всего	**9 539 261**	**8 040 924**	**11 723 006**	**18 207 336**

ПРОЕКТ

По состоянию на 30 июня 2014 г. и по состоянию на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. денежные средства и их эквиваленты были выражены в следующих валютах:

	Год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня
	2011	**2012**	**2013**	**2014**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
Доллары США	152 967	2 644 898	3 082 412	6 554 270
Тенге	9 095 273	5 274 703	6 871 741	6 049 653
Евро	188 700	106 055	1 658 253	5 112 722
Российский рубль	105 960	18 066	114 821	496 161
Прочие	737	780	328	395
Всего	**9 543 637**	**8 044 502**	**11 727 555**	**18 213 201**

Хотя данные средства не классифицируются как денежные эквиваленты, Компания имела денежные средства, ограниченные в использовании, на резервных счетах и счетах по обслуживанию долгов на 2 024 648 тысяч тенге, 1 688 834 тысяч тенге, 1 629 862 тысяч тенге и 4 459 658 тысяч тенге по состоянию на 30 июня 2014 г. и на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно. Такие денежные средства предназначены для обслуживания договоров займа с МБРР, ЕБРР и БРК.

Компания также имеет денежные средства на банковских депозитах (классифицируемые как прочие финансовые активы) с первоначальным сроком возврата более 3 (трех) месяцев в размере 18 263 407 тысяч тенге, 18 937 123 тысяч тенге, 24 794 585 тысяч тенге и 20 201 244 тысяч тенге по состоянию на 30 июня 2014, на 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., соответственно. Срок возврата средств по большинству таких депозитов наступает в течение 1 года (т.е. краткосрочные).

Распределение денежных средств на банковских депозитах по срокам возврата выглядит следующим образом:

	Год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня
	2011	**2012**	**2013**	**2014**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
От 3 до 12 месяцев	17 875 637	24 794 585	18 937 123	15 459 987
Свыше 12 месяцев	2 325 607	-	-	2 803 420
Всего	**20 201 244**	**24 794 585**	**18 937 123**	**18 263 407**

ПРОЕКТ

Компания имеет денежные средства на депозитах в следующих банках:

	Рейтинг депозита	Рейтинговое агенство	Год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня
			2011	2012	2013	2014
			(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)
АО "Евразийский банк"	B+B	Standard and Poor's	7 020 081	7 298 308	3 019 267	7 953 955
АО "АТФБанк"	B-B	Fitch Ratings	5 834 369	7 353 093	5 045 330	2 803 420
АО "Цеснабанк"	B+B	Standard and Poor's	3 066 154	2 013 454	1 819 446	2 219 614
АО "Темирбанк"	B-B	Standard and Poor's	-	-	1 932 094	2 354 969
АО "Казинвестбанк"	B3	Moody's	2 010 743	2 010 743	-	-
АО "АзияКредит Банк"	B	Standard and Poor's	1 513 812	3 032 874	2 188 343	2 675 213
АО "Kassa Nova"	BC	Standard and Poor's	-	-	247 514	256 184
АО "Нурбанк"	B	Standard and Poor's	-	-	1 078 866	-
АО "RBK Банк"	B-C	Standard and Poor's	-	-	500 000	-
АО "Народный Банк Казахстана"	Ba2	Moody's	756 042	-	-	-
АО "Банк ЦентрКредит"	B2	Moody's	-	3 086 071	3 106 122	-
АО "Казкоммерцбанк"	BC	Standard and Poor's	-	-	141	53
Всего			**20 201 201**	**24 794 543**	**18 937 123**	**18 263 407**

Займы

По состоянию на 30 июня 2014 г., на 31 декабря 2013, 2012, 2011 гг. задолженность по займам состоит из следующего:

	Год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня
	2011	2012	2013	2014
	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)	(Тыс. тенге)
Международный Банк Реконструкции и Развития ("**МБРР**")	29 680 092	34 609 407	37 906 593	45 748 490
Европейский Банк Реконструкции и Развития ("**ЕБРР**")	44 750 456	46 199 407	54 634 680	71 734 259
	74 430 548	**80 808 814**	**92 541 273**	**117 482 749**
За вычетом: текущая часть задолженности по займам от МБРР, ЕБРР и БРК, к оплате в течение 12 месяцев	(6 407 716)	(8 134 316)	(10 218 204)	(13 402 909)
	68 022 832	**72 674 498**	**82 323 069**	**104 079 840**

По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. начисленное, невыплаченное вознаграждение по займам Компании составляло 966 944 тысячи тенге и 712 253 тысячи тенге, соответственно.

ПРОЕКТ

По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. несамортизированная часть комиссии по организации займов составила 936 018 тысяч тенге и 976 825 тысячи тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г. начисленное, невыплаченное вознаграждение по займам Компании составило 618 088 тысяч тенге и 508 518 тысяч тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г. несамортизированная часть комиссии по организации займов составила 1 038 190 тысяч тенге и 1 115 941 тысячу тенге, соответственно.

По состоянию на 30 июня 2014 г. информация по срокам погашения займов была следующей:

	МБРР	**ЕБРР**	**Всего**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
Краткосрочная часть займа	**3 737 535**	**9 665 374**	**13 402 909**
1 до 2 лет	4 290 834	8 753 539	13 044 373
2 до 3 лет	4 766 125	8 396 796	13 162 921
3 до 4 лет	4 889 994	8 082 174	12 972 168
более 4 лет	28 064 002	36 836 376	64 900 378
Долгосрочная часть займа	**42 010 955**	**62 068 885**	**104 079 840**
Всего	**45 748 490**	**71 734 259**	**117 482 749**

По состоянию на 30 июня 2014 г., на 31 декабря 2013, 2012, 2011 гг. задолженность по займам была выражена в следующей валюте:

	Год, закончившийся 31 декабря			**За 6 месяцев закончившихся 30 июня**
	2011	**2012**	**2013**	**2014**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
Займы в долларах США	52 148 023	55 384 024	57 725 280	69 507 714
Займы в Евро	22 282 525	25 424 790	34 815 993	47 975 035
Всего	**74 430 548**	**80 808 814**	**92 541 273**	**117 482 749**

По состоянию на 30 июня 2014 г., 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг. Компания не имеет просроченных платежей по основному долгу и процентам:

			Год, закончившийся 31 декабря			**За 6 месяцев, закончившихся 30 июня**
			2011	**2012**	**2013**	**2014**
Договор займа	**Банк**	**Проект**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
КС 4526-KZ от 21 декабря, 1999	МБРР	Модернизация НЭС	13 223 057	12 063 585	10 819 513	12 007 401
КС 794 от 03 декабря, 1999	ЕБРР	Модернизация НЭС	2 340 116	1 784 464	1 209 581	1 082 657
КС 4805 KZ от 22 ноября, 2005	МБРР	Север-Юг Транзит	13 308 610	12 290 014	11 266 929	12 716 760
КС 38647 от 5 июня, 2008	ЕБРР	Модернизация НЭС 2 этап	22 282 525	25 424 789	34 815 993	47 975 035
КС 7738-KZ от 12	МБРР	Мойнак	3 102 508	6 507 699	6 870 543	8 212 163

ноября, 2009						
7965-KZ от 25 декабря, 2010	МБРР	Алма	45 917	3 748 110	8 949 608	12 812 166
КС 42039 от 21 мая 2011	ЕБРР	Осакаровка	20 127 815	18 990 153	18 609 106	22 676 567
Всего			**74 430 548**	**80 808 814**	**92 541 273**	**117 482 749**

Действующие кредитные соглашения

В 1999 г. Компания открыла две кредитные линии для реализации проекта "Модернизация Национальной Электрической Сети", которые представлены следующим образом:

- кредитная линия на сумму 140 000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР (г. Вашингтон, США) сроком на 20 лет, обеспечена гарантией Правительства от 21 декабря 1999 г. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2005 г. Проценты по займу начисляются по ставке шестимесячный ЛИБОР плюс общий спрэд ЛИБОР, и погашаются дважды в год, 15 июня и 15 декабря;
- кредитная линия на сумму 45 000 тысяч долларов США, предоставленная ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) сроком на 15 лет, обеспечена гарантией Правительства от 3 декабря 1999 г. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2004 г. Проценты по займу начисляются по ставке шестимесячный ЛИБОР плюс маржа 1%, и погашаются дважды в год, 27 января и 27 июля.

В 2005 г. для осуществления 2-го этапа проекта "Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана" была получена кредитная линия на сумму 100 000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР (г. Вашингтон, США) на период 17 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства от 22 ноября 2005 г. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке шестимесячный ЛИБОР плюс общий спрэд, устанавливаемый банком на каждый период начисления процентов, и погашаются дважды в год, 15 апреля и 15 октября. В 2011 г. неосвоенная часть займа от МБРР (г. Вашингтон, США) по данному проекту в размере 1 918 тысяч долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось.

В 2008 г. для осуществления проекта "Модернизация Национальной Электрической Сети, 2 этап", были открыты следующие кредитные линии:

- две кредитные линии на суммы 127 500 тысяч евро и 75 000 тысяч евро, предоставленные ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) на период 15 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,85%, и погашаются дважды в год, 12 февраля и 12 августа;
- кредитная линия на сумму 47 500 тысяч евро, предоставленная ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) на период 12 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,55%, и погашаются дважды в год, 12 февраля и 12 августа;
- кредитная линия на сумму 5 000 тысяч евро, предоставленная ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) на период 9 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 2,75%, и погашаются дважды в год, 12 февраля и 12 августа.

В ноябре 2013 г. с ЕБРР было заключено дополнительное соглашение, в соответствии с условиями которого, сумма второй кредитной линии была уменьшена с 75 000 тысяч евро до 53 443 тысяч евро.

В 2009 г. для осуществления проекта "Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС" была открыта кредитная линия на сумму 48 000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР (г. Вашингтон, США) на период 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства от 12 ноября 2009 г. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке шестимесячный ЛИБОР плюс фиксированный спрэд, устанавливаемый

банком на каждый период начисления процентов, и погашается дважды в год, 15 марта и 15 сентября. В мае 2013г. неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 3 274 тысяч долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось.

В 2010 г. для осуществления проекта "Строительство ПС 500/220 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" была открыта кредитная линия на сумму 78 000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР (г. Вашингтон, США) сроком на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства от 25 декабря 2010 г. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке шестимесячный ЛИБОР плюс фиксированный спрэд, устанавливаемый банком на каждый период начисления процентов, и погашается дважды в год, 15 января и 15 июля.

Также, в 2011 г. для рефинансирования займов ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) и БРК (г. Астана, Казахстан), полученных в 2004-2005 гг. в рамках проекта "Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана" 1-2-3 этапы и для реализации проекта "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП - Осакаровка" были открыты следующие кредитные линии:

- две кредитные линии на суммы 77 293 тысяч долларов США и 44 942 тысяч долларов США предоставленные ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) на период 15 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,95%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября;
- кредитная линия на сумму 17 973 тысяч долларов США, предоставленная ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) на период 12 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,70%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября;
- две кредитные линии на суммы 8 160 тысяч долларов США и 4 740 тысяч долларов США предоставленные ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) на период 15 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,95%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября;
- кредитная линия на сумму 1 900 тысяч долларов США, предоставленная ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) на период 12 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,70%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября.
- В мае 2014 года сумма неосвоенной части второго транша кредитной линии ЕБРР была уменьшена с 14.800 тысяч долларов США до 11.691 тысяч долларов США.

Данные кредитные линии ЕБРР (г. Лондон, Великобритания) были открыты без обеспечения.

Капитальные затраты

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., инвестиции Компании составили 6 931 381 тысячу тенге. Для каждого из годов, закончившихся 31 декабря 2013, 2012 и 2011 гг., общие инвестиции Компании составили 42 824 125 тысяч тенге, 24 627 746 тысяч тенге и 18 283 145 тысяч тенге, соответственно.

ПРОЕКТ

в тыс. тенге

Проект	Начало	Плани-руемое заверше-ние	Всего бюджет	1-е полугодие 2014	1-е полугодие 2013	2013	2012	2011
Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап	2010	2016	41 904 672	2 722 987	3 407 802	21 375 956	12 885 620	1 779 439
Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ	2009	2014	25 534 429	2 358 232	810 625	8 934 986	5 874 432	6 299 747
Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП – Осакаровка	2010	2014	3 657 914	667 203	56 252	462 695	152 601	1 193 269
Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС	2010	2012	8 763 347	12 654	4 048	61 323	2 521 219	5 931 788
Выдача мощности Балхашской ТЭС (1-я очередь)	2011	2017	3 343 300	-	-	-	-	8 730
Строительство линии 500 кВ Экибастуз – ШГЭС (Семей) – Усть-Каменогорск	2011	2017	38 693 307	393	-	289 953	145 497	216 000
Строительство ВЛ 500 кВ ШГЭС (Семей) – Актогай – Талдыкорган – Алма	2012	2018	68 569 984	-	-	277 661	146 286	-
Усиление связи Павлодарского энергоузла с ЕЭС Казахстана	2010	2016	4 941 930	-	-	-	5 600	-
Реабилитация ВЛ 220-500 кВ	2013	2023	90 835 715	119 000	-	71 400	-	-
Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана	2020	2025	133 485 714	14 400	-	57 600	-	-
Строительство ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС – Жамбыл	2013	2018	27 035 962	7 000	-	63 000	-	-
Инвестпрограмма "Энергинформ"				46 729	6 467	177 457	96 825	50 270
Строительство административного здания	2012	2014	9 439 651	582 439	2 448 804	8 182 933	655 637	-
Поддержание текущего уровня производства	ежегодно	ежегодно	-	400 344	571 013	2 869 160	2 127 373	2 567 912
Завершившиеся проекты			-	-	-	-	16 656	235 990
Всего			**456 205 925**	**6 931 381**	**7 305 011**	**42 824 124**	**24 627 746**	**18 283 145**

В 1 полугодии 2014 г. у Компании было два основных инвестиционных проекта:

- Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап (2 722 987 тысяч тенге);
- Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ (2 358 232 тысячи тенге).

ПРОЕКТ

В 2013 г. Компания освоила большой объем инвестиций по трём основным проектам:

- Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап (21 375 956 тысяч тенге);
- Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ (8 934 986 тысяч тенге);
- Строительство административного здания (8 182 933 тысячи тенге).

В 2012 г. капитальные затраты Компании главным образом включали:

- Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап (12 885 620 тысяч тенге);
- Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ (5 874 432 тысячи тенге);
- Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС (2 521 219 тысяч тенге).

В 2011 г. капитальные вложения Компании были направлены в основном на:

- Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ (6 299 747 тысяч тенге);
- Выдача мощности Мойнакской ГЭС (5 931 788 тысяч тенге);
- Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап (1 779 439 тысяч тенге).

За шесть месяцев 2014 г. и 2013 г. компания понесла капитальные затраты для поддержания текущего уровня производства в размере 400 344 тысяч тенге и 571 013 тысяч тенге, соответственно. В 2013, 2012 и 2011 гг. данные затраты составили 2 869 160 тысяч тенге, 2 127 373 тысяч тенге и 2 567 912 тысяч тенге, соответственно.

В 2014 г. Компания планирует освоить 21 444 788 тысяч тенге с целью реализации инвестиционных проектов и 3 379 512 тысяч тенге для поддержания текущего уровня передачи электрической энергии. Более подробную информацию смотрите в разделе "ФАКТОРЫ РИСКА".

Чистая задолженность

Чистая задолженность Компании выглядела следующим образом по состоянию на:

	Год, закончившийся 31 декабря			За 6 месяцев, закончившихся 30 июня
	2011	**2012**	**2013**	**2014**
	(Тыс. тенге)	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**	**(Тыс. тенге)**
Займы полученные	74 430 548	80 808 814	92 541 273	117 482 749
Денежные средства и их эквиваленты	9 543 637	8 044 502	11 727 555	18 213 201
Денежные средства, ограниченные в использовании	4 459 658	1 629 862	1 688 834	2 024 648
Финансовые активы* (Депозиты)	20 201 244	24 794 585	18 937 123	18 263 407
Чистый долг	**40 226 009**	**46 339 865**	**60 187 761**	**78 981 493**

* Финансовые активы не включают облигации ассоциированного предприятия АО "Батыс транзит", приобретенные в 2007-2009 гг., и процентный доход, начисленный по остаткам на банковских счетах.

Чистая задолженность Компании по состоянию на 30 июня 2014 г. увеличилась на 31,2% или 18 793 732 тысячи тенге по сравнению с 31 декабря 2013 г. в основном из-за увеличения объема выбранных заемных средств ЕБРР на 13 159 042 тысячи тенге на реализацию проекта "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" и на 4 067 460 тысячу тенге на реализацию проекта "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка", а также увеличения объема выбранных кредитных средств МБРР на 3 862 557 тысяч тенге на реализацию проекта "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ".

ПРОЕКТ

Чистая задолженность Компании по состоянию на 31 декабря 2013 г. увеличилась на 29,9% или 13 847 896 тысяч тенге по сравнению с 31 декабря 2012 г. в основном из-за увеличения объема выбранных кредитных средств ЕБРР на 9 391 204 тысячи тенге на реализацию проекта "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" и увеличения объема выбранных кредитных средств МБРР на 5 201 499 тысяч тенге на реализацию проекта "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ".

Чистая задолженность Компании по состоянию на 31 декабря 2012 г. изменилась на 15,2% или 6 113 856 тысяч тенге по сравнению с 31 декабря 2011 г. в основном из-за увеличения объема выбранных кредитных средств ЕБРР на 3 142 264 тысяч тенге на реализацию проекта "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап", кредитных средств МБРР на 3 702 193 тысяч тенге на реализацию проекта "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" и на 3 405 191 тысяч тенге на реализацию проекта "Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС".

Контрактные обязательства

В следующей таблице приводятся оценочные суммы погашения задолженности по непроизводным финансовым обязательствам Компании по состоянию на 30 июня 2014 г., включая как займы, так и финансовые обязательства, а также другие контрактные обязательства.

	Платежи к оплате по периодам			
	Менее 1 года	**1 - 5 лет**	**Более 5 лет**	**Всего**
Займы с плавающей процентной ставкой	13 402 909	52 283 756	51 796 084	117 482 749
Торговая и прочая кредиторская задолженность	10 536 211	-	-	10 536 211
Прочие текущие обязательства и авансы полученные	4 136 487	-	-	4 136 487
Обязательства по капитальным затратам*	**20 094 886**	**107 393 907**	**-**	**127 488 793**
	48 170 493	**159 677 663**	**51 796 084**	**259 644 240**

* Обязательства по капитальным затратам были основаны на расчетных суммах инвестиций текущих и планируемых инвестиционных проектах Компании

По состоянию на 30 июня 2014 г. Компания имела задолженность в размере 259 644 240 тысяч тенге по консолидированному коммерческому долгу и других непогашенных обязательств (которые включают кредиторскую задолженность, полученные авансы, задолженность по налогам, обязательства перед работниками, начисленную комиссию за неиспользованную часть займа от ЕБРР и прочее). Компания выполнила свои коммерческие обязательства из текущих потоков денежных средств в тенге, и Компания ожидает продолжения выполнения своих обязательств в будущем. Способность Компании выполнять такие обязательства будет зависеть от накопления достаточных остатков денежных средств и, в случае, если коммерческие обязательства выражены в валюте, отличной от тенге, способности Компании переводить средства за пределы Казахстана, стабильного обменного курса между применяемой валютой и тенге, а также способности совершения сделки в валюте.

ПРОЕКТ

Основные средства (ОС)

В тысячах тенге	Земля	Здания	Сооружения НЭС	Транспорт и прочие основные средства	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость:						
На 1 января 2011 г.	**973 627**	**6 143 706**	**93 971 153**	**85 073 264**	**5 333 599**	**191 495 349**
Поступления	12 080	721	620 960	512 285	17 137 045	18 283 091
Переводы, в т.ч. из НЗС в НМА	5 702	186 896	558 993	317 182	(1 249 671)	(180 898)
Внутреннее перемещение	-	13 097	62 570 531	(62 583 628)	-	-
Выбытия	(793)	(22 351)	(98 971)	(182 807)	(4 937)	(309 859)
На 31 декабря 2011 г.	**990 616**	**6 322 069**	**157 622 666**	**23 136 296**	**21 216 036**	**209 287 683**
Поступления	168 756	3 399	8 210	845 526	23 420 037	24 445 928
Переводы	4 192	227 886	8 636 602	1 317 071	(10 185 751)	-
Выбытия	(1 566)	(3 501)	(165 002)	(193 522)	(2 936)	(366 527)
На 31 декабря 2012 г.	**1 161 998**	**6 549 853**	**166 102 476**	**25 105 371**	**34 447 386**	**233 367 084**
Поступления	157 755	228	23 725	956 691	41 333 399	42 471 798
Переводы	17 348	652 664	36 539 756	1 218 906	(38 428 674)	-
Перевод в НМА	-	-	-	-	(254 026)	(254 026)
Выбытия	(12 866)	(218 375)	(129 492)	(302 408)	(61 112)	(724 253)
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	-	-	327 943 843	-	-	327 943 843
Уменьшение стоимости от переоценки (ОПиУ)	-	-	(34 145 727)	-	(99 212)	(34 244 939)
На 31 декабря 2013 г.	**1 324 235**	**6 984 370**	**496 334 581**	**26 978 560**	**36 937 761**	**568 559 507**
Поступления	418	-	46 168	296 532	6 697 474	7 040 592
Переводы	72 079	6 603 236	15 253 026	1 876 800	(23 805 141)	-
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	-	-	241 801 480	-	-	241 801 480
Уменьшение стоимости от переоценки (ОПиУ)	-	-	16 767 840	-	(56 150)	16 711 690
Выбытия	-	-	(52 943)	(163 441)	(33 855)	(250 239)
На 30 июня 2014 г.	**1 396 732**	**13 587 606**	**770 150 152**	**28 988 451**	**19 740 089**	**833 863 030**
Накопленный износ:						
На 1 января 2011 г.	**-**	**(1 030 623)**	**(44 587 033)**	**(10 534 907)**	**-**	**(56 152 563)**
Отчисления за период	-	(140 262)	(5 159 369)	(1 942 885)	-	(7 242 516)
Внутреннее перемещение	-	1 258	14 080	(15 338)	-	-
Выбытия	-	1 878	79 903	169 151	-	250 932
На 31 декабря 2011 г.	**-**	**(1 167 749)**	**(49 652 419)**	**(12 323 979)**	**-**	**(63 144 147)**
Отчисления за период		(144 499)	(5 062 040)	(1 897 658)	-	(7 104 197)
Выбытия		825	161 133	163 529	-	325 487
На 31 декабря 2012 г.	**-**	**(1 311 423)**	**(54 553 326)**	**(14 058 108)**	**-**	**(69 922 857)**
Отчисления за период	-	(145 059)	(6 458 729)	(1 772 710)	-	(8 376 498)
Выбытия	-	50 546	67 904	301 495	-	419 945
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	-	-	(189 298 115)	-	-	(189 298 115)
Уменьшение стоимости от переоценки (ОПиУ)	-	-	7 437 182	-	-	7 437 182
На 31 декабря 2013 г.	**-**	**(1 405 936)**	**(242 805 084)**	**(15 529 323)**	**-**	**(259 740 343)**
Отчисления за период	-	(78 639)	(6 753 153)	(962 834)	-	(7 794 626)
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	-	-	(102 914 191)	-	-	(102 914 191)
Уменьшение стоимости от переоценки (ОПиУ)	-	-	(2 517 678)	-	-	(2 517 678)
Выбытия	-	-	52 343	148 375	-	200 718
На 30 июня 2014 г.	**-**	**(1 484 575)**	**(354 937 763)**	**(16 343 782)**	**-**	**(372 766 120)**
Остаточная стоимость:						
На 31 декабря 2011 г.	**990 616**	**5 154 320**	**107 970 247**	**10 812 317**	**21 216 036**	**146 143 536**
На 31 декабря 2012 г.	**1 161 998**	**5 238 430**	**111 549 150**	**11 047 263**	**34 447 386**	**163 444 227**
На 31 декабря 2013 г.	**1 324 235**	**5 578 434**	**253 529 497**	**11 449 237**	**36 937 761**	**308 819 164**
На 30 июня 2014 г.	**1 396 732**	**12 103 031**	**415 212 389**	**12 644 669**	**19 740 089**	**461 096 910**

ПРОЕКТ

ОС Компании в основном представлены линиями электропередач, подстанциями и объектами незавершенного капитального строительства (ОНКС), имеющими отношение к реализации проектов: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап", двух этапов проекта по строительству ВЛ 500 кВ транзита Север-Восток-Юг, "Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" и "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП – Осакаровка".

Увеличение чистой остаточной стоимости ОС в первом полугодии 2014 г. произошло главным образом вследствие прироста чистой остаточной стоимости сооружений НЭС в размере 153 137 451 тысяч тенге в результате проведенной переоценки по состоянию на 1 июня 2014 г.

Увеличение чистой остаточной стоимости ОС по состоянию на 31 декабря 2013 г. произошло в основном по причине прироста чистой остаточной стоимости сооружений НЭС в размере 111 837 951 тысяч тенге в результате проведенной переоценки основных средств в 2013 г.

Увеличение чистой остаточной стоимости ОС по состоянию на 31 декабря 2012 и 2011 гг. в основном возникает из-за поступления объектов незавершенного капитального строительства в размере 23 420 037 тысяч тенге и 17 137 045 тысяч тенге, соответственно. Компания осуществила выбытие своих ОС на сумму 309 859 тысяч тенге в 2011 г. и 366 527 тысяч тенге в 2012 г. Выбытия ОС были в основном связаны с продажей и/или списанием машин, оборудования и зданий.

В первом полугодии 2014 г. Компания затратила на инфраструктурные проекты 5 901 869 тысяч тенге, включая два основных проекта: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" (2 722 987 тысяч тенге) и "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500 кВ, 220 кВ" (2 358 232 тысячи тенге). По состоянию на 30 июня 2014 г. статус завершенности проекта "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" был следующим: 1) введены в эксплуатацию 39 ПС из 55 ПС; 2) проектно-сметная документация по ВЛ 220 кВ Тулькубас-Бурное в разработке. По проекту "Строительство ПС 500 кВ "Алма" с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500 кВ, 220 кВ" введены в эксплуатацию следующие объекты: ВЛ 500 кВ ПС 500 кВ Алматы - ПС 500 кВ Алма, заходы-выходы ВЛ 220 кВ АТЭЦ-3 – Робот и АТЭЦ-3 – Шелек на ПС 500 кВ Алма, ПС 500/220/10 кВ Алма, ПС 500 кВ ЮКГРЭС, ВЛ 500кВ ПС 500кВ ЮКГРЭС – ПС 500кВ Алма. В июне 2014 г. было введено в эксплуатацию новое административное здание Компании.

В рамках 1 этапа проекта модернизации Национальной электрической сети Казахстана в 2000-2010 гг. была проведена частичная замена высоковольтного оборудования. Замена на подстанциях устаревшего действующего высоковольтного оборудования и силовых автотрансформаторов со сроком службы свыше 20 лет в рамках 2 этапа модернизации позволит увеличить потребление электроэнергии в РК, обеспечить надежность и повысить качество электроснабжения потребителей. Так, в 2011-2013 гг. были заменены 4 группы автотрансформаторов 500 кВ на 3-х подстанциях, АТ и трансформаторы 220 кВ на 10-и ПС, заменено более 1 202 ед. коммутационного оборудования. По состоянию на 31 декабря 2013 г. по проекту "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" была завершена разработка проектно-сметной документации по 17 подстанциям, на 32 подстанциях из 55. Построенные объекты введены в эксплуатацию актами государственной приемочной комиссии, на 18 ПС строительно-монтажные работы продолжаются.

В 2014 г. по 2-му этапу проекта – "Строительство ВЛ 500 кВ ПС ЮКГРЭС – ПС Алма" работы выполнены компанией "KEC International Ltd" (Индия) в рамках международного контракта, и объект также введен в эксплуатацию.

В рамках реализации проекта "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП – Осакаровка" заменены 2 автотрансформатора на ПС 500 кВ ЦГПП мощностью 125 МВА на 250 МВА, которые были введены в эксплуатацию актом Государственной приемочной комиссии от 15.07.2013г. По реконструкции ВЛ, предусмотренной второй очередью данного проекта, в 2013 г. была разработана проектно-сметная документация, велась поставка оборудования, выполнялись строительно-монтажные работы по условиям международного контракта, заключенного с "KEC International Ltd".

Всего в 2013 г. были освоены капитальные вложения на общую сумму 38 956 570 тысяч тенге по инфраструктурным проектам "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" (21 375 956 тысяч тенге), "Строительство ПС Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500 кВ, 220 кВ" (8 934 986 тысяч тенге), "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП – Осакаровка" (462 695 тысяч тенге) и "Строительство административного здания" (8 182 933 тысячи тенге).

Для сравнения, в 2012 г. на инвестиционные проекты Компания затратила 21 747 911 тысяч тенге, включая два основных проекта: "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" (12 885 620 тысяч тенге) и "Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" (5 874 432 тысячи тенге).

В 2012 г. Компанией был завершен проект "Выдача мощности Мойнакской ГЭС" с общей суммой затрат в размере 8 729 433 тысячи тенге.

За период реализации проектов "Выдача мощности Мойнакской ГЭС" и "Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" было построено линий передачи напряжением 220 кВ общей протяженностью 326,5 км и 25,9 км, соответственно, и также 388 км ВЛ напряжением 500 кВ (ПС Алматы - ПС Алма и ПС ЮКГРЭС - ПС Алма).

В дополнение, Компанией были начаты новые крупные проекты "Строительство линии 500 кВ Экибастуз – Шульбинская ГЭС (Семей) - Усть-Каменогорск" и "Строительство ВЛ 500 кВ ШГЭС (Семей) - Актогай - Талдыкорган - Алма" стоимостью 43 336 504 тысячи тенге и 76 798 382 тысячи тенге, соответственно.

В 2012 г. для проекта "Модернизация Национальной электрической сети Казахстана, 2 этап" было в основном поставлено оборудование производства: "Siemens", TBEA Co. Ltd. (Китай), "Trench Italia S.r.l." (Италия), "AREVA TD" (Китай), "ARTECHE" (Испания), "Dalian Lapp Insulator Co." (Китай), ТОО "Инфраэнерго" (Казахстан), ТОО "Алматинский ЭМЗ" (Казахстан). Для проекта "Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" было поставлено оборудование производства: "TBEA" (Китай), "AREVA TD" (Китай), "ARTECHE" (Испания), "Dalian Lapp Insulator Co." (Китай), АО "КЭМОНТ" (Казахстан), ЗАО "Феникс-88" (Россия), АО "КТЗ" (Казахстан), АО "Южноуральский арматурно-изоляторный завод" (Россия), "Prysmian Cables & Systems" (Испания), ООО "НПО ИнтерИнвестИзолятор" (Россия) и ЗАО "СВЭЛ" (Россия).

В 2011 г. для инвестиционных проектов было поставлено оборудование производства "Siemens", TBEA Co. Ltd. (Китай), "AREVA TD" (Китай), "ARTECHE" (Испания), Sangdong Industries Co. (Корея), Beijing PLP Conductor Line Products Co. (Китай), Xiangfan Guowang Composite Insulators Co. (Китай), Nanjing Electric (Group) Co., Ltd (Китай).

Уровень капитальных затрат Компании на поддержание текущего уровня производства оставался на уровне 2 100 000 – 2 900 000 тысяч тенге в 2011-2013 гг. В первом полугодии 2013 г. и 2014 г. затраты на поддержание текущего уровня производства составили 571 013 тысяч тенге и 400 344 тысячи тенге, соответственно. Текущая производственная мощность поддерживается с помощью ремонта подстанций, линий электропередачи и других основных средств. Поддержание текущего уровня производства осуществляется самостоятельно Компанией с привлечением, при необходимости, следующих подрядчиков ТОО "Казахский институт технического развития", ТОО "Электросервис", ТОО "Dakar Group", ТОО "ЭнергоСтройПроект", ТОО "ЭнергоПромСтройсервис", ТОО "Дияр Инвест", ТОО "Тамыр", ТОО "Казспецремонт", ТОО "КӨМЕК-1", ТОО "Интерсофт KZ", ТОО "БиС Проект", АО "Энергоинформ".

В соответствии с учетной политикой Компании капитализированы затраты по займам, имеющим отношение к соответствующим инвестиционным проектам, в размере 566 835 тысяч тенге, 1 149 583 тысяч тенге и 1 047 882 тысяч тенге в 2011, 2012 и 2013 гг., соответственно, и 260 509 тысяч тенге в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г.

Сделки со связанными сторонами

Контролирующим акционером Компании является Фонд, который был создан 13 октября 2008 г. Указом Президента Республики Казахстан. Время от времени Компания заключает договоры купли-продажи и другие договоры в связи с операционной деятельностью со связанными

сторонами, которые находятся под общим контролем, вместе контролируются и связаны с единственным акционером Компании. Смотрите Раздел "ОСНОВНОЙ АКЦИОНЕР".

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2012 гг. Компания являлась материнской компанией дочерней организации АО "Энергоинформ". По состоянию на 30 июня 2014 г. и 31 декабря 2013 г. Компания является материнской компанией дочерних организаций АО "Энергоинформ" и ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии".

АО "Энергоинформ" занимается информационным обеспечением деятельности Компании.

ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии" было создано Компанией 27 августа 2013 г. в целях стимулирования инвестиций в сектор возобновляемых источников энергии ("ВИЭ") и увеличения доли использования ВИЭ в энергобалансе Казахстана путем гарантирования централизованной покупки со стороны государства электроэнергии от всех объектов ВИЭ (выбравших для себя данную схему поддержки) по фиксированным тарифам.

Компания ожидает, что будет продолжать эти сделки в ходе обычной работы со своим единственным акционером и дочерними предприятиями и в будущем.

Компания выплатила дивиденды в размере 869 403 тысяч тенге, 2 346 674 тысяч тенге и 2 082 309 тысяч тенге своему единственному акционеру в течение года, закончившегося 31 декабря 2011, 2012 и 2013 гг. соответственно. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г., Компания не объявляла и не выплачивала дивиденды.

Раскрытие количественной и качественной информации о рыночном риске

Рыночный риск

Рыночный риск связан с риском того, что справедливая стоимость будущих потоков денежных средств, связанных с финансовым инструментом, будет меняться из-за изменений рыночных цен. Деятельность Компании в основном подвержена финансовым рискам изменений валютных курсов и процентных ставок. Эти риски могут изменяться со временем по мере развития бизнеса и могут оказывать существенное неблагоприятное влияние на финансовые результаты Компании.

Производные финансовые инструменты

В настоящее время Компания не заключает соглашений по производным финансовым инструментам для управления процентным или валютным рисками, поскольку руководство считает, что существующие меры управления подверженности Компании данным рискам являются достаточными инструментами для их минимизации, а также считает, что расходы, связанные с заключением соглашений по производным финансовым инструментам для хеджирования процентных ставок и валютного риска, не будут полностью отражены в применяемой тарифной формуле.

Валютный риск

Валютный риск – это риск того, что Компания может понести экономический убыток из-за значительного изменения обменного валютного курса. Консолидированная финансовая отчетность Компании представлена в тенге, который является функциональной валютой Компании и валютой представления консолидированной финансовой отчетности.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности сделки в валюте, отличающейся от функциональной валюты Компании, отражаются по обменному курсу, преобладающему на день сделки. На каждую отчетную дату денежные статьи переводятся в тенге по обменному курсу на день сделки. Неденежные статьи проводятся по справедливой стоимости, которая выражается в иностранной валюте и переводится в тенге по обменному курсу на день определения справедливой стоимости. Неденежные статьи, которые измеряются по их исторической стоимости в иностранной валюте, не переводятся.

Валютные разницы признаются в консолидированной отчетности по совокупному доходу в период, в который они возникли, кроме валютной разницы, которая имеет отношение к незавершенному капитальному строительству для будущего использования, которая включаются в

стоимость таких активов, когда они рассматриваются как поправка к затратам по выплате процентов по займам в иностранной валюте.

Компания выполняет операции, выраженные в иностранной валюте; поэтому подвержена колебаниям обменного курса. В то же время Компания имеет активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте. Так как валютные займы Компании в основном выражены в долларах США, Компания сохраняет часть своей валютной наличности на депозитах в долларах США, чтобы частично компенсировать любой доход или убыток по валютным займам. Таким образом, Компания минимизирует зависимость от колебаний обменного курса.

По состоянию на 30 июня 2014 г. 59,2% финансового долга Компании было деноминировано в долларах США, а 40,8% деноминировано в евро. Компания определила, что на основе балансовых данных по состоянию на 30 июня 2014 г.:

- каждое снижение курса тенге к доллару США на 1 тенге приведет к увеличению консолидированной задолженности Компании, деноминированной в долларах США, примерно на 378 768 тысяч тенге;
- каждое снижение курса тенге к евро на 1 тенге приведет к увеличению консолидированной задолженности Компании, деноминированной в Евро, примерно на 191 962 тысяч тенге.

Управление риском изменения процентной ставки

Так как Компания осуществляет займы средств с фиксированной и плавающей процентной ставкой, она подвержена риску изменения процентной ставки. Компания ограничивает свои риски изменения процентной ставки, путем мониторинга изменения процентных ставок в валютах, в которых выражены ее денежные и приравненные к ним средства, краткосрочные инвестиции и займы, и поддерживая баланс между займами Компании с фиксированной и плавающей процентными ставками.

Прочие ценовые риски

Компания подвержена ценовому риску в связи с долевыми инвестициями. Долевые инвестиции классифицируются как имеющиеся в наличии для продажи и удерживаются для стратегических, а не торговых целей. Компания не торгует активно данными инвестициями.

Забалансовые обязательства

По состоянию на день составления Предварительного инвестиционного меморандума Компания не имеет забалансовых обязательств.

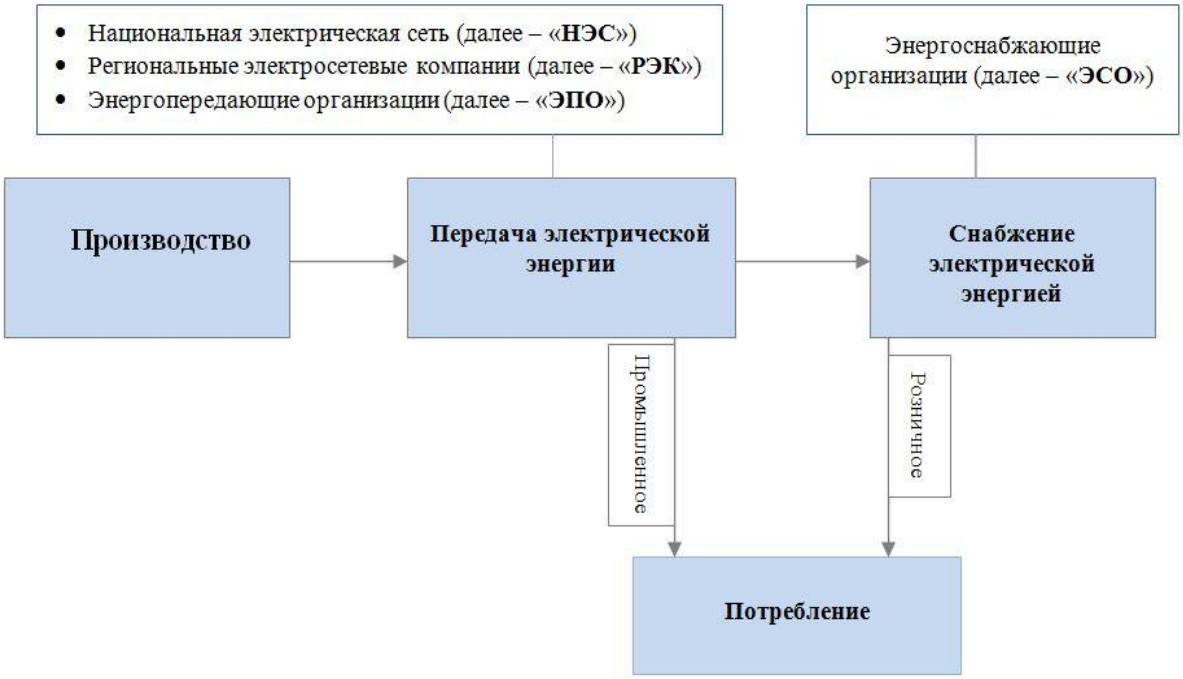
ПРОЕКТ

ОБЗОР ОТРАСЛИ

Обзор

Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (**"ЕЭС"**) представляет собой совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей Казахстана.

Структура электроэнергетической отрасли Республики Казахстан представлена на нижеприведенной схеме.



По данным Электроэнергетического Совета СНГ (сборник "Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2001-2011", Москва, 2012 и Отчет за 4-й квартал 2013 года Электроэнергетика государств-участников СНГ", подготовленные Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ) Казахстан занимает 3 место среди стран СНГ по объему производства и потребления электрической энергии.

Электроэнергетика Республики Казахстан включает следующие основные секторы:

производство электрической энергии;

передача электрической энергии;

снабжение электрической энергией;

потребление электрической энергии

Производство электрической энергии

По состоянию на 1 сентября 2014 года, электрическая энергия в Казахстане производится 76 электростанциями. Правительство владеет прямо или косвено пакетами акций большинства электростанций. По состоянию на 1 января 2013 года, общая установленная мощность электростанций в Казахстане составила 20 442 МВт, а общая располагаемая мощность составила 16 425 МВт.

Казахстан имеет производительную мощность, достаточную для удовлетворения спроса на рынке Казахстана, однако несоответствие исторической конфигурации линий электропередачи и мест наибольшего потребления электрической энергии приводят к дефициту мощности на юге и западе. При этом, принимая во внимание относительно низкую плотность населения, на севере наблюдается переизбыток мощности. На юге расположено небольшое количество источников первичной энергии на юге наблюдается дефицит производства электрической энергии. Согласно данным Компании, около 80% установленных мощностей (электростанций) работает на угле и расположено в северных угледобывающих регионах. Гидроэлектростанции Казахстана расположены на северо-востоке, главным образом, вдоль реки Иртыш, которая протекает с Китая по территории северо-востока Казахстана. На север также приходится большая потребность в электроэнергии со стороны промышленных предприятий, в основном, металлургического сектора.

Запад имеет большие запасы углеводородов, однако, этот регион исторически и по настоящее время остается импортером электроэнергии.

	По состоянию на 31 декабря					
	2011		**2012**		**2013**	
	(млрд. кВт.ч)	**(Доля, %)**	**(млрд. кВт.ч)**	**(Доля, %)**	**(млрд. кВт.ч)**	**(Доля, %)**
Теплоэлектростанции	73 031,3	84,7	76 663,6	85	77.622	84,4
Гидроэлектростанции	7 849,0	9,1	7 607,5	8,4	7.701	8,4
Газотурбинные электростанции	5 322,7	6,2	5 976,4	6,6	6.645,8	7,2
Всего	86 203	100	90.247,5	100	91.972,7	100

Источник: Данные Компании

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции в составе промышленных комплексов, и электростанции регионального значения.

Следующие электростанции национального значения обеспечивают выработку и продажу электрической энергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан:

- ТОО "Экибастузская ГРЭС-1";
- АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2";
- Аксуская ГРЭС АО "Евроазиатская Энергетическая Корпорация";
- Карагандинская ГРЭС-2 ТОО "Корпорация Казахмыс";
- АО "Жамбылская ГРЭС им.Т.И. Батурова";
- АО "Бухтарминская ГЭС";
- АО "Усть-Каменогорская ГЭС"; и
- АО "Шульбинская ГЭС".

К электростанциям промышленного назначения относятся ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-, теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов.

Электростанции регионального значения – это ТЭЦ, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а также теплоснабжение близлежащих городов.

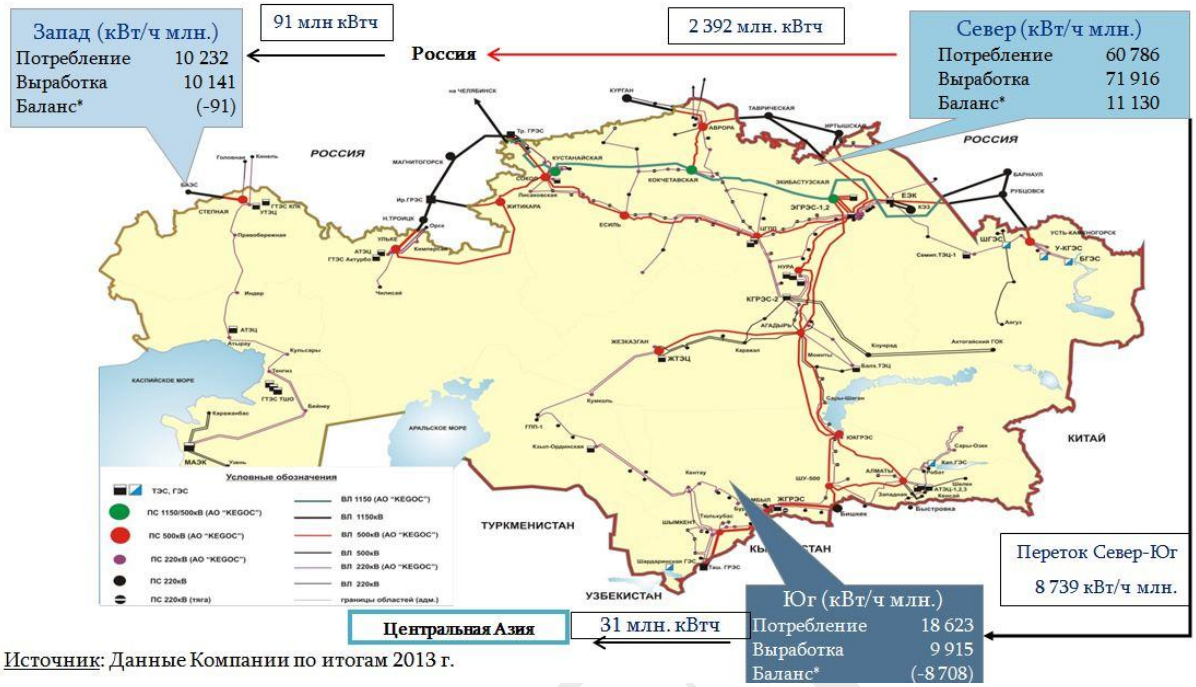
Наиболее крупные ТЭЦ в Казахстане:

- ТЭЦ-3 ТОО "Караганда Энергоцентр";
- ТЭЦ-2 АО "Арселор Миттал Темиртау";
- ТЭЦ АО "ССГПО" (Рудненская ТЭЦ);
- Жезказганская ТЭЦ ТОО Корпорация "Казахмыс";
- ТЭЦ АО "Алюминий Казахстана" (Павлодарская ТЭЦ-1);
- ТЭЦ-3 АО "Павлодарэнерго" (Павлодарская ТЭЦ-3);
- ТЭЦ-2 "Астана Энергия";
- Алматинская ТЭЦ-2 АО "АлЭС";
- АО "Атырауская ТЭЦ";
- ТОО "AES Усть-Каменогорская ТЭЦ";
- ТЭЦ-2 ТОО "МАЭК Казатомпром"; и
- Петропавловская ТЭЦ-2 ТОО "СевКазЭнерго".

ПРОЕКТ

Передача электрической энергии

Конфигурация НЭС



Источник: Данные Компании по итогам 2013 г.

* Баланс рассчитывается как объём выработки за вычетом объёма потребления

Существующая в настоящее время конфигурация НЭС Казахстана исторически сложилась как часть электроэнергетической системы Советского Союза. Смотрите "Бизнес - История Компании - Конфигурация системы".

Северная сеть соединена с сетью России через линию электропередачи высокого напряжения 1 150 кВ, построенную в советское время, которая проходит из Алтая в Сибири в Экибастуз, Кокшетау и Костанай в Казахстане и далее возвращается в Россию. Линия используется только на напряжение 500 кВ. Имеется также ряд других линий напряжением 500-220кВ, связывающих северную сеть с сетью России. Подача питания в северную сеть осуществляется от электростанций в регионах.

Актюбинская сеть соединена с остальными сетями Северной зоны через 500 километровую линию напряжением 500 кВ, построенную АО "Батыс транзит", в котором Компании принадлежит 20% голосующих акций. Смотрите "Бизнес – Аффилиированные лица".

Исторически южная сеть была построена так, чтобы получать гидроэнергию из Кыргызской Республики и Таджикистана через Центральноазиатскую энергосистему (**"ЦАЭС"**). Она соединена с северной сетью двумя линиями передачи напряжением 220 кВ и двумя линиями - 500 кВ. Юг получает электричество из северной сети и электричество, импортируемое из ЦАЭС. В 2009 году Компания завершила строительство 1100 км второй линии транзита Север-Юг напряжением 500 кВ, для обеспечения юга электроэнергией, произведенной внутри страны. Сметная стоимость этого объекта составила около 300 млн. долларов США.

Западная зона не имеет электрических сетей, которые бы соединяли ее с Северной и Южной зонами через территорию республики. Исторически потребность западной части страны в электроэнергии частично удовлетворялась поставками из соседних регионов России. В настоящее время Западная зона соединена с севером страны только через российскую энергосеть.

Региональные электросетевые компании обслуживают региональные нужды по передаче электричества и отвечают за доставку электричества розничным потребителям. Они соединены с НЭС низковольтными линиями электропередачи Региональных электросетевых компаний (**"РЭК"**), которые обычно работают в границах регионов, примерно совпадающих с соответствующими географическими границами таких регионов. Большинство РЭК принадлежат частным инвесторам.

Энергопередающие организации (**"ЭПО"**) на розничном рынке электрической энергии оказывают услуги по передаче электрической энергии на договорных условиях через электрические сети, определяют объемы потребления у всех розничных потребителей, присоединенных к обслуживаемым сетям, и передают эту информацию энергоснабжающим организациям и РЭК.

Снабжение электрической энергией

Сектор электроснабжения рынка электрической энергии Республики Казахстан состоит из энергоснабжающих организаций (**"ЭСО"**), которые осуществляют покупку электрической энергии у ЭПО или на централизованных торгах и последующую ее продажу конечным розничным потребителям. Часть ЭСО выполняет функции "гарантирующих поставщиков" электрической энергии.

После принятия Правительством концепции дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике в начале 2004 года и Закона об электроэнергетике от 9 июля 2004 года, энергопередающие компании начали отделение своего бизнеса по передаче электрической энергии от функций энергоснабжения с целью установления конкурентных розничных цен.

Сектор распределения электрической энергии Казахстана включает ЭСО, которые приобретают электрическую энергию напрямую от производителей энергии или через централизованные торги и перепродают ее конечным потребителям (промышленным предприятиям и населению). Самыми крупными ЭСО являются ТОО "Шыгысэнерготрейд", ТОО "Онтустик жарык", ТОО "Алматыэнергосбыт", ТОО "Энергопоток", ТОО "ЖамбылЖарыкСауда-2030", ТОО "Жезказганэнергосбыт", ТОО "Костанайский Энергоцентр", ТОО "АлатауЖарыкКомпаниясы", ТОО "Астанаэнергосбыт", ТОО "Павлодарэнергосбыт", ТОО "Караганда Жылу Сбыт", ТОО "Актобеэнергоснаб", ТОО "БатысЭнергоресурсы", ТОО "Атырау Энергосату", ТОО "Жетысуэнерготрейд", АО "СевКазЭнергоСбыт", ТОО "КокшетауЭнергоЦентр" и ТОО "АРЭК-Энергосбыт" на которых приходится порядка 30 процентов от общего потребления рынка.

Потребление электрической энергии

Годовой темп роста потребления электрической энергии в Казахстане с 2000 по 2013 годы составил 4,7%, в основном благодаря постоянному росту экономики Казахстана. В 2013 году общее потребление электрической энергии в Казахстане составило 89,6 млрд. кВтч (2,0% снижения по сравнению с 2012 годом).

В таблице, приведенной ниже, указана динамика потребления электрической энергии в период с 2000 по 2013 год:

За год, закончившийся 31 декабря	**ВВП**	**Потребление электричества**	**Потребление электричества**	**Эластичность потребления электричества к росту ВВП**[3]
	(%)изменения от предыдущего года	*(ГВт.ч)*	*(%)изменения от предыдущего года*	
2000…….	9,8	54.380,1	7,2	0,7
2001……	13,5	56.657,4	4,2	0,3
2002…….	9,8	58.047,5	2,4	0,2
2003…….	9,3	61.982,0	6,8	0,7
2004…….	9,6	64.807,2	4,6	0,5
2005…….	9,7	68.129,0	5,1	0,5

[3] Рассчитывается делением процента изменения в потреблении электрической энергии на процент изменения ВВП за тот же период.

За год, закончившийся 31 декабря	ВВП	Потребление электричества	Потребление электричества	Эластичность потребления электричества к росту ВВП[3]
	(%)изменения от предыдущего года	*(ГВт.ч)*	*(%)изменения от предыдущего года*	
2006…….	10,7	71.771,4	5,3	0,5
2007…….	8,9	76.439,6	6,5	0,7
2008…….	3,3	80.619,6	5,5	1,7
2009…….	1,2	77.959,6	(-3,3)	(-2,7)
2010…….	7,3	83.767,1	7,4	1,0
2011…….	7,50	88.136,0	5,2	0,7
2012…….	5	91.444,2	3,8	0,8
2013……..	6	89.640,8	-2.0	-0,3

Источник: ВВП – Агентство по статистике Республики Казахстан, данные по потребляющим компаниям - Компании

Степень соотношения между спросом на электрическую энергию к росту ВВП зависит, в большей степени, от структуры рынка.

В таблице, приведенной ниже, дается разбивка потребления электрической энергии по областям в течение последних трех лет.

	По состоянию на 31 декабря					
	2011		2012		2013	
	(Объем, ГВт.ч)	*(Доля, %)*	*(Объем, ГВт.ч)*	*(Доля, %)*	*(Объем, ГВт.ч)*	*(Доля, %)*
Акмолинская область……..	7 058	8	7 491	8.2	7.508	8,4
Актюбинская область……..	3 805	4	3 934	4.3	3.964	4,4
Алматинская область…….....	9 339	11	9 849	10.8	9.609	10,7
Атырауская область…….	3 705	4	3 874	4.2	4.090	4,6
Западно-Казахстанская область…….	1 635	2	1 675	1.8	1.701	1,9
Жамбылская область……...	3 629	4	3 809	4.2	3.661	4,1
Карагандинская область ……	15 685	18	16 162	17.7	15.509	17,3
Костанайская область……..	5 753	7	5 790	6.3	5.581	6,2
Кызылординская область…….....	1 384	2	1 495	1.6	1.510	1,7
Мангистауская область……...	4 241	5	4 336	4.7	4.441	5,0
Южно-Казахстанскаяобласть……	3 614	4	3 852	4.2	3.841	4,3
Павлодарская область…….	17 871	20	18 420	20.1	17.904	20,0
Северо-Казахстанскаяобласть……	1 668	2	1 708	1.9	1.669	1,9
Восточно-Казахстанская область …..	8 749	10	9 049	9.9	8.649	9,6
Всего…….	88 136	100	91 444,2	100	89.640,8	100

Источник: Компания

ПРОЕКТ

В 2013 году потребление электроэнергии Казахстаном в сравнении с 2012 годом уменьшилось на 1803,4 млн.кВтч или на 2,0% и составило 89 640,8 млн.кВтч. Снижение данного показателя по Северной и Южной зонам ЕЭС Казахстана составило 1 768,2 млн.кВтч (2,8%) и 382,4 млн.кВтч (2,0 %) соответственно. Потребление в Западной зоне Казахстана выросло на 347,2 млн.кВтч (3,5%).

Следующие компании были самыми крупными потребителями электрической энергии в 2013 году:

	Млн. кВт.ч	% к 2011г.
Аксуский ферросплавный завод ……..	5.763,8	103,8
АО "Арселор Миталл Темиртау" …….....	4.125,6	97,9
АО "КЭЗ"…….....	3.637,6	100,4
АО "Казцинк"……	2.885,7	102,0
АО "ССГПО"…….	2.517,3	96,9

Тарифы

Согласно Закону о естественных монополиях, следующие услуги Компании относятся к сферам деятельности естественной монополии, и стоимость таких услуг определяется на основе тарифов, утверждаемых регулирующим органом:

1) передача электроэнергии электрической энергии по электрическим сетям;

2) техническая диспетчеризация отпуска в сеть и потребления электрической энергии; и

3) организация балансирования объемов производства-потребления электрической энергии.

Тарифы представляют собой важную составляющую регулирования, а также имеют центральное значение для выручки и рентабельности Компании. Компания рассчитывает тарифы в соответствии с нормативными правовыми актами, принятыми регулирующим органом, который утверждает различные составляющие тарифов. Тарифы Компании подлежат утверждению регулирующим органом.

Тарифы Компании устанавливаются по методу "издержки плюс фиксированная прибыль", в соответствии с которыми Компания в целях тарифообразования на определенный период времени исходит из соответствующих оценок операционных и финансовых расходов и справедливой нормы доходности капитала. Это позволяет Компании устанавливать тарифы на уровне, гарантирующем покрытие обоснованных расходов плюс допустимый уровень "прибыли", в размере, утвержденном регулирующим органом.

Регулирующим органом в контексте Закона о естественных монополиях ранее являлось Агентство по регулированию естественных монополий (**"АРЕМ"**), которое было упразднено в августе 2014 года и функции которого были переданы Министерству Национальной Экономики (**"МНЭ"**).

Ранее действовавшее законодательство позволяло Компании обращаться за утверждением тарифов как на период одного года, так и на несколько лет. В прошлом Компания стремилась к утверждению тарифов на ежегодной основе. В 2013 г. Компания обратилась за одобрением предельных уровней тарифов на два года. Однако, в соответствии с последними изменениями, внесенными в Закон о естественных монополиях, принятыми в 2013 и 2014 гг., в будущем Компания сможет утверждать предельные уровни тарифов только на период не менее пяти лет. Таким образом, в 2015 году, Компания должна будет обратиться за утверждением тарифа на срок не менее пяти лет.

По общему правилу, тарифы и предельные уровни тарифов, утвержденные МНЭ, продолжают действовать в течение всего периода времени, на который они утверждены.

В исключительных случаях, корректировка предельного уровня тарифа в период его действия возможна только при наступлении обстоятельств, находящихся вне контроля Компании. Смотрите также раздел "БИЗНЕС" "Тарифы KEGOC".

Сложности, связанные с существующими нормативными требованиями

Отрасль электроэнергетики в Казахстане прошла ряд значительных реформ, но некоторые задачи все еще остаются нерешенными. Правительственные решения затрудняют положение энергопроизводящих компаний, затрудняя конкуренцию между энергопроизводящими организациями на рынке. Распределение электрической энергии на местных рынках до сих пор в основном монополизировано.

В соответствии с Законом об электроэнергетике, заявленной целью регулирования энергетического рынка в Казахстане является максимальное удовлетворение спроса потребителей энергии и защита прав участников рынка электрической и тепловой энергии путем создания конкурентных условий на рынке, гарантирующих потребителям право выбора поставщиков электрической и тепловой энергии. Официально, тарифы на производство электрической энергии определяются на открытом рынке. На практике, однако, тарифы для производителей должны быть утверждены МНЭ и могут подниматься при условии инвестирования электростанций в расширение и модернизацию производственных мощностей.

Так как с развитием страны заканчивается период перепроизводства электрической энергии, требуются большие инвестиции в производство электрической энергии и сети для поддержания экономического роста и поставок электроэнергии. Быстрый рост тарифов сделал возможным инвестиции в некоторые экономически обоснованные сферы отрасли. Задача увеличения тарифов осложняется ролью, которую цены на электричество играют в социальной и макроэкономической политике. Это является основным финансовым препятствием для частных инвестиций в отрасль.

29 мая 2014 г. руководители Казахстана, России и Белоруссии подписали договор о создании Евразийского экономического союза (**"ЕАЭС"**). ЕАЭС официально начнет работу 1 января 2015 г. при условии ратификации договора о его создании парламентами трех стран. Государства-члены соглашаются, среди прочего, сформировать общий электроэнергетический рынок на основе параллельной работы электроэнергетических систем государств-членов. По состоянию на дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума, отсутствуют какие-либо изменения в законодательство Казахстана в этой связи. Государства-члены согласились разработать концепцию общего электроэнергетического рынка к июлю 2015 г. Возможно, действующая база регулирования электроэнергетики будет значительно пересмотрена для отражения новых изменений, связанных с формированием общего электроэнергетического рынка. Также смотреть в разделе "ФАКТОРЫ РИСКА".

Энергетическая стратегия Казахстана и развитие инфраструктуры

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 утверждена Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года.

Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года увязывает в единое целое развитие нефтегазовой, угольной, атомной и электроэнергетической отраслей с учетом передового мирового опыта и последних тенденций развития мировой энергетики.

При разработке Концепции развития топливно-энергетического комплекса учитывались следующие задачи:

1) обеспечение энергетической безопасности страны, путем усиления самодостаточности обеспечения ресурсами и продукции ТЭК;
2) усиление геополитического влияния в регионе, путем удовлетворения роста энергопотребления экономиками региона;
3) развитие экономического потенциала страны:
4) развитие научного потенциала;
5) внедрение новых технологий;
6) повышение безопасности и надежности электрооборудования и энергообъектов;
7) интенсивное развитие отраслей ТЭК путем использования технологий XXI века;

8) активное вовлечение в энергобаланс возобновляемых источников энергии и альтернативных источников энергии;

9) энерго- и ресурсосбережение, повышение энергоэффективности.

ПРОЕКТ

НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Ниже приведено краткое описание различных нормативных правовых актов Республики Казахстан, имеющих отношение к отрасли, а также международных договоров, стороной которых является Казахстан, применимых к Компании. Приведенный ниже краткий обзор нормативных правовых актов может не являться исчерпывающим и дает только общую информацию инвесторам; данный перечень не предназначен и не должен заменять профессиональную юридическую консультацию.

Введение

Компания работает в отрасли с высоким уровнем регулирования. Она выполняет функции назначенного государством системного оператора и управляет единой энергосистемой Казахстана (**"ЕЭС"**). В дополнение к статусу системного оператора Компания выполняет функции естественной монополии и была включена в государственный регистр субъектов естественной монополии. Таким образом, Компания находится в уникальном положении и режим регулирования ее деятельности намного сложнее режимов, применяемых к большинству компаний Казахстана.

Закон об электроэнергетике

Системный оператор

Основным нормативным правовым актом, регулирующим деятельность электроэнергетического сектора, является Закон об электроэнергетике, который был принят и вступил в действие в 2004 г. Данный закон регулирует вопросы генерации, передачи и потребления электрической и тепловой энергии. Ниже приведены основные положения закона, которые распространяются на Компанию.

Закон об электроэнергетике определяет правовой статус "системного оператора" следующим образом: национальная компания, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети (**"НЭС"**) и ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности. Закон об электроэнергетике уполномочивает Министерство энергетики (**"МЭ"**) назначать системного оператора. МЭ назначило Компанию системным оператором в соответствии с Приказом № 61 от 17 октября 2014 года.

Являясь системным оператором, назначенным МЭ, Компания имеет исключительное право на оказание услуг системного оператора, включая следующие основные услуги: (i) передача электроэнергии через НЭС, включая трансграничные перетоки с энергосистемами соседних стран и межрегиональную передачу по НЭС электроэнергии от электростанций участникам оптового рынка электроэнергии; (ii) техническая диспетчеризация; (iii) балансирование производства-потребления электроэнергии в ЕЭС; а также (iv) регулирование электрической мощности. Являясь системным оператором, назначенным МЭ, Компания имеет исключительное право на эксплуатацию НЭС.

Положения относительно приватизации НЭС

Закон об электроэнергетике определяет НЭС как совокупность подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и/или межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 кВ и выше. Далее, Закон об электроэнергетике устанавливает, что сама НЭС не подлежит приватизации и должна передаваться национальной компании в порядке и на условиях, определяемых Правительством. Потенциальное предложение частным инвесторам формально не является приватизацией НЭС в соответствии с определением данного термина, закрепленным законодательством Казахстана, поскольку НЭС или ее составляющие части не отчуждаются, и Компания останется собственником НЭС после Потенциального предложения.

Более того, в связи с Потенциальным предложением в рамках Программы "Народное IPO", в июле 2014 г. в Закон об электроэнергетике были внесены изменения, предусматривающие, что национальный управляющий холдинг (т.е. Фонд) не имеет права отчуждать акции KEGOC, если в результате такого отчуждения пакет, принадлежащий национальному управляющему холдингу, будет составлять менее чем 90% плюс одна голосующая акция. Акции, которые будут размещены в результате Потенциального предложения, составляют менее 10% процентов размещенных акций KEGOC.

В дополнение к Закону об электроэнергетике, Указом Президента Республики Казахстан № 422 "О перечне объектов государственной собственности, не подлежащих приватизации" от 28 июля 2000 г. была также запрещена приватизация отдельных компонентов НЭС, а именно межрегиональных сетей электропередачи напряжением 220, 500 и 1150 кВ. При подготовке Потенциального предложения ценных бумаг, 12 августа 2014 г. Указ № 422 был отменен Указом Президента Республики Казахстан № 894. Указ № 894 определяет перечень активов, которые не подлежат отчуждению и не включает ни НЭС, ни ее компоненты. Также см. "ФАКТОРЫ РИСКА".

Подзаконные акты в сфере электроэнергетики

В рамках реализации Закона об электроэнергетике были приняты различные нормативные правовые акты, применимые к деятельности Компании, которые включают, среди прочих:

1. Правила оказания услуг системным оператором (Правила оказания услуг Системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг, утвержденные Постановлением Правительства №300 от 29 марта 2013 года). Правила оказания услуг системным оператором устанавливают порядок: (а) предоставления системным оператором системных услуг (т.е., услуги по передаче электрической энергии по НЭС, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии) и (б) приобретения системным оператором вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка.

2. Правила балансирующего рынка (Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии, утвержденные постановлением Правительства от 29 ноября 2012 года № 1508). Данные правила определяют порядок функционирования балансирующего рынка. Балансирующий рынок является инструментом системного оператора для поддержания баланса электрической энергии и мощности в ЕЭС Казахстана. Системный оператор осуществляет организацию балансирования производства и потребления электричества на основании договоров, заключаемых с участниками оптового рынка.

3. Правила оптового рынка (Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан, утвержденные постановлением Правительства от 4 июня 2012 года № 740). Правила определяют порядок организации и функционирования оптового рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке.

4. Правила розничного рынка (Правила организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке, утвержденные Постановлением Правительства от 12 июля 2012 года № 932). Данные Правила определяют порядок организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке.

5. Электросетевые правила (Электросетевые правила, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 июня 2013 года № 625). Данные Правила регулируют порядок пользования электрической сетью и организации управления ЕЭС.

Закон о естественных монополиях

Обзор

В соответствии с Законом о естественных монополиях, который является основным законом, регулирующим деятельность субъектов естественных монополий, услуги по передаче электрической энергии по сетям Компании, технической диспетчеризации отпуска в сеть и

потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии относятся к сферам естественных монополий.

Компания включена в Государственный регистр субъектов естественной монополии, утвержденный приказом Председателя АРЕМ №16-ОД от 24 января 2005 года. Будучи субъектом естественной монополии, Компания должна соблюдать требования Закона о естественных монополиях и подзаконных актов, принятых в рамках реализации этого закона.

Регулятор

В августе 2014 года по инициативе Президента Казахстана Правительство было реорганизовано, в результате чего, в том числе, произошло перераспределение функций по регулированию деятельности субъектов естественных монополий. До реорганизации Правительства, функции по регулированию деятельности субъектов естественных монополий, утверждению тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги, осуществляло Агентство по регулированию естественных монополий (**"АРЕМ"**). После реорганизации Правительства, АРЕМ было упразднено, а его полномочия были переданы Министерству национальной экономики (**"МНЭ"**). Все нормативные и индивидуальные правовые акты, принятые АРЕМ в период его существования по-прежнему продолжают действовать, если они не были изменены или отменены по решению МНЭ.

МНЭ утверждает тарифы на регулируемые услуги и тарифные сметы к ним, и временные понижающие коэффициенты к тарифу. В процессе одобрения тарифов, МНЭ также утверждает технические и технологические нормы расхода сырья, материалов, топлива, энергии, нормативные технические потери, нормативы численности персонала в порядке, установленном нормативными правовыми актами. МНЭ согласовывает в установленном порядке смету затрат, направляемых на текущий и капитальный ремонт и другие ремонтно-восстановительные работы, не приводящие к росту стоимости основных средств; штатное расписание и предельный уровень оплаты труда руководящих работников административного персонала; учетную политику; методику ведения раздельного учета доходов, затрат и задействованных активов Компании по видам регулируемых услуг и иной деятельности.

Согласно Закону о естественных монополиях:

- занятие субъектом естественной монополии иной деятельностью, помимо деятельности естественной монополии (включая технологически связанные виды деятельности), требует получения предварительного согласия МНЭ;
- любое лицо, приобретающее в собственность более десяти процентов голосующих акций (долей участия) в уставном капитале субъекта естественной монополии, должно предварительно уведомить МНЭ о совершении сделки;
- отчуждение и (или) совершение иных сделок с имуществом субъекта естественной монополии, предназначенным для производства и предоставления регулируемых услуг (товаров, работ), если балансовая стоимость такого имущества на начало текущего года, превышает 0,05 процента от балансовой стоимости его активов на начало текущего года (и при условии, что такие сделки не повлекут за собой повышения тарифов или их предельных уровней на регулируемые услуги субъекта естественной монополии, нарушения договоров с потребителями, нарушения неразрывно связанной технологической системы, прерывания либо существенного снижения объемов предоставляемых регулируемых услуг) требует получение предварительного согласия МНЭ;
- субъект естественной монополии имеет право приобретать акции (доли участия), а также в иных формах участвовать в коммерческих организациях, осуществляющих деятельность, разрешенную Законом о естественных монополиях, с предварительного письменного согласия МНЭ; и
- реорганизация и ликвидация субъекта естественной монополии возможна только с предварительного согласия МНЭ.

Кроме того, Парламент в настоящее время рассматривает изменения в Закон о естественных монополиях. На дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума данные изменения еще не были приняты.

Деятельность Компании

Перечень видов деятельности, которые Компания имеет право осуществлять, ограничен видами деятельности естественной монополии и другими технологически связанными видами деятельности, при условии получения предварительного разрешения МНЭ на такие технологически связанные виды деятельности. Компания также вправе осуществлять другие виды деятельности, если доход от таких видов деятельности не превысит 5% от дохода Компании, и при условии получения предварительного разрешения МНЭ на такие виды деятельности.

Компания заключает договоры со своими клиентами. При заключении договоров, Компания использует типовые формы договоров, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан № 1194 от 28 ноября 2003 года.

Равный доступ

Закон о естественных монополиях требует от естественных монополий предоставлять равный доступ к услугам естественных монополий. Закон об электроэнергетике предусматривает, что системный оператор обязан обеспечить своим потребителям равный доступ к НЭС. "Правила предоставления равного доступа к регулируемым услугам (товарам, работам) в области естественных монополий", утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 января 2012 г., устанавливают общие условия, по которым клиенты разных естественных монополий могут воспользоваться равным доступом к товарам и услугам естественных монополий, а также регулируют специальные условия, по которым клиент: (i) подключается к НЭС или другим сетям электропередачи, (ii) получает доступ к услугам передачи или распределения электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии; и (iii) получает доступ к услугам по диспетчеризации и услугам по балансированию производства и потребления электроэнергии.

Изменения в Закон о естественных монополиях

На дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума, Мажилис Парламента рассматривает изменения в Закон о естественных монополиях. Данные изменения еще не были приняты. В целом, Компания рассматривает предложенные изменения как выгодные и желательные для Компании. Компания считает, что какие-либо из предложенных изменений не должны существенно и негативно отразиться на Компании или ее деятельности. Предложенные изменения являются проектом и могут быть существенным образом доработаны или изменены в процессе их рассмотрения и доработки Мажилисом и комитетами Парламента. Нет никаких гарантий, что какие-либо из изменений будут приняты в предложенной редакции.

На дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума, рассматривается следующие основные изменения в Закон о естественных монополиях, которые могут затронуть Компанию или ее деятельность:

1) отмены запрета для субъектов естественной монополии на занятие другими видами деятельности. Компания считает, что отмена данного запрета может потребовать внесения более масштабных изменений в Закон о естественных монополиях и иные связанные нормативные правовые акты в части основных принципов, методов и подходов к регулированию субъектов естественных монополий и их деятельности, разграничения монополистической деятельности субъектов естественной монополии и иной деятельности, введения более строгих требований по раздельному бухгалтерскому учету и введения норм, ограничивающих влияние иной деятельности на монополистическую деятельность.

2) разрешения субъектам естественной монополии превышать статьи тарифной сметы, утвержденной регулятором, при условии, что тарифная смета в целом не будет превышена;

3) перераспределения функций между МНЭ и отраслевыми министерствами (в данном случае Министерством энергетики (**"МЭ"**)). В частности, предлагается предусмотреть, что утверждение нормативных технических потерь, технических и технологических норм расхода сырья, материалов, топлива, энергии и нормативной численность персонала должны осуществлять отраслевые министерства, а не МНЭ, поскольку именно отраслевые

министерства осуществляют регулирование соответствующей отрасли и должны лучше понимать особенности регулируемой ими индустрии;

4) изменения ограничений на приобретение субъектом естественной монополии долей участия/акций в иных юридических лицах. Например, в действующей редакции Закона не предусмотрено исключений для операций по увеличению уставных капиталов дочерних предприятий, в которых субъект естественной монополии уже владеет 100% акций или долей участия. Субъект естественной монополии вынужден согласовывать с регулятором дополнительные вклады в уставные капиталы таких компаний.

Порядок закупок товаров и услуг, распространяющийся на Компанию

Законодательством Казахстана установлены специальные правила закупок товаров и услуг для компаний, в которых государство прямо или косвенно владеет 50% или более акций или долей участия. Существует два типа таких правил закупок: первые правила основаны на требованиях Закона Республики Казахстан "О государственных закупках" № 303 III ЗРК от 21 июля 2007 г. ("**Закон о государственных закупках**") а вторые правила закупок основаны на Законе Республики Казахстан "О Фонде национального благосостояния" от 1 февраля 2012 г. ("**Закон о ФНБ**"). Являясь компанией Группы Фонда, KEGOC не подпадает под общие правила закупок, предусмотренные Законом о государственных закупках и осуществляет свои закупки в соответствии с Правилами закупок Самрук-Казына ("**Правила закупок Самрук-Казына**"), которые, в общем, аналогичны общим правилам.

В соответствии с Законом о ФНБ, Фонд и дочерние компании Фонда включая Компанию, ее дочерние компании и совместные предприятия, должны соблюдать Правила закупок Самрук-Казына. Фонд осуществляет общий надзор за соблюдением Правил закупок Самрук-Казына. Основным способом закупок является открытый тендер, посредством которого Компания закупает большинство товаров, работ и услуг. В определенных случаях, предусмотренных Правилами закупок Самрук-Казына, Компания может закупать, работы и услуги иными способами, а именно: посредством закрытого тендера, двухэтапного открытого или закрытого тендера; запроса ценовых предложений; на организованных электронных торгах; через товарные биржи; из одного источника; на централизованных торгах электрической энергией; из одного источника или без применения требований Правил закупок Самрук-Казына.

Закупки отдельных ограниченных категорий товаров и услуг, а также товаров и услуг у субъекта государственной монополии, у субъекта естественной монополии, а также у лица, занимающего доминирующее (монопольное) положение на определенном рынке, доля которого на таком рынке превышает 35 (тридцать пять) процентов осуществляются путем прямого заключения договора.

Правила закупок Самрук-Казына требуют, чтобы компании группы Фонда при осуществлении закупок руководствовались необходимостью предоставления приоритета приобретения товаров, работ и услуг, у (i) организаций инвалидов (физических лиц-инвалидов, осуществляющих предпринимательскую деятельность), состоящих в Реестре организаций инвалидов группы Фонда, (ii) организаций, входящих в группу Фонда и (iii) казахстанских товаропроизводителей.

Компания осуществляет закупки в соответствии с годовыми и долгосрочными планами закупок. Большинство договоров Компания заключает сроком на один год. Договоры на более длительный срок могут быть заключены только в отдельных случаях, прямо предусмотренных Правилами закупок Самрук-Казына. Компания также должна готовить подробную тендерную документацию и создавать тендерные комиссии для каждого тендера, в функции которых входит определение победителя.

Стратегические объекты

Обзор

Концепция *"стратегических объектов"* была введена в законодательство Казахстана в 2007 году, посредством дополнения Гражданского кодекса Казахстана статьей 193-1, которая предусматривает, что отдельные виды имущества могут быть отнесены к "стратегическим объектам" в силу их особого значения для устойчивого развития общества Казахстана и

потенциального воздействия таких объектов на национальную безопасность Республики Казахстан.

Владеть стратегическими объектами могут как государственные, так и частные лица. Вне зависимости от того, находится ли стратегический объект в государственной или частной собственности, любые сделки, которые приводят или могут привести к отчуждению таких стратегических объектов, например, залог, ипотека или иное обременение стратегического объекта, требуют решения Правительства. Первичное предложение акций владельцем стратегического объекта на организованном рынке ценных бумаг, таком например, как KASE, также требует решения Правительства. Кроме того, государство также имеет преимущественное право на приобретение стратегического объекта в случае его отчуждения.

Ключевыми нормативными актами, регулирующими правовой статус стратегических объектов, являются Гражданский кодекс и Закон № 413-IV "О государственном имуществе" от 1 марта 2011 г. ("**Закон о государственном имуществе**"). Закон о государственном имуществе также предусматривает возможность национализации стратегических объектов государством.

Статус НЭС и Акций Компании

Статьей 193-1 Гражданского кодекса предусмотрена, среди прочего, возможность отнесения НЭС к стратегическим объектам. Решением Правительства Республики Казахстан № 651 от 30 июня 2008 г., НЭС и акции Компании были отнесены к стратегическим объектам.

При подготовке Потенциального предложения, Компания планирует получить решения Правительства, утверждающие Потенциальное предложение и количество Акций, размещаемых в рамках Потенциального предложения, а также отказ государства от права преимущественного приобретения Акций. Кроме того, KEGOC намеревается получить решение Правительства, исключающее из определения "стратегических объектов" 10% минус одна акция Компании, которые будут размещены в рамках Потенциального предложения.

Природоохранное регулирование

Несмотря на тот факт, что основная деятельность Компании не оказывает значительного воздействия на окружающую среду, ее деятельность, тем не менее, подпадает под действие ряда нормативных правовых актов, регулирующих эмиссии в окружающую среду, такие как: выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, размещение отходов производства и потребления в окружающей среде, вредные физические воздействия. Ключевыми нормативными актами, регулирующими вопросы экологии, являются Экологический кодекс Республики Казахстан № 212-III от 9 января 2007 г. (**"Экологический кодекс"**), Водный кодекс № 481-II от 9 июля 2003 г. и Земельный кодекс № 442-II от 20 июня 2003 г.

Разрешения на эмиссии в окружающую среду

Экологический кодекс обязывает любое лицо, осуществляющее эмиссии загрязняющих веществ в окружающую среду, получить разрешение на эмиссии в окружающую среду. Разрешение на эмиссии является документом, который дает его владельцу право на эмиссии (выбросы) в атмосферу определенного количества загрязняющих веществ, указанных в разрешении, размещение определенного объема отходов и/или сброс сточных вод. Разрешение на эмиссии также устанавливает дополнительные условия природопользования для владельца разрешения.

Основными источниками воздействия на окружающую среду в операциях Компании являются:

- Выбросы в атмосферу от работы оборудования Компании; а также
- Утилизация отходов от ремонта и модернизации оборудования подстанций.

Экспертный анализ и оценка воздействия инвестиционных проектов на окружающую среду

Согласно законодательству Казахстана, разработка и реализация любых проектов, подразумевающих воздействие на окружающую среду, включая строительство новых объектов или модернизацию действующих объектов, предусматривает получение целого ряда экспертных заключений, включая, среди прочего, оценку воздействия на окружающую среду. Все

инвестиционные проекты Компании проходят экспертизу и оценку воздействия на окружающую среду.

Компания реализует большинство крупных новых проектов на основе контрактов под ключ. Тем самым, обязанности по получению всех экологических и прочих необходимых экспертиз и согласований, а также по проведению оценки воздействия на окружающую среду, возложены на подрядчиков Компании.

Разрешения на водопользование

Пять филиалов Компании используют водоснабжение на базе артезианских вод. Для артезианского водоснабжения филиалы получают разрешение на специальное водопользование от территориальных подразделений Комитета по водным ресурсам Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан.

Охранные зоны

Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 29 ноября 2012 года №1509, требуют установления охранных зон вдоль всей протяженности воздушных линий электропередачи. Охранная зона представляет собой земли и воздушное пространство, находящиеся непосредственно под воздушными линиями электропередачи, а также земли и воздушное пространство по обе стороны от воздушных линий электропередачи. Размер охранной зоны варьируется в зависимости от класса напряжения воздушной линии электропередачи. Законодательство Казахстана запрещает осуществление какой-либо деятельности, а также расположение и строительство каких-либо объектов в охранной зоне воздушных линий электропередачи.

Декларация промышленной безопасности

В соответствии с Законом Республики Казахстан №188-V "О гражданской защите" от 11 апреля 2014 года (**"Закон о гражданской защите"**) KEGOC является владельцем опасных производственных объектов, которые подлежат декларированию на предмет их промышленной безопасности. Процесс декларирования осуществляется аттестованными организациями, привлекаемыми Компанией, которые могут быть как частными, так и государственными.

Законом о гражданской защите предусмотрены дополнительные повышенные требования к владельцам опасных производственных объектов, подлежащих декларированию. В частичности, Компания, являясь владельцам опасных производственных объектов, подлежащих декларированию, обязана, помимо прочего, 1) контролировать соблюдение требований промышленной безопасности; 2) проводить обследование и диагностирование производственных зданий, технологических сооружений; 3) проводить экспертизу технических устройств, отработавших нормативный срок службы, для определения возможного срока их дальнейшей безопасной эксплуатации; 4) предусматривать затраты на обеспечение промышленной безопасности при разработке планов финансово-экономической деятельности опасного производственного объекта; 5) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов на проведение работ в соответствии с планом ликвидации аварий.

Международные договоры

ЕЭС Казахстана работает параллельно с энергосистемами Российской Федерации и ОЭС Центральной Азии. Условия параллельной работы с вышеуказанными системами регулируются международными договорами, включая следующие:

- Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств СНГ от 25 ноября 1998 года;
- Соглашение между Правительством Республики Казахстан, Правительством Кыргызской Республики, Правительством Республики Таджикистан и Правительством Республики Узбекистан о параллельной работе энергетических систем государств Центральной Азии от 17 июня 1999 года;

- Соглашение между Правительствами Республики Казахстан и Российской Федерации о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации от 20 ноября 2009 года.

В рамках реализации последнего вышеуказанного соглашения Компания также заключила следующие соглашения:

- с ОАО "Федеральная сетевая компания единой энергетической системы", ОАО "Системный оператор единой энергетической системы" - Договор о параллельной работе энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации от 23 апреля 2010 года;
- с ОАО "Федеральная сетевая компания единой энергетической системы" – Договор об оказании услуг по передаче (транзиту) электрической энергии от 29 декабря 2009 года;
- с ОАО "Интер РАО ЕЭС" – Договоры купли-продажи электрической энергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии от планового от 23 апреля 2010 года.

Евразийский экономический союз

29 мая 2014 г. лидеры Казахстана, России и Беларуси подписали договор о создании Евразийского экономического союза (**"ЕАЭС"**). ЕАЭС официально начнет работу с 1 января 2015 г. при условии, что данный договор будет ратифицирован парламентами трех стран-участниц. В рамках ЕАЭС предполагается создание единого экономического рынка, объединяющего около 171 млн. человек, с совокупным внутренним валовым продуктом около 3 трлн. долларов США. Президент Казахстана заявил, что ЕАЭС должен быть и будет являться исключительно экономическим объединением, и что Казахстан стремится к сохранению своей независимости и суверенитета.

Страны-участницы договора согласились сформировать, помимо прочего, единый рынок электроэнергии на основе параллельной работы энергосистем стран-участниц. Предполагается следующая последовательность основных мероприятий, направленных на формирование единого рынка электроэнергии:

- разработка концепции единого рынка электроэнергии к июлю 2015 г.;
- принятие программы формирования единого рынка электроэнергии к 1 июля 2016 г. Программа должна включать график сроков завершения основных этапов;
- подписание международного соглашения о создании единого рынка электроэнергии, который должен вступить в действие к 1 июля 2019 г.

Страны-участницы договора согласились, что в течение переходного периода, с даты вступления в силу договора о создании ЕАЭС до 1 июля 2019 г., тарифы на услуги естественных монополий будут регулироваться национальными законодательствами. Договором о создании ЕАЭС не определено, будут ли по завершении формирования единого рынка электроэнергии тарифы на услуги естественных монополий, предоставляемые на внутренних национальных рынках, регулироваться единым законодательством ЕАЭС, утверждаться межгосударственной структурой или устанавливаться в ином согласованном порядке.

Регулирующие органы

Основные регулирующие органы, которые имеют отношение к работе Компании в Казахстане, перечислены ниже.

Министерство энергетики (МЭ)

МЭ является уполномоченным органом в сфере электроэнергетики. Оно реализует государственную политику в области электроэнергетики, разрабатывает соответствующие технические регламенты, разрабатывает и утверждает (в пределах своей компетенции) нормативные правовые акты в сфере производства, передачи и потребления электрической энергии. Оно также разрабатывает и утверждает нормативные технические документы в сфере проектирования, строительства, технической эксплуатации и безопасности объектов электроэнергетической промышленности.

Комитет государственного энергетического надзора

Комитет государственного энергетического надзора при МЭ осуществляет контроль за выполнением технических требований нормативных правовых актов Казахстана в сфере электроэнергетики и, среди прочего, эксплуатацией и техническим состоянием энергетического оборудования.

Министерство национальной экономики (МНЭ)

МНЭ является государственным органом, который регулирует и контролирует деятельность субъектов естественных монополий в Казахстане. Все тарифы на услуги Компании утверждаются МНЭ.

Для более подробной информации см. раздел "Тарифы KEGOC".

ПРОЕКТ

БИЗНЕС

Обзор

KEGOC является национальной компанией, выполняющей функции Системного оператора единой электроэнергетической системой (**"ЕЭС"**) Казахстана. KEGOC оказывает следующие основные услуги: (i) передача электроэнергии, в том числе, в рамках взаимодействия с энергосистемами сопредельных государств; межрегиональная передача электроэнергии от электростанций оптовым потребителям на рынке электроэнергии посредством национальной сети (НЭС); (ii) услуги технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и (iii) услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии.

Компания была образована в 1997 году в рамках инициативы Правительства по реструктуризации управления энергетической системой Казахстана. В настоящее время в Компании работает 4 729 человек. На момент составления данного Предварительного инвестиционного меморандума Компания является 100% дочерней организацией АО "Фонд национального благосостояния "Самрук-Қазына" (Фонд), а после Потенциального предложения Фонду будут принадлежать не менее 90% плюс одна акция Компании.

Компания управляет ЕЭС, которая состоит из (i) НЭС; (ii) 76 электростанций общей установленной мощностью 20 592 МВт и доступной мощностью 17 108 МВт, включая восемь электростанций государственного значения, (iii) 21 распределительных электросетевых компаний (РЭК), соединенных напрямую с НЭС; и (iv) 129 оптовых потребителей. Компания владеет, управляет и осуществляет техническое обслуживание НЭС, в состав которой входит комплекс подстанций, распределительных устройств и трансформаторов, а также высоковольтных линий электропередачи 35-1150 кВ протяженностью 24 564,733 километров и 77 подстанций с установленной мощностью 36 355,05 МВА. Компания обеспечивает передачу электричества по межгосударственным и межрегиональным линиям электропередачи, связь электрических станций с региональными электросетевыми компаниями и крупными потребителями. Остальные активы ЕЭС принадлежат третьим лицам.

Основной стратегической целью Компании является ее становление Компании в качестве самостоятельной, конкурентоспособной коммерческой организации, которая может успешно работать в Казахстане и в глобальной экономической среде. Руководство намерено достигать указанную цель путем:

- Обеспечения надежного функционирования НЭС Казахстана в соответствии с потребностями Казахстана;
- Развития НЭС в интересах роста бизнеса Компании и в соответствии с потребностями экономики Казахстана;
- Повышения эффективности деятельности Компании
- Совершенствования и повышения эффективности электроэнергетического рынка в Казахстане;
- Развития практики корпоративного управления и обеспечение устойчивого развития;
- Достижения устойчивых партнерских взаимоотношений с электроэнергетическими компаниями сопредельных стран.

В 2013 году Компания получила доходы в сумме 73 811 723 тысячи тенге от своей основной деятельности. Из них 44 351 735 тысяч тенге, или 60,1% было получено от деятельности Компании по передаче электрической энергии по сетям Компании, а оставшаяся часть доходов была получена от осуществления Компанией услуг по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, организации балансирования производства и потребления электрической энергии, а также от:

- продажи электрической энергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений фактического межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии от планового;

- реализации покупной электрической энергии в целях урегулирования внеплановых перетоков;
- реализации услуг по резервированию электрической мощности;
- реализации услуг по регулированию мощности и др.

Ключевые сильные стороны

Компания обладает следующими ключевыми сильными сторонами, которые, по мнению руководства, помогут ей удержать и усилить свое положение в качестве ведущего поставщика услуг по передаче электрической энергии в Казахстане:

Будучи владельцем и оператором НЭС, Компания является ведущей компанией Казахстана по передаче электрической энергии

В соответствии с законодательством Казахстана, Компания назначена государством в качестве системного оператора и является собственником НЭС. KEGOC имеет эксклюзивное право на передачу электрической энергии через НЭС, которая включает подстанции, распределительные устройства, межрегиональные и/или межгосударственные линии электропередачи напряжением 220-1150 кВ и предоставляет услуги по диспетчеризации и балансированию производства-потребления электрической энергии. Услуги по передаче электрической энергии, а равно как и услуги по диспетчеризации и балансированию являются сферами естественных монополий в соответствии с Законом о естественных монополиях и Компания включена в Государственный регистр субъектов естественных монополий. У Компании ограничена конкуренция со стороны операторов частных линий электропередачи.

В 2013 году Компания (а) оказала услуги по передаче электрической энергии по сетям Компании в объеме 41 055 млн. кВтч, что составляет 40,13% от общего потребления электрической энергии в Казахстане, (б) оказала услуги по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии в объеме 83 863 млн. кВтч, и (в) оказала услуги по организации балансирования производства и потребления электрической энергии в объеме 153 521 млн. кВтч. Руководство полагает, что отсутствуют предпосылки прекращения права собственности Компании на НЭС и управления ею. Компания сохранит свое право собственности и управления НЭС в соответствии с законодательством Казахстана и, тем самым, сохранит свое положение в качестве ведущей компании Казахстана по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии.

Компания располагает значительной базой активов и имеет успешные капиталовложения

В результате решений Правительства, принятых после обретения Казахстаном независимости, Компании было предоставлено право собственности и управления НЭС, которая в настоящее время состоит из высоковольтных линий электропередачи 35-1150 кВ протяженностью по цепям 24 564,733 километров и соответствующей инфраструктуры.

Компания реализует инвестиционную программу для поддержания и модернизации оборудования подстанций и линий электропередачи для увеличения мощности передачи электричества, увеличения мощности системного оборудования и увеличения передающей способности линий электропередачи между определенными регионами страны для более эффективного управления передачей электрической энергии. В период с 2000 по 2009 гг. Компания успешно завершила проект "Модернизация Национальной электрической сети" 1 этап стоимостью 43,8 млрд. тенге, который, среди прочего, предназначался для улучшения надежности и качества снабжения (посредством модернизации подстанций, диспетчерских и контрольных систем), обеспечения беспрерывной работы оптового рынка электрической энергии, улучшения доступа к НЭС (посредством улучшения доступа к 29 передающим сетям), сокращения эксплуатационных затрат и расширения объема услуг, оказываемых Компанией.

С 2004 по 2009 годы Компания также успешно завершила строительство второй линии электропередачи Север-Юг, стоимостью 43,7 млрд. тенге, которая предназначалась для более полного удовлетворения спроса на электрическую энергию в Южном Казахстане. Компания имеет

определенный опыт реализации первых инвестиционных проектов и полагает, что сможет успешно реализовать следующие стадии своих инвестиционных программ.

Стабильная макроэкономическая среда в Казахстане с растущим спросом на электричество

Рост экономики Казахстана в течение последних трех лет ежегодно составляет 6,6%. Рост внутреннего валового продукта составил 5,0% в 2012 году, 6,0% в 2013 году, в 2014 году прогнозируется рост ВВП на уровне 5,0%. С 2010 по 2013 годы объем оказанных Компанией услуг по передаче электрической энергии увеличился с 30,3 млрд. кВт.ч до 41,1 млрд. кВт.ч, что составляет среднегодовой рост на 8,3%. Казахстан также имеет низкий уровень государственного долга. Стабильная макроэкономическая среда в Казахстане, включая постоянный рост казахстанской экономики, должна привести к постоянному росту розничного и промышленного спроса на передачу электрической энергии.

Приведенная ниже таблица содержит сведения об объемах оказанных услуг Компанией по передаче электрической энергии, в период с 2006 по 2013годы, в том числе объемов российского транзита:

Годы	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
Объем услуг по передаче (млн. кВтч)……..	31.584	32.543	34.385	30.338	34.697	41.042	43.487	41,055
В том числе российский транзит (млн. кВтч)……..	0	0	0	0	2.865	5.296	7.373	5,080

Сильная поддержка акционера и Правительства

Компания в настоящее время полностью принадлежит Фонду. После Потенциального предложения, Фонду будут принадлежать 90% плюс одна акция KEGOC. Заявленной миссией Фонда является максимизация долгосрочной ценности принадлежащих Фонду национальных компаний и увеличение их операционной эффективности. В результате, руководство Компании полагает, что после Потенциального предложения Фонд продолжит играть значительную роль в работе Компании и дальнейшем развитии Компании. Ведущая роль Фонда в экономическом развитии Казахстана, как ожидается, будет содействовать Компании в реализации ее инвестиционных программ, улучшая ее операционную эффективность и поддерживая взаимоотношения с ведущими промышленными потребителями, а также создавая новые взаимоотношения с промышленными потребителями в Казахстане и экспортным рынком.

Компетентное руководство, обладающее большим опытом и высококвалифицированная рабочая сила

KEGOC обладает сильной командой руководителей, которые имеют большой опыт руководства в энергетических компаниях Казахстана и на государственной службе. Состав и опыт Команды руководителей Компании сыграли основную роль в ее росте, и руководство полагает, что такой опыт будет жизненно необходимым для успешной реализации Компанией будущих стратегий и расширения бизнеса. Кроме того, Компании удается привлекать высококвалифицированных, профессиональных и приверженных Компании сотрудников, с многолетним опытом в управлении и обслуживании сетей электропередачи. Руководство Компании верит, что положение Компании как лидера по передаче электричества, содействует в найме высококвалифицированных кандидатов. Компания предоставляет большие возможности для обучения, включая профессиональное обучение на местах, для поддержания и развития навыков и расширения опыта своих работников. Работники KEGOC отмечают высокий уровень удовлетворенности, что способствует эффективной работе Компании.

ПРОЕКТ

Привлекательная дивидендная политика

Компания может выплачивать дивиденды как по итогам года, так и по итогам полугодия в зависимости от финансовых результатов соответствующего периода. Выплата дивидендов регулируется законодательством Казахстана, Уставом Компании и дивидендной политикой Компании. В соответствии с дивидендной политикой Компания намеревается выплачивать дивиденды в размере не менее 40% от чистого дохода за соответствующий финансовый период. Однако фактическая возможность выплаты дивидендов зависит от требований законодательства Казахстана, которое ограничивает и даже может запретить выплату дивидендов. Кроме того, Совет директоров должен учитывать договорные и иные обязательства, принятые Компанией и должен принимать во внимание любые иные факторы, в том числе финансовое положение Компании, прогнозы относительно ее финансового положения, потребности Компании в денежных средствах (например, для капитальных вложений и реализации инвестиционных программ).

Стратегия

Компания видит своей миссией обеспечить, надежное функционирование и эффективное развитие ЕЭС Казахстана с учетом требований новейших стандартов в сфере технологий, экономики, охраны окружающей среды, безопасности труда и охраны здоровья. Руководство Компании ставит своей основной стратегической целью становление Компании в качестве самостоятельной, конкурентоспособной коммерческой организации, которая может успешно работать в Казахстане и в глобальной экономической среде. Как часть процесса осуществления основной стратегической цели, Компания сконцентрируется на реализации стратегии по следующим направлениям:

Обеспечение надежного функционирования НЭС Казахстана в соответствии с потребностями Казахстана

В целях обеспечения надежности НЭС, Компания с 2000 года реализует инвестиционную программу нацеленную на реконструкцию и модернизацию оборудования подстанций и линий электропередач, разработанную до 2025 года. Инвестиционная программа с 2015 по 2025 годы включает реконструкцию и модернизацию существующих активов с общим объемом инвестиций 142,1 млрд. тенге, из которых 84,8 млрд. тенге предполагается инвестировать на реабилитацию линий электропередачи. В рамках проекта "Модернизация НЭС Казахстана, II этап" Компания планирует заменить 10% трансформаторов (автотрансформаторов), 62% выключателей, 43% разъединителей, 49% трансформаторов напряжения и 61% трансформаторов тока от того объёма оборудования, которое не было заменено в рамках проекта "Модернизация НЭС, I этап". В целом, замена оборудования подстанций на оборудование, отвечающее новым технологиям, должна оптимизировать операционные издержки путем сокращения расходов на ремонт и техническое обслуживание, а также расходов на аварийные и ремонтные работы. Кроме того, KEGOC планирует заменить и реконструировать часть своих воздушных линий в рамках реализации проекта "Реабилитация НЭС". Руководство полагает, что нацеленность KEGOC на модернизацию и обслуживание объектов инфраструктуры по передаче электроэнергии увеличит надежность, эффективность и срок их службы, а также улучшит производственные показатели НЭС за счет оптимизации технологического расхода электрической энергии на передачу, сокращения расходов на техническое обслуживание и ремонт.

Развитие НЭС в интересах роста бизнеса Компании и в соответствии с потребностями экономики Казахстана

Развитие НЭС осуществляется через строительство новых линий электропередач и подстанций для обеспечения растущих потребностей в электроэнергии. Так, на сегодняшний день в соответствии со стратегическими планами Компании в инвестиционный портфель приоритетных проектов по развитию НЭС входят 10 проектов. Инвестиционная программа KEGOC с 2015 года до 2025 года включает плановые капитальные расходы в размере 429,3 млрд. тенге на строительство новой инфраструктуры и модернизацию существующих линий электропередачи и подстанций. Инвестиционная программа предусматривает строительство дополнительных линий электропередачи протяженностью по цепям 4 571 км. Руководство полагает, что строительство

новых линий электропередач и подстанций даст Компании возможность повысить надежность обеспечения электрической энергией потребителей, увеличить мощности, объем передаваемой электрической энергии, и создать дополнительные экспортные и транзитные возможности, обеспечив, тем самым рост бизнеса Компании. В частности, KEGOC в настоящее время находится в процессе реализации крупного проекта "Строительство транзита 500 кВ Север – Восток – Юг". Реализация данного проекта увеличит надежность поставок электрической энергии потребителям в Восточном Казахстане, а также увеличит пропускную способность транзита Север-Юг, что, в свою очередь, даст возможность обеспечить более эффективное удовлетворение спроса на электрическую энергию на юге страны. Компания предполагает инвестировать в проект в целом 120,1 млрд. тенге, завершение проекта ожидается к 2018 году.

Повышение эффективности деятельности Компании

В целях повышения эффективности своей деятельности Компания применяет инновационные технологии, внедряет и планирует внедрять в будущем новое оборудование и поставила задачу по оптимизации уровня потерь при передаче электроэнергии. Кроме того, Компания внедрила передовые методы управления через систему управления производственными активами и сбалансированную систему оценки для мониторинга деятельности Компании.

Обеспечение роста акционерной стоимости

Компания планирует обеспечить рост акционерной стоимости посредством защиты интересов Компании при установлении регулятором экономически обоснованных тарифов на регулируемые услуги, оптимизации расходов Компании, роста объемов оказываемых услуг, повышения качества обслуживания клиентов путем проведения исследований удовлетворенности клиентов, участия Компании в процессе совершенствования тарифной политики и законодательства в области электроэнергетики.

Совершенствование и повышение эффективности электроэнергетического рынка в Казахстане

Являясь системным оператором, KEGOC активно участвует в совершенствовании и повышении эффективности электроэнергетического рынка в Казахстане. В частности, одной из трех основных услуг Компании является услуга организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Запуск полноценного балансирующего рынка в 2016 году нацелен на формирование рыночных механизмов стимулирования потребителей к снижению потребления электроэнергии в период пиковых нагрузок, а энергопроизводящих организаций – к покрытию дефицита мощности посредством поддержания резервов мощности в состоянии готовности к производству дополнительных объемов электрической энергии при возникновении потребности в таких дополнительных объемах.

Компания считает, что запуск рынка электрической мощности позволит обеспечить долгосрочную надежность ЕЭС Казахстана посредством опережающего развития генерирующих мощностей за счет повышения инвестиционной привлекательности отрасли.

Кроме того, Компания участвует в секторе централизованной покупки – продажи электроэнергии, вырабатываемой с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), через свою дочернюю организацию ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии".

Развитие практики корпоративного управления и обеспечение устойчивого развития

Компания продолжает политику совершенствования корпоративного управления и стремится внедрить наилучшие практики в данной области. Являясь членом Глобального договора ООН, Компания подтверждает свою приверженность принципам Глобального договора в области прав человека, труда, окружающей среды и борьбы с коррупцией.

ПРОЕКТ

Достижение устойчивых партнерских взаимоотношений с электроэнергетическими компаниями сопредельных стран

Компания ставит задачи поддерживать и развивать сотрудничество с электроэнергетическими предприятиями сопредельных стран, работая параллельно с энергосистемами этих государств, в качестве системного оператора, обеспечивать защиту интересов ЕЭС во взаимоотношениях с энергосистемами государств Центральной Азии, Россией и другими государствами, содействовать созданию общего электроэнергетического рынка стран СНГ (в первую очередь, единого рынка электроэнергии с Россией и Беларусью) в рамках происходящих интеграционных процессов, Таможенного Союза, создания Евразийского экономического союза.

Компания стремится расширять и углублять трансграничную деятельность. 29 мая 2014 г. лидеры Казахстана, России и Белоруссии подписали договор о создании Евразийского экономического союза, который предполагает, помимо прочего, создание общего электроэнергетического рынка между странами-участницами. Являясь системным оператором, KEGOC участвует в работе Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии Евразийской экономической комиссии и Подкомитете по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза.

Кроме того, наличие в Казахстане крупных угольных бассейнов, запасов природного газа и урана, значительно превышающих собственные потребности страны, создает потенциал для производства и экспорта электроэнергии. Наличие межгосударственных линий электропередачи 220-500 кВ позволяет KEGOC поставлять электроэнергию в соседние страны.

История Компании

Компания была образована Государственным Комитетом Республики Казахстан по управлению государственным имуществом в 1996 году (постановление ГКИ от 10.12.1996 г. № 802-а) и была зарегистрирована в качестве юридического лица 11 июля 1997 года. Государственный пакет акций KEGOC был передан АО "Казахстанский холдинг по управлению государственными активами АО "САМРУК" (**"Самрук"**) в 2006 году. В 2008 году, указом Президента и постановлением Правительства Самрук был объединен с АО "Фонд устойчивого развития "КАЗЫНА" в целях создания АО "Фонд национального благосостояния "Самрук-Қазына", который в настоящее время является единственным акционером KEGOC. Информация об акционере Компании указана в разделе "ОСНОВНОЙ АКЦИОНЕР ".

Уставный капитал KEGOC был сформирован из активов государственной энергетической компании РГП "НЭС Казахстанэнерго", которые были переданы KEGOC 29 сентября 1997 года.

Деятельность

Системные услуги

В качестве системного оператора, владельца и оператора НЭС, KEGOC передает электрическую энергию по НЭС, включая передачу в рамках взаимодействия с энергосистемами пограничных государств и межрегиональную передачу электроэнергии от электростанций участникам оптового рынка электрической энергии, и предоставляет услуги по технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии в ЕЭС.

Передача электрической энергии

Ключевой бизнес Компании включает передачу электрической энергии по сетям межрегионального уровня, состоящим из высоковольтных линий передачи и инфраструктуры. KEGOC контролирует передачу электрической энергии через НЭС от электростанций региональным распределительным компаниям и крупным потребителям. Компания также координирует трансграничную передачу электрической энергии по согласованию с операторами СО ЕЭС России, а также с Координационным диспетчерским центром "Энергия" (координирующим работу энергосистем Центральной Азии). Услуги по передаче электрической энергии учитываются в соответствии с фактическим объемом электрической энергии, переданным через сеть Компании (межрегиональная передача электроэнергии), и счета за данные услуги выставляются потребителям электрической энергии.

Принимая во внимание большую территорию Казахстана, национальная система передачи электрической энергии характеризуется большими расстояниями, на которые передается электрическая энергия. ЕЭС, в основном, разделена на три региона для планирования и осуществления производства, передачи и распределения электрической энергии: север, юг и запад. Исторически, несоответствие между исторической конфигурацией сетей электропередачи и расположением спроса привело к нехватке электрической энергии на юге и западе. Однако, принимая во внимание относительно неплотное население, на севере возник некоторый избыток электрической энергии. На юге не хватает первичных источников энергии, поэтому он испытывает нехватку энергопроизводящих мощностей. Западная сеть напрямую не связана с НЭС.

Девять региональных филиалов Компании контролируют передачу электрической энергии через сектора НЭС в их соответствующих регионах.

Техническая диспетчеризация

Техническая диспетчеризация состоит из двух основных процессов – составления графиков производства-потребления и непосредственно диспетчеризации. Формирование графиков осуществляется в целях обеспечения надежности ЕЭС, поскольку перетоки мощности могут оказать влияние на уровни напряжения и могут явиться причиной перегрузки линий электропередачи. Диспетчеризация заключается в предоставлении указаний в режиме реального времени всем участникам оптового рынка электрической энергии (энергопроизводящим, энергопередающим и энергоснабжающим организациям, а также оптовым потребителям электроэнергии).

Таким образом, составление графиков производства-потребления и диспетчеризация являются сложными и взаимосвязанными процессами, которые лежат в основе управления энергосистемой. Составление графиков в основном заключается в том, чтобы гарантировать соответствие вырабатываемой электрической энергии ожидаемому уровню потребления, в то время как диспетчеризация связана с предоставлением указаний в режиме реального времени всем участникам оптового рынка электрической энергии, которые задействованы или могут быть задействованы для удовлетворения спроса на электроэнергию.

Будучи системным оператором, Компания составляет суточные графики производства-потребления и осуществляет непрерывное централизованное оперативно-диспетчерское управление режимами работы генерирующих мощностей субъектов оптового рынка электрической энергии. Оплата данных услуг осуществляется в соответствии с утвержденными тарифами энергопроизводящими организациями и потребителями, импортирующими электрическую энергию.

Компания осуществляет техническую диспетчеризацию посредством своих диспетчерских центров с применением современного электроэнергетического моделирования и оборудования, включая оборудования и устройств оперативно-диспетчерского управления, телемеханики и связи, оперативно-информационного комплекса.

Организация балансирования производства - потребления

Компания осуществляет оказание услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии в Казахстане. Целью балансирующего рынка является физическое и последующее финансовое урегулирование отклонений от суточного графика нагрузки - почасового дисбаланса между заявленными и фактическими объемами производства и/или потребления электрической энергии в ЕЭС, возникающего в течение суток. С этой целью Компании необходимо контролировать наличие оперативных резервов мощности. Балансирование включает приобретение услуг по балансированию (дополнительной мощности) и активацию такой дополнительной мощности Компанией для урегулирования дисбалансов. Поскольку услуги балансирования связаны с определенными затратами, потребители и организации производящие электрическую энергию оплачивают услуги по балансированию на основе тарифа.

Системный оператор выявляет субъектов рынка допустивших отклонения от заданного суточного графика. При выявлении отклонений:

- Субъекты рынка, потребившие больше электроэнергии, чем было заявлено ими в суточном графике, должны оплатить стоимость дополнительной электроэнергии по ценам, сложившимся на балансирующем рынке. Субъекты рынка, потребившие меньше электроэнергии, чем было заявлено ими в суточном графике, должны продать дополнительную электроэнергию на балансирующем рынке.
- Организации, производящие электроэнергию, в объемах которые меньше объемов, заявленных ими в суточном графике должны купить дополнительную электроэнергию, которую они не выработали по ценам, сложившимся на балансирующем рынке. Организации, производящие электроэнергию, в объемах которые больше объемов, заявленных ими в суточном графике должны продать излишнюю электроэнергию на балансирующем рынке.

Такие отклонения называются дисбалансами, и услуга по балансированию заключается в выявлении дисбалансов, физическом урегулировании дисбалансов, осуществлению подсчетов и расчетов между субъектами рынка. Физическое урегулирование дисбалансов требует от Компании либо активировать дополнительные резервные мощности организаций производителей электрической энергии либо разгружать их, а равно как и использовать возможности потребителей-регуляторов по изменению величины их электропотребления.

Балансирующий рынок в Казахстане в настоящее время работает в имитационном режиме (т.е. финансовые расчеты за отклонения от планового количества не осуществляются). Ранее предполагалось, что балансирующий рынок начнет работу в режиме реального времени в 2012 году, однако Правительство отложило внедрение этой системы из-за обеспокоенности по поводу отсутствия стандартизированного оборудования для участников рынка; теперь ожидается, что фактические расчеты начнутся в 2016 году.

Рынок электрической мощности

Основной целью создания рынка электрической мощности является обеспечение балансовой надежности энергосистемы Казахстана. В частности, рынок электрической мощности позволяет Компании удовлетворять потребительский спрос на электроэнергию, который варьируется в течение суток и в течение года. Для обеспечения надёжности электроснабжения, суммарная рабочая мощность энергопроизводящих организаций, в любой момент времени должна равняться потреблению плюс резерв. Резерв рассчитывается с учетом необходимого ремонта, чрезвычайных природных явлений (например, ураганы или ледяные штормы), непредвиденные потери топлива (например, ограничения в поставках газа или угля) и иные обстоятельства, которые могут помешать организациям, производящим электрическую энергию, вырабатывать достаточное количество электрической энергии в периоды пиковых нагрузок. Резерв принят на уровне 11% от уровня потребления в соответствии с утвержденными в Казахстане нормативами.

Анализ динамики роста потребления (включая изменения в уровнях потребления в течение суток и в зависимости от сезона) и оценки объемов строительства новых генерирующих мощностей показывает, что дефицит мощностей в Казахстане нарастает. Количество строящихся генерирующих мощностей не соответствует прогнозируемой динамике роста потребления электроэнергии и пиковых потреблений. Основываясь на анализе существующего уровня потребления и прогнозируемого уровня потребления в будущем, ожидается, что дефицит мощности в зимний период будет приводить к покупке российской электроэнергии, которая является более дорогой в сравнении с казахстанской электроэнергией, либо грозит ограничениями потребителей.

Для восполнения нарастающего дефицита мощности и обеспечения надежности энергосистемы, Правительством было принято решение об организации рынка электрической мощности. На Компанию были возложены функции по организации функционирования рынка электрической мощности. Предполагается, что с вводом рынка мощности, Системный оператор будет закупать у энергопроизводящих организаций услуги по поддержанию готовности электрической мощности с тем, чтобы такие организации поддерживали генерирующее оборудование в состоянии готовности к производству дополнительной электрической энергии в любой момент времени для удовлетворения потребностей в электроэнергии.

Рынок электрической мощности должен состоять из краткосрочного и долгосрочного рынков электрической мощности.

Краткосрочный рынок электрической мощности предполагает покупку Системным оператором услуг по поддержанию готовности электрической мощности у существующих энергопроизводящих организаций. Запуск данного рынка запланирован на 2016 год. Методология расчета оплаты/тарифов за услуги по поддержанию готовности электрической мощности будут утверждены нормативными правовыми актами.

Долгосрочный рынок электрической мощности предполагает строительство новых генерирующих мощностей с обязательством со стороны Компании осуществлять закупку услуг по поддержанию готовности электрической мощности у владельцев новых генерирующих мощностей после окончания строительства и аттестации. Компания не участвует в процессе строительства новых генерирующих мощностей.

Первоначальным участником долгосрочного рынка электрической мощности должна стать строящаяся в настоящий момент Балхашская тепловая электростанция ("Балхашская ТЭС"). Иные энергопроизводящие организации, которые будут вводить в эксплуатацию новые генерирующие мощности, также потенциально могут стать участниками долгосрочного рынка электрической мощности.

Балхашская ТЭС будет принадлежать АО "Балхашская ТЭС", акционерами которого являются АО "Самрук-Энерго" (100% дочерняя компания Фонда), Korea Electric Power Corporation (KEPCO) и Samsung C&T Corporation. Проектная мощность Балхашской ТЭС составляет 1320 МВт. Балхашская ТЭС будет расположена в Алматинской области.

В соответствии с требованиями действующего законодательства основанные условия закупа услуг по поддержанию готовности электрической мощности Балхашской ТЭС были утверждены Постановлением Правительства №667 от 17 июня 2014 (Постановление № 667). В частности, Постановлением № 667 было определено, что (i) Компания должна приобретать у АО "Балхашская ТЭС" услугу по поддержанию готовности электрической мощности в соответствии с долгосрочным договором сроком на 20 лет и 6 месяцев с даты первичной аттестации; (ii) объем покупки услуг по поддержанию готовности электрической мощности не должен превышать 1221 МВт и фактический объем будет определен по результатам аттестации электрической мощности генерирующих установок, осуществляемой Компанией. Постановлением № 667 была также утверждена следующая стоимость услуг за поддержание готовности электрической мощности в размере 1 МВт в течение 1 месяца:

в долларах США

Год*	Цена**	Год*	Цена**
2018	59 714	2029	61 731
2019	59 895	2030	61 918
2020	60 076	2031	62 105
2021	60 258	2032	62 293
2022	60 440	2033	62 482
2023	60 623	2034	62 671
2024	60 806	2035	62 860
2025	60 990	2036	63 050
2026	61 174	2037	63 241

2027	61 360	2038	63 432
2028	61 545	2039	63 624

Предполагается, что указанный вид услуг будет отнесен к сфере естественной монополии. Стоимость услуг еще не была включена в тарифы Компании и Компания ожидает, что данная стоимость будет включена в перечень обоснованных затрат и, соответственно, будет учтена при расчете тарифа Компании.

Балхашская ТЭС в настоящее время находится в стадии строительства с запланированным сроком ввода в эксплуатацию в 2018 – 2019 годах. В настоящее время Компания не производит каких-либо платежей в пользу Балхашской ТЭС. Ожидается, что после ввода в эксплуатацию и аттестации мощностей Балхашской ТЭС платежи по договору о предоставлении услуг по поддержанию готовности электрической мощности будут существенными, учитывая максимальный объем услуг, утвержденный Правительством.

Данные об объемах и доходах от оказания услуг по передаче технической диспетчеризации отпуска в сеть и балансирования производства и потребления электрической энергии

Общие объемы услуг по передаче электроэнергии, диспетчеризации и балансированию, предоставленных Компанией в 2011, 2012 и 2013 годах, а также за 6 месяцев, закончившихся в 2013 и 2014 гг. приведены в следующей таблице.

	2011	**2012**	**2013**	**6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013**	**6 месяцев, закончившихся 30 июня 2014**
Передача…….	41 042 196,7	43 487 096,9	41 055 346,1	21 495 857,1	18657253,3
Диспетчеризация …….	80 812 246,4	83 511 655,4	83 863 376,9	42 108 436,4	42254783,2
Балансирование ….....	145 886 823,4	152 908 894,6	153 521 393,8	76 814 837,4	79383257,8

Включает балансирование внутри страны и между государствами

Доход, полученный Компанией в отношении ее услуг по передаче, технической диспетчеризации и балансированию производства и потребления электрической энергии, оказанных в 2011, 2012 и 2013 годах, а также за 6 месяцев, закончившихся в 2013 и 2014 гг., представлен в следующей таблице.

	2011	**2012**	**2013**	**6 месяцев, закончившихся 30 июня 2013**	**6 месяцев, закончившихся 30 июня 2014**
Передача……	37 620 424	42 618 200	44 351 735	22 591 012	23 093 443
Техническая диспетчеризация……...	9 272 079	10 081 550	10 827 210	5 389 880	5 662 141
Организация балансирования производства-потребления электрической энергии[4]……..	4 668 378	5 269 657	6843 284	3 149 408	4 762 995

[4] Включает балансирование внутри страны и между государствами.

ПРОЕКТ

Конфигурация системы

ЕЭС подразделяется на три зоны:

- Северная зона включает в себя следующие области: Акмолинскую, Актюбинскую, Костанайскую, Павлодарскую, Северно-Казахстанскую, Восточно-Казахстанскую, Карагандинскую, а также город Астана. В этой зоне сконцентрирована большая часть производственных мощностей, т.е. приблизительно 70%, а также электросети, соединяющие НЭС с энергосистемой России. Зона имеет избыток мощности; выработка электроэнергии покрывает дефицит выработки южных регионов Республики и обеспечивает передачу энергии России.

  В 2013 г. выработка электроэнергии в Северной зоне составила 71.916,4 млн. кВт·ч, в то время как потребность в электроэнергии составила 60.785,9 млн. кВт·ч. По сравнению с 2012 г., выработка электроэнергии выросла на 1,3%, причем потребление снизилось на 2,8%. По состоянию на 1 июня 2014 г., выработка электроэнергии составила 30.809,2 млн. кВт·ч при потреблении в размере 25.875,0 млн. кВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом 2013 г., выработка электроэнергии снизилась на 0,7% на фоне одновременного снижения потребления на 1,6%.

- Южная зона включает в себя следующие области: Алматинскую, Жамбылскую, Кызылординскую, Южно-Казахстанскую, город Алматы и район Байконура. Зона связана с Кыргызстаном и Узбекистаном общей сетью с пропускной способностью 8-9 млрд кВт·ч. Вследствие недостаточности собственной топливной базы и энергетических ресурсов и, соответственно, генерирующих мощностей, энергетический баланс Южной зоны негативный. Таким образом, в 2013 г. потребность Южной зоны в электроэнергии составляла 18.662,6 млн. кВт·ч, в то время как выработка электроэнергии была на уровне 9.915,3 млн. кВт·ч. По сравнению с 2012 г., выработка выросла на 4,5% при снижении потребления на 2%. Дефицит покрывался за счет передачи электроэнергии из северного региона Казахстана. Чистая передача электроэнергии в энергосистемы Центральной Азии составила 31,3 млн. кВт·ч.

  По состоянию на 1 июня 2014 года, выработка электроэнергии составила 4.502,2 млн. кВт·ч, в то время как потребность оценивалась в 8.353,8 млн. кВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом 2013 г., выработка электроэнергии снизилась на 0,7% на фоне одновременного роста потребления на 4,2%.

- Западная зона (включает следующие области: Атыраускую, Западно-Казахстанскую и Мангистаускую) не связана с Южной и Северной зонами по территории республики. Западный Казахстан, Атырауская и Мангистауская области соединены между собой протяженными транзитными одно-цепными линиями (приблизительной протяженностью 1 400 км) мощностью 220 кВт·ч. Атырауская подстанция соединена с Астраханской подстанцией в Российской Федерации линией электропередачи мощностью 110 кВт·ч. Западный Казахстан имеет выходы на энергосистему средневолжских регионов России посредством трех линий электропередачи мощностью 220 кВт·ч.

  В 2013 г. выработка электроэнергии в Западной зоне составила 10.141 млн. кВт·ч, в то время как потребность в электроэнергии составила 10.232,3 млн. кВт·ч. По сравнению с 2012 г., выработка электроэнергии выросла на 3,6%, а потребление увеличилось на 3,5%. По состоянию на 1 июня 2014 г., выработка электроэнергии составила 4.563,7 млн. кВт·ч при потреблении в размере 4.607,4 млн. кВт·ч. По сравнению с аналогичным периодом 2013 г., выработка электроэнергии выросла на 7,9%, в то время как потребление увеличилось на 8%.

Большинство электросетевых активов НЭС были построены в то время, когда Казахстан был частью бывшего Советского Союза, т.е. до 1991 года, в их числе линия передач напряжением 1150 кВ Урал – Казахстан – Сибирь. В настоящее время эта линия работает под напряжением 500 кВ. В данное время Северная и Южная зоны соединены двумя линиями электропередач, которые обеспечивают транзит электроэнергии север-юг, а инвестиционная программа KEGOC включает строительство третьей линии (смотрите ниже "Строительство и расширение сети"). Актюбинская область соединена с ЕЭС Казахстана через 500 км линию электропередачи напряжением 500 кВ, построенную АО "Батыс транзит". Западная зона не имеет связи с ЕЭС по территории Республики.

KEGOC активно участвует в формировании общего рынка электрической энергии в регионе стран СНГ и среди стран-членов ЕврАзЭС, включая разработку тарифной политики в рамках межправительственных соглашений (см. раздел "НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ").

17 июня 1999 года Правительствами Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Таджикистан и Республики Узбекистан было подписано Соглашение о параллельной работе энергетических систем государств Центральной Азии. Данное соглашение регламентирует условия параллельной работы энергосистем, одним из которых является принцип самобалансирования по электрической мощности и энергии каждой энергосистемы с учетом заключенных договоров.

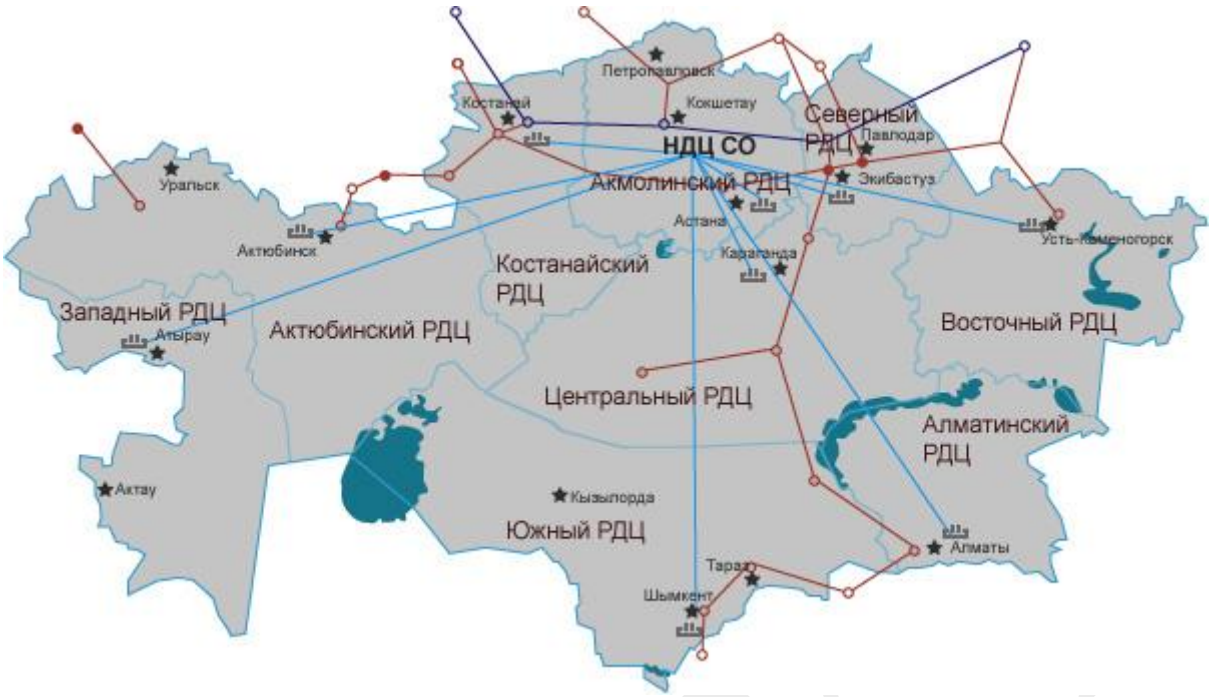
В процессе параллельной работы ЕЭС Казахстана с объединенной энергетической системой Центральной Азии Компания, действуя в качестве системного оператора Казахстана, осуществляет:

- покупку услуг по регулированию мощности у ОАО "НЭС Кыргызстана". Покупка Компанией данной услуги позволяет Компании компенсировать дисбалансы производства-потребления электроэнергии на юге Казахстана, за счет изменения (повышения/снижения) мощности, получаемой из Кыргызстана;
- продажу внеплановой электрической энергии ГАК "Узбекэнерго" и оказывает последней услуги по регулированию мощности для энергосистемы Узбекистана. Заключение договоров на продажу внеплановой электрической энергии и оказание услуг по регулированию мощности для Узбекистана позволяет Компании сократить риски связанные с несанкционированным отбором ГАК "Узбекэнерго" электроэнергии и мощности из ЕЭС Казахстана.

Национальный Диспетчерский Центр

Оперативный контроль НЭС и ЕЭС, в целом, осуществляется из Национального Диспетчерского Центра (**"НДЦ"**) и девяти региональных диспетчерских центров (**"РДЦ"**). Кроме того, в городе Алматы организован резервный диспетчерский центр, способный выполнять те же функции, что и главный диспетчерский центр в городе Астана. НДЦ осуществляет круглосуточное оперативно-диспетчерское управление согласованной работой электростанций и сетей ЕЭС Казахстана. Также НДЦ регулирует режимы работы электрических сетей ЕЭС Казахстана и межгосударственных связей во взаимодействии с диспетчерскими центрами сопредельных государств. НДЦ расположен в головном офисе Компании в Астане. Через коммуникационные системы Компании НДЦ контролирует и управляет деятельностью каждого РДЦ.

ПРОЕКТ



После окончания строительства нового здания головного офиса Компании в Астане, Компания осуществила переезд НДЦ в новое здание. С конца мая 2014 года, начаты тестовые проверки диспетчерского пункта НДЦ в новом головном офисе и с 11 июля 2014 года диспетчерский пункт функционирует на постоянной основе.

Новый щит управления, установленный в новом НДЦ состоит из 36 видеопроекционных кубов японской фирмы Mitsubishi. Ранее использовался диспетчерский щит состоявший только из 18-ти кубов. С момента передислокации в г. Астана в 2005 году схема энергосистемы Казахстана значительно расширилась. С учетом имеющихся проектов по строительству новых объектов в энергосистеме, существовавший диспетчерский щит требовал увеличения количества кубов, для удовлетворения текущих и перспективных потребностей.

Так же для полноценной визуализации диспетчером режимов генерации-потребления субъектов ЕЭС Казахстана, а так же контроля допустимых перетоков мощности и другой необходимой информации для управления режимами ЕЭС Казахстана, был установлен режимный щит. Возможности режимного щита будут обеспечивать максимальную функциональность дежурному персоналу с запуском балансирующего рынка, в рамках которого в режиме реального времени будут осуществляться финансовые расчеты по отклонениям от договорных объемов поставок электроэнергии.

Филиалы Компании

Компания имеет десять филиалов, включая НДЦ (который также организован в форме филиала Компании), которые обеспечивают передачу, управление диспетчеризацией и балансировку потребления и производства внутри соответствующей географической зоны контроля. Каждый филиал "Межсистемные электрические сети" (филиал "МЭС") состоит из 3-4 территориальных электрических сетей, являющиеся их структурными подразделениями.

Филиалы

Каждый филиал "МЭС" состоит из финансового и операционного подразделений, управляется директором, главным инженером и заместителями директора по финансовым и общим вопросам. Филиалы "МЭС" отвечают за работу, техническое обслуживание и ремонт своих участков НЭС. При строительстве новых объектов некоторые полномочия могут делегироваться филиалу "МЭС" головным офисом для обеспечения эффективного управления работами.

Для планируемых работ составляется бюджет на уровне филиала, а затем документы подаются в головной офис для утверждения как часть ежегодного бюджетного процесса Компании.

Филиал "Акмолинские межсистемные электрические сети" образован в сентябре 1997 года. В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи 10-1.150 кВ общей протяженностью 4 230,874 км. В состав филиала входят 10 подстанций напряжением 220-1150 кВ, суммарной мощностью 8196,6 МВА. Это самый крупный филиал, в котором работают 590 человек.

Филиал "Актюбинские межсистемные электрические сети" образован в октябре 1997 года. В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи 10-500 кВ общей протяженностью 967,49 км и 7 подстанций напряжением 220-500кВ, суммарной мощностью 2 425,5 МВА.

Филиал "Алматинские межсистемные электрические сети" образован в октябре 1997 года. В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи 0,4-500 кВ общей протяженностью 3 220,516 км. Филиал включает 11 подстанций напряжением 35-500 кВ и суммарной мощностью 4 229,35 МВА.

Филиал "Восточные межсистемные электрические сети" образован в январе 1998 года. В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи 0,4-500 кВ общей протяженностью 1 045,06 км. В состав филиала входят 5 подстанций напряжением 220-500 кВ и суммарной мощностью 3026,5 МВА.

Филиал "Западные межсистемные электрические сети" образован в июле 1998 года. В имущественный комплекс филиала входят высоковольтные линии электропередачи 6-220 кВ общей протяженностью 1 681,5 км. В состав филиала входят 5 подстанций (220 кВ) суммарной мощностью 950 МВА.

Филиал "Сарбайские межсистемные электрические сети" образован в декабре 1997 года. В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи 6-1150кВ общей протяженностью 2 443,525 км. Филиал включает 8 подстанций (220-1150кВ) суммарной мощностью 6 813,6 МВА.

Филиал "Северные межсистемные электрические сети" образован в январе 1998 года. В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи (0,4 -1150кВ) общей протяженностью 3 377,831 км; в структуру филиала входят 8 подстанций напряжением 110–1150кВ, суммарной мощностью 3520,6 МВА.

Филиал "Центральные межсистемные электрические сети" образован в октябре 1997 года. В имущественный комплекс филиала входят воздушные линии электропередачи 10-500 кВ общей протяженностью 3 482,19 км. Филиал включает 10 подстанций (220-500 кВ) суммарной мощностью 3 733,1 МВА.

Филиал "Южные межсистемные электрические сети" образован в феврале 2001 года. В имущественный комплекс филиала входят высоковольтные линии электропередачи 220-500 кВ общей протяженностью 4 201,303 км. Филиал включает 13 подстанций напряжением 220-500 кВ, суммарной мощностью 3 459,8 МВА.

Компания также имеет представительство в Алматы. Информация о руководстве филиалов и представительства указана в разделе "РУКОВОДСТВО".

Региональные диспетчерские центры

Региональные диспетчерские центры являются структурными подразделениями филиалов Компании и осуществляют круглосуточное оперативно-диспетчерское управление режимами производства, передачи и потребления электрической энергии в зоне операционной ответственности соответствующего филиала Компании. РДЦ является региональным оперативным диспетчерским центром системного оператора.

Основными целями деятельности РДЦ являются:

- управление режимами производства, передачи и потребления электрической энергии в регионе в соответствии с выделенным оборудованием на основании метода диспетчерского контроля, договорах купли-продажи, диспетчеризации и передачи электричества;

- обеспечение работы энергетической сети и поддержание режима для производства необходимого качества электричества в соответствии со стандартными требованиями;
- сокращение потерь электричества в энергетической сети, управляемой и поддерживаемой РДЦ;
- предупреждение, локализация и ликвидация аварийных нарушений при производстве, передаче и распределении электрической энергии;
- обеспечение оперативного диспетчерского руководства в нормальных, аварийных и пост-аварийных условиях;
- планирование и подготовка условий для ремонтных работ первичного оборудования электростанций и сетей электрической энергии, систем технологического управления, релейной защиты и автоматического оборудования.

Тарифы KEGOC

Общие принципы

Государственное регулирование деятельности Компании, как и других субъектов естественной монополии, осуществляется:

- утверждением тарифа или его предельного уровня;
- утверждением тарифной сметы;
- утверждением временного понижающего коэффициента;
- утверждением особого порядка формирования затрат;
- утверждением порядка ведения раздельного учета доходов, затрат и задействованных активов по каждому виду регулируемых услуг (товаров, работ) и в целом по иной деятельности;
- согласованием учетной политики; и
- утверждением временного компенсирующего тарифа.

Согласно Закону о естественных монополиях, следующие услуги Компании относятся к сферам деятельности естественной монополий и стоимость таких услуг определяется на основе тарифов, утверждаемых регулирующим органом:

- передача электрической энергии по электрическим сетям;
- техническая диспетчеризация отпуска в сеть и потребления электрической энергии; и
- организация балансирования производства-потребления электрической энергии.

Тарифы представляют собой важную составляющую регулирования, а также имеют центральное значение для выручки и рентабельности Компании. Компания рассчитывает тарифы в соответствии с нормативными правовыми актами, принятыми АРЕМ и МНЭ, как указано ниже, которые определяют различные составляющие тарифов. Далее Компания представляет тарифы на утверждение в МНЭ.

Тарифы Компании устанавливаются по методу "издержки плюс фиксированная прибыль", в соответствии которым Компания в целях тарифообразования на определенный период времени исходит из соответствующих оценок операционных и финансовых расходов и справедливой нормы доходности капитала. Это позволяет Компании устанавливать тарифы на уровне, гарантирующем покрытие обоснованных расходов плюс допустимый уровень "прибыли", в размере, установленном в тарифной смете, которая должна быть одобрена МНЭ.

Регулирующим органом в контексте Закона о естественных монополиях ранее являлось АРЕМ, которое было упразднено в августе 2014 года и функции которого были переданы МНЭ. В рамках процедуры рассмотрения тарифов, регулятор обязан организовать экспертную оценку тарифов и составляющих затрат, предложенных KEGOC. Эксперты и регулятор (на текущий момент — МНЭ) могут не согласиться с прогнозами Компании, и в таком случае, регулятор имеет полномочия не признать те затраты Компании, которые он и/или эксперты сочтут

ПРОЕКТ

неоправданными исходя из требований нормативно-правовых документов, которые, как описано ниже, определяют различные составляющие тарифов.

Методология расчета тарифов

Механизм тарифообразования

a) Порядок обращения за утверждением тарифов

Компания осуществляет расчет тарифов на соответствующий период и обращается к МНЭ с заявкой на рассмотрение предельного уровня тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги ("**Заявка**"). Заявка должна содержать информацию по различным компонентам расчета тарифа и иные подтверждающие сведения в соответствии с нормативно-правовыми документами МНЭ (а ранее - АРЕМ). Далее Заявка рассматривается МНЭ при участии экспертов (которые могут быть как независимыми экспертами, так и представителями соответствующих государственных органов, других естественных монополий и объединений потребителей) и с проведением обсуждений с Компанией, потребителями и иными лицами, чьи интересы затрагиваются тарифами. Соответствующий регулятор также проводит публичные слушания, в которых могут принимать участие все заинтересованные лица. После консультаций с экспертами и представителями потребителей, МНЭ утверждает тарифы на соответствующий период. Закон о естественных монополиях также обязывает регулятора сообщить KEGOC о своем решении не менее чем за 35 дней до вступления в силу новых тарифов. Таким образом, если Компания не согласна с утвержденным тарифом, она может оспорить соответствующее решение регулятора в суде Казахстана в соответствии с правилами о подсудности. В период рассмотрения спора судом, действовать будет предыдущий тариф, если МНЭ не устанавливает иное.

При подаче заявки на утверждение тарифа на услугу естественной монополии Компания также обязана предоставить на утверждение в МНЭ следующее:

- расчет нормативных технических потерь в количественном выражении, технические и технологические нормы расхода сырья и материалов, в соответствии с Правилами утверждения нормативных технических потерь, технических и технологических норм расхода сырья, материалов, топлива, энергии субъектов естественных монополий (Приказ Агентства РК по регулированию естественных монополий № 283-ОД от 17 сентября 2013 г.);
- инвестиционную программу Компании на будущий период, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционной программы (проекта) субъекта естественной монополии и ее корректировки, утвержденными постановлением Правительства Республики Казахстан от 24 апреля 2013 года №394;
- нормативную численность персонала, в соответствии с Правилами утверждения нормативной численности персонала субъектов естественных монополий, за исключением региональной электросетевой компании (утвержденными приказом Председателя АРЕМ по регулированию естественных монополий от 3 марта 2014 года № 49-ОД);
- штатное расписание на будущий период и предельный уровень оплаты труда руководящих работников, в соответствии с Правилами согласования штатных расписаний и предельного уровня оплаты труда руководящих работников административного персонала субъектов естественных монополий, являющихся юридическими лицами с участием государства в уставном капитале (Приказ Агентства РК по регулированию естественных монополий № 226-ОД от 7 августа 2007 г.).

Кроме того, следующие статьи расходов естественных монополий, аналогичных KEGOC, подлежат согласованию с МНЭ:

- годовая сумма расходов на текущий и капитальный ремонты и другие ремонтно-восстановительные работы, не приводящие к росту стоимости основных средств естественной монополии;
- затраты на повышение квалификации административного персонала, связанное с производственной необходимостью, в соответствии с Правилами об особом порядке формирования затрат, применяемом при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на

регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий (Приказ Агентства РК по регулированию естественных монополий № 130-ОД от 25 апреля 2013 г.).

б) Тарифный период

Ранее действовавшее законодательство позволяло Компании обращаться за утверждением тарифов как на период одного года, так и на несколько лет. В прошлом Компания стремилась к утверждению тарифов на ежегодной основе. В 2013 г. Компания обратилась за одобрением предельных уровней тарифов на два года. Однако, в соответствии с последними изменениями, внесенными в Закон о естественных монополиях, принятыми в 2013 и 2014 гг., в будущем Компания сможет утверждать предельные уровни тарифов только на период не менее пяти лет. Таким образом, в 2015 году, Компания должна будет обратиться за утверждением тарифа на срок не менее пяти лет.

в) Виды тарифов

Ранее Компания обращалась за утверждением фиксированного тарифа на ежегодной основе, за исключением двухлетнего тарифа, который был утвержден на период с 2013 по 2015 годы.

В 2013 году, в преддверии Потенциального предложения, Руководство KEGOC приняло решение начать осуществлять деятельность на основании "предельных уровней тарифов". Действующий Закон о естественных монополиях также обязывает Компанию обращаться за предельными уровнями тарифов. Принцип расчета предельных уровней тарифов не отличается от принципа расчета годовых тарифов, однако предельные уровни тарифа утверждаются на несколько лет вперед.

Предельные уровни тарифов позволяют Компании планировать свои возможности на длительные периоды, а акционеры имеют возможность получить более полную информацию о Компании.

Однако утверждение предельных уровней тарифов связано со следующими рисками:

- Риском отказа МНЭ от корректировки тарифной сметы ввиду отсутствия четких оснований для проведения данной процедуры;
- Риском изменения тарифов по инициативе МНЭ;

Таким образом, Компания может не иметь возможности своевременно изменить тарифы в ответ на внешние факторы, которые требуют от Компании изменения тарифов, за исключением некоторых случаев, которые являются основанием для корректировки тарифов и сводятся, в основном, к чрезвычайным обстоятельствам. Смотрите также риск фактор "Доход и рентабельность Компании зависят от текущей тарифной политики, которая, в свою очередь, зависит от норм законодательства, в том числе принятых регулирующим органом, его толкования системы тарифного регулирования и его расчета тарифов".

г) Корректировка тарифов

По общему правилу, тарифы и предельные уровни тарифов, утвержденные МНЭ, продолжают действовать в течение всего периода времени, на который они утверждены.

В исключительных случаях корректировка предельного уровня тарифа в период его действия возможна только в качестве чрезвычайной регулирующей меры при наступлении обстоятельств, находящихся вне контроля Компании.

<u>Первым основанием</u> для корректировки тарифа является увеличение расходов, вызванное:

- увеличенным расходом сырья, материалов, топлива, энергии ввиду:
  - (i) обстоятельств непреодолимой силы (включая чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера). Закон о естественных монополиях не дает определения термину "обстоятельства непреодолимой силы";
  - (ii) изменения объемов оказываемых услуг по сравнению с объемом, установленным в утвержденной тарифной смете. Законодательство также не указывает, каков должен быть объем отклонений в фактически оказанных услугах для того, чтобы привести к повышению норм расхода сырья, материалов или энергии; или

(iii) необходимости проведения работ, направленных на предотвращение технологических нарушений или исполнение предписаний государственных органов.

- Ростом цен на электроэнергию или чрезвычайными ситуация природного и техногенного характера.

Вторым основанием для корректировки тарифа является корректировка тарифа в качестве "чрезвычайной регулирующей меры", которая может быть принята МНЭ для (i) защиты жизни, здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, а также охраны окружающей среды; и (ii) компенсации расходов Компании, вызванных ростом налогообложения.

Законодательство не содержит детально сформулированных требований, относительно возможности применения перечисленных выше норм в целях корректировки действующего тарифа и тем самым предоставляет регулирующему органу возможность толкования данных норм, параметров и критериев применимости данных норм на практике.

Компания вправе обратиться в МНЭ за корректировкой действующего тарифа при наступлении одного или нескольких из перечисленных выше обстоятельств. К заявке должна быть приложена подтверждающая документация. В случае, если МНЭ одобрит корректировку тарифа, такой тариф вступает в действие только с момента его утверждения МНЭ и не имеет обратной силы, то есть не применяется к уже прошедшему периоду времени, когда наступили обстоятельства, явившиеся основанием для корректировки тарифа.

Расчет Тарифов

а) Нормативные Правовые Акты

Тарифы на регулируемые услуги рассчитываются на основании законодательства Казахстана, включая следующие нормативные правовые акты:

- Методика расчета тарифов или их предельных уровней на регулируемую услугу субъекта естественной монополии по передаче электрической энергии по национальной электрической сети (приказ АРЕМ от 3 декабря 2013 года № 372-ОД);
- Методика расчета тарифов на услуги по технической диспетчеризации (приказ АРЕМ от 26 августа 2005 года № 256-ОД);
- Методика расчета тарифов или их предельных уровней на регулируемую услугу субъекта естественной монополии по организации балансирования производства и потребления электрической энергии (приказ АРЕМ от 3 декабря 2013 года № 372-ОД);
- Особый порядок формирования затрат, применяемый при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий, (Приказ АРЕМ №130-ОД от 25 апреля 2013 года);
- Инструкция по расчету ставки прибыли на регулируемую базу задействованных активов для субъектов естественной монополии, оказывающих услуги водохозяйственной и (или) канализационной систем и субъектов естественной монополии энергетического сектора, утвержденной Приказом АРЕМ №17-ОД от 27 января 2003 года

б) Общая формула для расчета тарифа

Тариф = (Обоснованные затраты + Допустимый уровень прибыли): Объем

Объем определяется исходя из ожидаемого объема по каждой из трех регулируемых услуг, предоставляемых Компанией, в соответствии с методическими указаниями, установленными соответствующим регулирующим органом (т.е. ранее АРЕМ, а в настоящее время МНЭ).

Обоснованные затраты

Обоснованными затратами считаются только те затраты, которые необходимы для оказания Компанией услуг естественной монополии (передача электрической энергии, техническая диспетчеризация и организация балансирования производства-потребления) и которые подлежат возмещению Компании через одобренный тариф при условии, что такие затраты были одобрены

МНЭ. Обоснованные затраты определяются согласно Особому порядку формирования затрат, применяемому при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий, (Приказ АРЕМ №130-ОД от 25 апреля 2013 года).

При утверждении тарифов и тарифных смет, регулятор учитывает следующие затраты Компании в качестве обоснованных: затраты на выплату заработной платы, техническое обслуживание, затраты на информационные технологии, затраты на соблюдение требований природоохранного законодательства (не включая штрафы за его нарушение), затраты на выплату процентов по займам, капитальный ремонт и другие ремонтные работы, которые не увеличивает стоимость активов Компании, амортизационные отчисления основных средств (например, здания, сооружения, ЛЭП, подстанции, автомобили) и нематериальных активов, используемых при оказании регулируемых услуг, и затраты на обучение и повышения квалификации, в случае обоснованности последних и при наличии подтверждающих документов. Расходы на капитальные инвестиции (т.е. капитальные затраты, которые увеличивают базу задействованных активов Компании) включаются МНЭ в состав обоснованных затрат в виде амортизационных отчислений, только после завершения соответствующего инвестиционного проекта. В той части, в которой капитальные затраты финансируются за счет заемных средств, затраты на выплату вознаграждения по займу также будут считаться обоснованными затратами.

Компания вправе предоставлять дополнительные новые услуги (в рамках основных услуг: передача электрической энергии, диспетчеризация и балансирование) в период действия утвержденного тарифа. В таком случае, Компания вправе обратиться за утверждением нового тарифа на соответствующие дополнительные новые услуги для покрытия своих затрат, связанных с их предоставлением. С этой целью, Компания должна обратиться с заявлением в МНЭ в соответствии с утвержденной процедурой и нормативными правовыми актами, перечисленными выше. Любые подготовительные расходы могут быть компенсированы Компанией только посредством обращения за утверждением такого нового тарифа, который, однако, не может иметь обратной силы, то есть применяться к уже прошедшему периоду времени.

В соответствии с Особым порядком формирования затрат, применяемым при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий, определенные затраты не рассматриваются в качестве обоснованных затрат, включая следующие:

- затраты на сотрудников, которые не одобрены МНЭ;
- сверхнормативные технические и коммерческие потери, порчу и недостачи товарно-материальных ценностей и запасы на складах, другие непроизводительные расходы и потери;
- амортизационные отчисления основных средств, не используемых при оказании, предоставлении регулируемых услуг;
- арендные платы за пользование основными средствами (кроме основных средств общехозяйственного назначения), полученными в доверительное управление, в имущественный наем, по лизингу;
- платежи за сверхнормативные выбросы (сбросы) загрязняющих веществ;
- судебные издержки;
- безнадежные долги;
- штрафы, пени, неустойки и другие виды санкций за нарушение условий хозяйственных договоров;
- штрафы и пени за сокрытие (занижение) дохода;
- убытки от хищений или брака;
- на премирование и другие формы вознаграждения по итогам работы;
- отчисления профсоюзам на цели, определенные коллективным договором; и

- и иные затраты в соответствии с Особым порядком формирования затрат, применяемым при утверждении тарифов (цен, ставок сборов) на регулируемые услуги (товары, работы) субъектов естественных монополий.

При утверждении предельного уровня тарифа, действующего в течение нескольких последовательных лет, Компания обращается в МНЭ за утверждением обоснованных затрат до начала действия тарифа и соответствующего тарифного периода. Обоснованные затраты, утвержденные МНЭ, будут действовать в течение всего тарифного периода. При этом, Компании необходимо будет учитывать возможные повышения расходов, которые могут иметь место в течение этого периода. Учитывая ограниченные возможности Компании по обращению за корректировкой тарифов, которые сводятся к ряду исключительных обстоятельств и обстоятельств непреодолимой силы, у Компании нет уверенности в том, что она сможет корректировать свои тарифы, как того могут требовать обстоятельства. Принимая во внимание, что Компания впервые обратилась за утверждением предельных уровней тарифов только в 2013 году, в настоящее время отсутствует устоявшаяся практика взаимоотношений между Компанией и МНЭ по одобрению и регулированию долгосрочных тарифов Компании.

Допустимый Уровень Прибыли

Допустимый уровень прибыли определяется в соответствии с Инструкцией по расчету ставки прибыли (чистого дохода) на регулируемую базу задействованных активов для субъектов естественной монополии, оказывающих услуги водохозяйственной и (или) канализационной систем и субъектов естественной монополии энергетического сектора от 27.01.2003г. № 17-ОД, с внесенными 27 февраля 2013 года изменениями и дополнениями.

В соответствии с п. 6. вышеназванной Инструкции допустимый уровень прибыли (чистый доход) определяется как произведение ставки прибыли на величину регулируемой базы задействованных активов, по следующей формуле:

ДУП = РБА x СП

где

ДУП - допустимый уровень прибыли (тенге),

РБА - регулируемая база задействованных активов (тенге),

СП - ставка прибыли (%).

Каждый компонент расчета допустимого уровня прибыли (**"ДУП"**) подлежит утверждению МНЭ.

Регулируемая база задействованных активов (**"РБА"**) системы магистральных линий электропередачи, которая находится в собственности Компании, означает стоимость активов Компании, используемых при осуществлении электропередачи, балансирования и регулирования мощности, но только в той мере, в которой они используются для оказания таких услуг. Регулируемая база активов определяется умножением стоимости активов на так называемый "коэффициент задействованности".

(1) Стоимость активов определяется на основе остаточной стоимости основных средств (за исключением оборотных средств и незавершенного строительства), с учетом переоценки стоимости активов независимым оценщиком, которая может быть проведена по решению Компании с согласия МНЭ. Оценщик может оценивать активы по одной или нескольким методикам, например: (i) на основе восстановительной стоимости; (ii) экономической значимости (т.е., на основе дохода, приносимого соответствующим активом); и (iii) справедливой рыночной стоимости (т.е., на основе сравнения с аналогичными активами на рынке).

Регулируемая база задействованных активов (т.е. РБА) для компаний, осуществляющих предложение акций в рамках Программы "Народное IPO" рассчитывается на основании стоимости приобретения основных средств с учетом фактически произведенных (ежегодных) инвестиций,

ремонтных и других видов работ за период владения и (или) пользования, повлекших увеличение первоначальной стоимости основных средств, за минусом амортизации за период владения основными средствами.

В 2013 году АРЕМ одобрило переоценку активов Компании постановлением Правления Агентства №15 от 16 апреля 2013 года "О согласовании суммы переоценки основных средств и графика включения результатов переоценки основных средств в тарифы на регулируемые услуги акционерного общества "Казахстанская компания по управлению эклектическими сетями "KEGOC" в рамках Программы "Народное IPO". Данным постановлением АРЕМ утвердило переоценку стоимости активов Компании, учитываемых при определении РБА и график включения результатов переоценки в тарифы в течение пяти лет в период с 2013 по 2017 годы. В результате переоценки РБА увеличится на 199 млрд. тенге.

Переоценка должна быть включена в тарифы равными долями в соответствии с графиком, приведенным ниже:

год	*2013*	*2014*	*2015*	*2016*	*2017*
Процент поэтапного увеличения активов, в результате переоценки основных средств, включаемый в регулируемую базу активов	*20%*	*40%*	*60%*	*80%*	*100%*

График включения суммы переоценки основных средств в тарифы на регулируемые услуги KEGOC в рамках Программы "Народное IPO"

С 1 ноября 2013 г. Компания изменила метод учета сооружений НЭС с модели учета по фактическим затратам на модель учета по переоцененной стоимости. Использованный ранее метод учета по исторической стоимости значительно недооценивал справедливую стоимость объектов Национальной электрической сети Казахстана и расходов на их поддержание.

В 2014 году Компания провела последующую дополнительную переоценку в связи планируемым изменением уровня тарифов на регулируемые услуги и проведенной корректировкой курса национальной валюты по отношению к иностранным, как того требуют МСФО. В результате, балансовая стоимость активов Компании превышает стоимость активов, учитываемых при определении РБА. При утверждении тарифов на последующие тарифные периоды, Компания планирует предоставить МНЭ результаты переоценки, с тем, чтобы они были включены в расчеты тарифов на последующие тарифные периоды.

Компания также планирует проводить периодические переоценки, например, при предоставлении новых услуг, в связи с запуском рынка мощности и балансирующего рынка в реальном режиме.

(1) Коэффициент задействованности активов определяется как соотношение фактического объема услуг (с учетом потерь в процессе работы в нормальном режиме) к технологической мощности. Традиционно, этот коэффициент устанавливался на уровне 0,65-0,69. Однако, в соответствии с вышеуказанным положением о применении специального метода расчета РБА для компаний, чьи акции размещаются по Программе "Народное IPO", применение данного коэффициента не предусмотрено, или, иными словами, он будет приниматься равным 1.

(2) Норма прибыли (**"НП"**) определяется по методу средневзвешенной стоимости капитала. Формула ее расчета учитывает премию за риски на собственный капитал на основании отраслевого бета-коэффициента, отражающего системные риски. На настоящий момент бета-коэффициент для энергетических компаний, составляет 0,89. Однако, в отношении компаний-участниц Программы "Народное IPO" может применяться бета-коэффициент, равный 1,3. В результате увеличения бета-коэффициента допустимый уровень прибыли Компании от РБА вырастет с 12,2% до 14,98% после налогообложения после того, как Правительство окончательно одобрит Потенциальное предложение.

Инструкцией также устанавливается, что стоимость вознаграждения на акционерный капитал является величиной, не меньшей стоимости вознаграждения на заемные средства.

После внесения изменений в инструкции, определяющие РБА и НП, АРЕМ одобрил два новых тарифных плана Компании по услугам передачи, диспетчеризации и балансирования. Первый

тарифный план был одобрен на период с 1 ноября 2014 г. до даты окончательного одобрения Потенциального предложения Правительством Казахстана и отражает увеличение РБА (т.е. при расчете РБА применен результат переоценки основных средств и коэффициент задействованности активов равный 0,69). Второй тарифный план вступает в действие с момента окончательного одобрения Потенциального предложения акций Правительством, действует до 31 октября 2015 г. и отражает увеличение РБА (вследствие отмены коэффициента задействованности активов) и увеличение НП (вследствие увеличения бета-коэффициента).

в) Порядок расчета тарифов на услуги по передаче, диспетчеризации и балансированию

Базовая формула расчета тарифа описана выше. Однако формирование тарифа на каждый вид регулируемых услуг (т. е. передачу, диспетчеризацию и балансировку), требует распределения общей суммы затрат и стоимости активов между тремя типами услуг. С этой целью и в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан Компания разработала и утвердила методологию раздельного учета доходов, затрат и задействованных активов по регулируемым видам услуг и другим типам деятельности. Методология утверждена Правлением Компании (протокол собрания № 8 от 01 июля 2009 г.) и согласована в АРЕМ.

Тарифы на передачу электроэнергии

До 2010 г. Компания взимала плату за услуги по передаче электроэнергии на основании зональных тарифов. В 2010 г. АРЕМ приняло новую методологию расчета тарифов на передачу электроэнергии по национальной электрической сети и ввело единый тариф. С 1 августа 2010 г. зональные тарифы были упразднены. Введение единого тарифа позволило оптимизировать деятельность Компании, обеспечило недискриминационный доступ к национальной электрической сети конечных потребителей и повысило прозрачность ценообразования. Действующий тариф не учитывает услуги, которые Компания будет оказывать после запуска рынка электрической мощности. Компания планирует обращаться за утверждением таких тарифов одновременно с обращением за утверждением своих тарифов на новый период.

Действующая Методология расчета тарифов или их предельных уровней на регулируемую услугу субъекта естественной монополии по передаче электрической энергии по НЭС утверждена приказом АРЕМ № 372-ОД от 3 декабря 2013 г. и определяет следующую формулу:

$$T = \frac{Z + P}{Wsum} \quad \text{тенге за кВт-ч}$$

Где:

T — тариф или предельный тариф;

Z — экономически оправданные или обоснованные затраты Системного оператора;

P — допустимый уровень доходности;

Wsum — плановый годовой объем предоставления услуг по передаче электроэнергии, подтвержденный соглашениями, заключенными монополией с потребителями, соглашениями о намерениях и расчетами, учитывающими необходимость оказания услуг всем потребителям и предотвращения снижения объема услуг для поддержания более высоких тарифов.

Экономически обоснованные затраты Системного оператора определяются в рамках Специальной процедуры, утвержденной приказом АРЕМ № 130-ОД от 25 апреля 2013 г.

Тариф на услуги технической диспетчеризации

Техническая диспетчеризация состоит из двух основных процессов – составления графиков производства-потребления и непосредственно диспетчеризации. Формирование графиков осуществляется в целях обеспечения надежности ЕЭС, поскольку перетоки мощности могут оказать влияние на уровни напряжения и могут явиться причиной перегрузки линий электропередачи. Диспетчеризация заключается в предоставлении указаний в режиме реального времени всем участникам оптового рынка электрической энергии (энергопроизводящим,

энергопередающим и энергоснабжающим организациям, а также оптовым потребителям электроэнергии).

В 2005 году АРЕМ утвердило методологию расчета тарифов на услуги технической диспетчеризации.

В соответствии с методологией, тарифы на услуги Технической диспетчеризации (Тд) определяются по следующей формуле:

$$T_{тд} = \frac{Z_{тд} + P}{W_{отп.} + W_{имп}}, \quad \text{тенге/кВт.ч} \qquad (1)$$

где:

Zтд – экономически обоснованные или подтверждаемые затраты Системного оператора на оказание услуг Технической диспетчеризации;

Р – приемлемый (т.е. допустимый) уровень прибыли для регулируемой базы задействованных активов, необходимый для эффективного оказания услуг Технической диспетчеризации;

Wотп – суммарный годовой объем электроэнергии, отпускаемый в линии сети компаниями-электрогенераторами Казахстана посредством линий всех классов напряжения вне зависимости от принадлежности линии сети (кВт·ч), определяемый в соответствии с требованиями законодательства Казахстана;

Wимп – суммарный объем электроэнергии, зафиксированный на границе Республики Казахстан (кВт·ч), подтвержденный контрактами, протоколами или фактическим объемом за четыре предыдущие квартала или за предыдущий календарный год.

Тариф на услуги балансирования

Компания осуществляет оказание услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии в Казахстане. Целью балансирующего рынка является физическое и последующее финансовое урегулирование отклонений от суточного графика нагрузки - почасового дисбаланса между заявленными и фактическими объемами производства и/или потребления электрической энергии в ЕЭС, возникающего в течение суток. Балансирование включает приобретение услуг по балансированию (дополнительной мощности) и активацию такой дополнительной мощности Компанией для урегулирования дисбалансов.

В тариф на оказание услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии включаются все затраты, связанные с оказанием данной услуги, в соответствии методикой раздельного учета доходов, затрат и задействованных активов. Кроме того, в тариф на данную услугу включаются затраты на покупку услуг по регулированию мощности и нетто-убыток по операциям по купле-продаже электроэнергии с целью компенсации дисбалансов.

В 2009 г. АРЕМ разработало и приняло методологию расчета тарифов на услуги балансирования производства и потребления электроэнергии, предусматривающую определение тарифа в имитационном режиме. Это означает, что участники оптового рынка не участвуют в работе балансирующего рынка в режиме реального времени, как часть процесса саморегуляции рынка в целях уравновешивания спроса и предложения, а вместо этого физические спрос и предложение электроэнергии балансируются Компанией посредством двусторонних соглашений между Компанией и производителями (активы нагрузки) и потребителями. Имитационный режим также подразумевает отсутствие денежных расчетов в связи с участием в функционировании балансирующего механизма и в урегулировании дисбалансов. Затраты, связанные с дисбалансами, и соответствующие услуги балансирования, оказываемые Компанией, компенсируются за счет начисления балансирующих тарифов в отношении участников рынка, несущих ответственность за

дисбаланс между совокупным физическим объемом подачи, импорта и закупки, с одной стороны, и совокупным объемом потребления, экспорта и продажи электроэнергии, с другой стороны.

В ноябре 2009 года Правительства Республики Казахстан и Правительства Российской Федерации подписали Соглашение о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Казахстана и Российской Федерации с 1 января 2010 г. В результате этих соглашений, KEGOC закупает и продает электроэнергию в рамках предоставления услуг по балансированию производства и потребления в целях компенсации почасовых отклонений в чистом межгосударственном сальдо перетоков. Параллельно с процессом интеграции и согласования, методология расчета балансирующих тарифов была изменена с тем, чтобы включить в тарифы (i) затраты на приобретение электроэнергии для покрытия дисбаланса и (ii) доходы от продажи такой электроэнергии.

В соответствии с существующей Методологией, тарифы для потребителей определяются по следующей формуле:

$$T_{БАЛ} = \frac{Z_{БАЛ} + P - Д_{ПР}}{W_{ПГ} + W_{ПП}}$$ (тенге за кВт·ч), где:

$T_{БАЛ}$ – тариф за услуги балансирования производства и потребления (тенге за кВт·ч);

$Z_{БАЛ}$ – экономически обоснованные или подтверждаемые затраты Системного оператора на оказание услуг, связанных с балансированием производства и потребления электроэнергии (тенге).

В режиме моделирования балансирующего рынка, вместо затрат на поддержание резервов мощности KEGOC использует затраты на регулирование мощности и затраты на покупку электроэнергии для компенсации фактических почасовых отклонений чистого межгосударственного сальдо перетоков от планового.

P – приемлемый (т.е. допустимый) уровень прибыли для регулируемой базы задействованных активов, необходимый для эффективного оказания услуг балансирования, рассчитанный в соответствии с законодательством Казахстана (тенге);

$_{WПГ}$ – совокупный предсказуемый объем электроэнергии, отпускаемой с шин электрогенерирующих компаний на оптовый и розничный рынки электроэнергии (кВт·ч);

$_{WПП}$ – совокупный предсказуемый объем электроэнергии, потребляемый на оптовом и розничном рынках, кВт·ч;

$_{ДПР}$ – доходы от реализации электроэнергии в целях компенсации отклонений фактического почасового чистого межгосударственного сальдо перетоков от плановых показателей.

г) Текущие утвержденные тарифы

На основе заявки на утверждение тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги Компании, поданной в 2013 году, согласно Приказу № 285-ОД от 17 сентября 2013 года и Приказу №105-ОД от 16 мая 2014 года, АРЕМ утвердило следующие тарифы для KEGOC.

по передаче электрической энергии:

с 1 ноября 2013 года по 31 октября 2014 года в размере 1,305 тенге/кВтч (без НДС);

с 1 ноября 2014 года по 31 октября 2015 года в размере 1,469 тенге/кВтч (без НДС);

с момента принятия решения о Потенциальном предложении по 31 октября 2015 года – 1,954 тенге/кВтч (без НДС).

по технической диспетчеризации

с 1 ноября 2013 года по 31 октября 2014 года в размере 0,134 тенге/кВтч (без НДС);

с 1 ноября 2014 года по 31 октября 2015 года в размере 0,148 тенге/кВтч (без НДС);

с момента принятия решения о Потенциальном предложении по 31 октября 2015 года – 0,182 тенге/кВтч (без НДС).

по организации балансирования

с 1 ноября 2013 года по 31 октября 2014 года в размере 0,060 тенге/кВтч (без НДС);

с 1 ноября 2014 года по 31 октября 2015 года в размере 0,068 тенге/кВтч (без НДС);

с момента принятия решения о Потенциальном предложении по 31 октября 2015 года – 0,083 тенге/кВтч (без НДС).

Контракты, потребители и поставщики

Контракты

Взаимоотношения Компании с потребителями системных услуг регулируются договорами, заключенными Компанией с потребителями. При подготовке договоров, Компания руководствуется следующими типовыми формами договоров, утвержденными Правительством (постановление № 1194 от 28 ноября 2003 года):

- Типовой договор на оказание услуг по передаче электрической энергии по сетям межрегионального уровня; и
- Типовой договор на оказание услуг по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии.

В 2010 году Компанией было заключено 469 договора с потребителями системных услуг и на покупку электрической энергии для компенсации технологического расхода на передачу по электрическим сетям KEGOC. В 2011 году таких контрактов было заключено 513. В 2012 году таких контрактов было заключено 524. В 2013 году таких контрактов было заключено 494.

Часть договоров с местными распределительными компаниями и местными потребителями, Компания заключает через свои филиалы. При этом, Компания ограничивает возможность заключения договоров через свои филиалы определенными величинами мощности.

Потребители

Потребителями услуг Компании являются энергопроизводящие организации, энергоснабжающие организации, региональные электросетевые компании, иные крупные потребители электрической энергии и другие участники оптового рынка электрической энергии.

Ниже приведена информация о трех ключевых клиентах Компании по годам и по видам услуг:

	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014 (6 мес)**
Передача			**Тыс.кВт.ч**		
ОАО "ФСК ЕЭС"……..	2.865.383,7	5.296.351,2	7.372.954,6	5.080.357,5	1.041.657,9
Темиржолэнерго……	3.032.380,9	3.218.632,4	3.458.841,3	3.465.714,1	1.671.307,4
ТОО "Узень"……..	2.238.706,9	2.097.943,1			
ТОО "АлматыЭнергоСбыт"…….			2.470.178,2		1.347.698,0
ТОО "Экибастузская ГРЭС-1"….				2.452.020,0	
Техническая диспетчеризация			Тыс.кВт.ч		
АО "Евроазиатская энергетическая корпорация" …...	12.947.890,6	13.221.126,0	13.486.334,1	14.414.037,6	7.800.926,9
ТОО "Экибастузская ГРЭС-1"….	11.065.121,1	12.696.046,0	14.367.903,4	12.785.451,7	5.806.805,2
Корпорация Казахмыс……..	5.588.586,2				
АО "Станция ЭГРЭС-2"……...		5.653.350,0	5.862.796,8	5.985.105,0	2.385.960,0
Организация балансирования			Тыс.кВт.ч		

ПРОЕКТ

АО "Евроазиатская энергетическая корпорация"……	22.202.989,1	22.663.954,5	23.157.333,2	24.054.151,3	12.256.632,7
ТОО "Экибастузская ГРЭС-1"….	11.065.211,1	12.696.046,0	14.367.903,9	12.785.451,7	5.806.865,2
Корпорация Казахмыс……..	9.688.619,0	9.374.457,6	8.263.909,7	9 104 816,657	
АО "Станция ЭГРЭС-2"……...			5.862.796,8	5.985.105,0	
ТОО "АлматыЭнергоСбыт"…….					2.988.718,5

Следующие компании являются покупателями, на долю которых приходится более пяти процентов дохода Компании от основной операционной деятельности в 2013 году:

Наименование компании	**Адрес**	**Доля от общей выручки Компании от реализации продукции, %**
АО "ФСК ЕЭС" (Российская Федерация)	Российская Федерация, 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, 27.	11,5
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"	Российская Федерация, 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А	5,6
ТОО "Теміржолэнерго"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Кунаева, 10, бизнес-центр "Изумрудный город"	5,6

Поставщики

Основным товаром, приобретаемым Компанией является электрическая энергия. Компания приобретает электрическую энергию для компенсации технологических потерь при передаче электрической энергии и для хозяйственных нужд. Основными поставщиками электрической энергии являются: АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2”, ТОО "Экибастузская ГРЭС-1", ТОО "МАЭК – Казатомпром".

Кроме того, Компания приобретает у ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" (из Российской Федерации) электрическую энергию для компенсации технологических потерь в случаях возникновения дефицита электрической энергии в ЕЭС Казахстана.

В 2010-2011гг. Компания также приобретала электрическую энергию для компенсации технологических потерь у ОАО "Электрические станции" (из Кыргызской Республики).

Объемы электроэнергии для компенсации потерь и хозяйственных нужд составили:

	2010	**2011**	**2012**	**2013**	**2014 (6 мес.)**
	Объемы электроэнергии на потери и хозяйственные нужды, тыс. кВт.ч				
АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2"……...	1.234.023,33	1.538. 279,91	1.712.941,06	2.098.771.592	735.979.352
ТОО "Экибастузская ГРЭС-1"……...	75.877,36	91.969,28	264.000	0	320.479.756
ТОО "МАЭК – Казатомпром"……..	76.163,07	88.928,70	79.939,90	88.214 .275	36.125,16
ОАО "Электрические станции"……...	540.000	300.000		0	0
ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"……	25.272,46	544.792,30	601.726,67	187.780.175	162.682,73

Ниже приведена информация о 10 крупных поставщиках товаров работ и услуг (за исключением электроэнергии) по состоянию на первое полугодие 2014 года.

	Наименование поставщика	Дата	Предмет договора	Сумма договора
1	ТОО Промстрой-энерго	31.01.2014	Работы по реализации Проекта Строительство ВЛ 500 кВ ШГЭС (Семей)-Актогай-Т	75,197,600,142.56
2	ТОО "Элит-Декор ВК"	20.06.2014	Реконструкция ОЗЛ и устройств ПА ВЛ-110-220 кВ филиала "Восточные МЭС"	108,016,431.04
3	ТОО ЭнергоПромСтройсервис	23.05.2014	Реконструкция подстанции, средств РЗА и строительство здания РЩ на ПС-220/35/10 кВ "Жалагаш"	575,030,565.54
4	ТОО"Южказэлектросетьстрой"	17.07.2014	Реконструкция ОЗЛ и устройств ПА ВЛ-110-220 кВ филиала "Центральные МЭС"	187,711,265.45
5	АО Логиком	10.07.2014	Лицензия Microsoft Office Pro Plus 2013 SNGL MVL	109,260,748.80
6	АО Логиком	04.07.2014	«Лицензия Microsoft WinPro 8.1 SNGL OLP NL Legalization GetGenuine wCOA»	53,804,800.00
6	ТОО "Казахский арматурно-изоляторный завод"	10.02.2014	Изоляторы стеклянные для филиалов АО «KEGOC»	138,002,118.24
7	ТОО "КазМунайГаз Онімдері"	14.01.2014	о закупках талонов нефтепродуктов	459,401,720.00
8	ТОО "Темирбетон"	11.04.2014	Фундаменты и стойка ж/б	104,867,548.80
9	ТОО "НиК"	27.02.2014	Строительство детского садика на 240 мест в г.Астана	675,073,280.00
10	ТОО "ТИС НС"	18.06.2014	Техническое и клининговое обслуживание административного здания АО «KEGOC»	1,423,423,211.84

Активы

Национальная электроэнергетическая сеть

Основным активом Компании является НЭС, которая состоит из 24.533,033километров 35-1150кВ высоковольтных линий электропередачи и 77 электрических подстанций с установленной мощностью 36 355,05 МВА. Линии передачи электрической энергии 1150кВ эксплуатируются под рабочим напряжением 500 кВ, а линии 330 кВ эксплуатируются под рабочим напряжением 220 кВ (99%) и 110 кВ. Они обеспечивают межгосударственные потоки электрической энергии,

ПРОЕКТ

доставляют электрическую энергию с электростанций и обеспечивают связь между региональными электросетевыми компаниями и крупными потребителями.

Формирование НЭС началось в 1969 году посредством соединения генераторов и линии электропередачи в северном и южном Казахстане. До этого южной частью сети Казахстана управляли из Ташкента. В 1980 году Казахстан был связан в одну систему, которая явилась предшественником НЭС в ее современной форме.

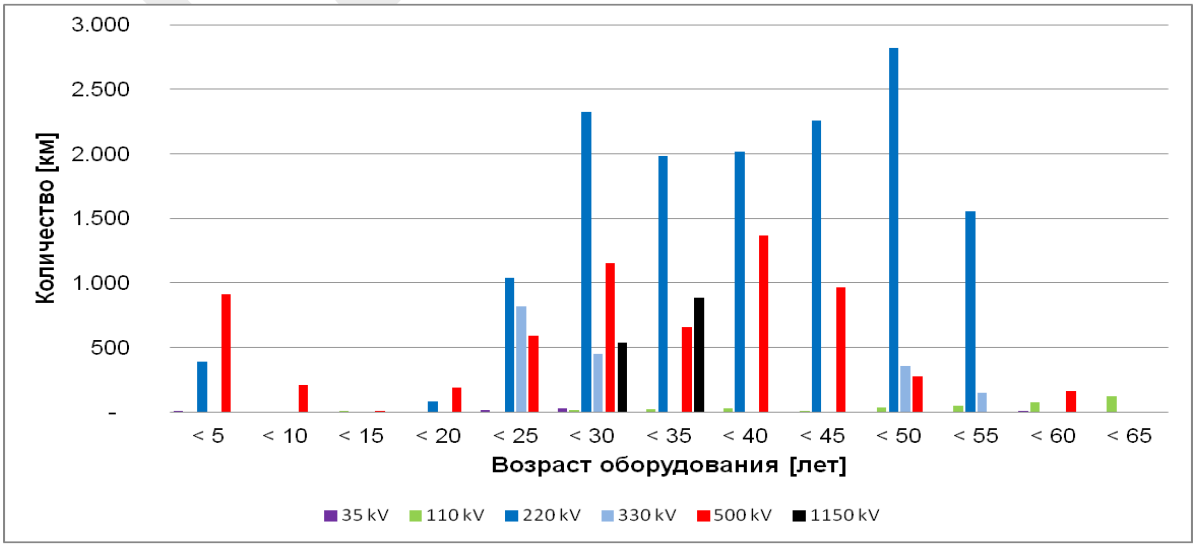
Сведения об износе оборудования НЭС приведены в таблице, представленной ниже:

Тип оборудования	Средний уровень износа по состоянию на 01.01.2014, %								
	Акмолинские МЭС	Актюбинские МЭС	Алматинские МЭС	Восточные МЭС	Западные МЭС	Сарбайские МЭС	Северные МЭС	Центральные МЭС	Южные МЭС
Силовые трансформаторы	66,12	56,42	76,00	87,76	98,46	78,38	89,52	78,20	87,08
Шунтирующие реакторы	87,00	28,00	52,14		89,23	77,50	81,23	70,00	60,40
Выключатели	42,49	48,42	36,10	37,27	84,59	38,50	27,35	47,46	67,80
Разъединители	52,84	53,54	49,75	52,16	84,67	49,57	39,30	59,83	73,81
Трансформаторы тока	47,13	47,60	38,15	17,54	83,35	31,88	26,86	51,84	61,26
Трансформаторы напряжения	39,08	40,04	37,47	32,04	85,36	27,96	26,82	42,10	69,94
Ограничители повышения напряжения	38,81	35,44	33,45	46,12	34,30	31,44	38,65	34,58	60,54

19 сентября 2014 года Фонд осуществило взнос в уставный капитал KEGOC путем передачи Компании права собственности на 220 кВ подстанцию "Акжар" вместе с оборудованием, установленным для расширения подстанции 220 кВ "Центральная". Поскольку оборудование является новым, а подстанция была возведена в соответствии с техническими условиями, предоставленными Компанией, факт включения данных активов в состав имущества Компании будет иметь позитивное влияние на средний уровень износа оборудования Компании.

Воздушные линии передачи

Структура и возраст воздушных линий передачи Компании по состоянию на 1 июня 2014 года представлены в таблице ниже. Линии на 0,4 кВ, 6 кВ и 10 кВ не принимались в расчет.



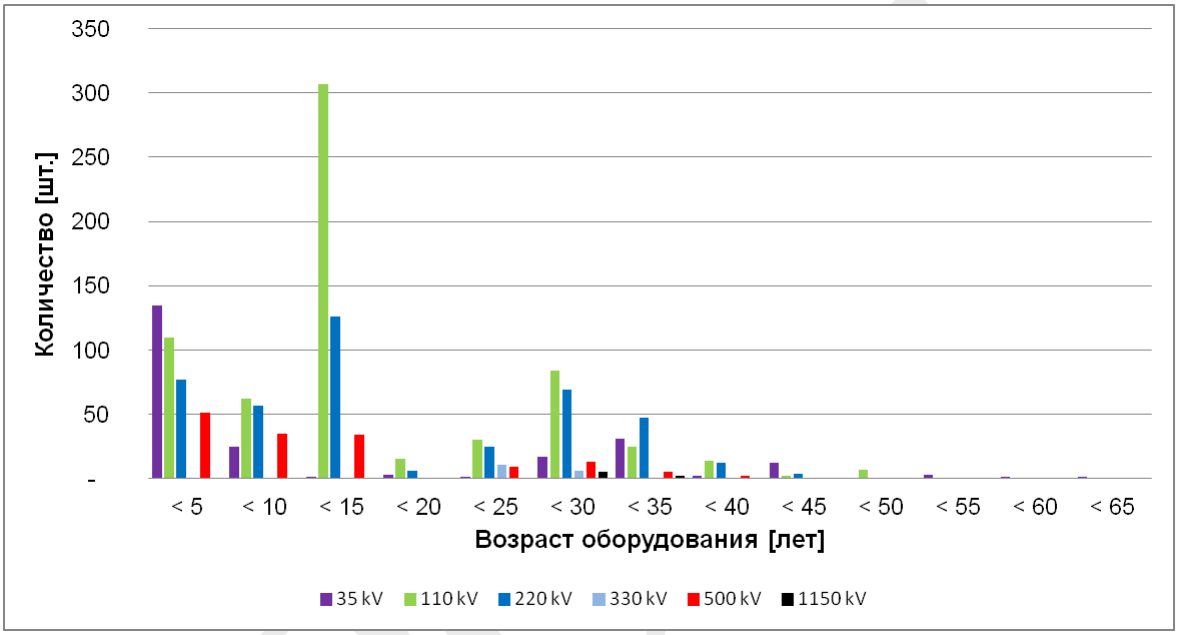
Структура и возраст воздушных линий (01.06.2014)

Подстанции и распределительные устройства

По состоянию на 1 июня 2014 года Компании принадлежит 76 электрических подстанций (35 кВ – 1150 кВ) с суммарной мощностью установленных трансформаторов 35875,05 МВА.

Применяемые распределительные устройства, в основном, открытого типа. Схемы открытых распределительных устройств подстанций KEGOC соответствуют типовым и обеспечивают требуемую надежность работы, гибкость, наглядность и удобство эксплуатации, обеспечивают возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

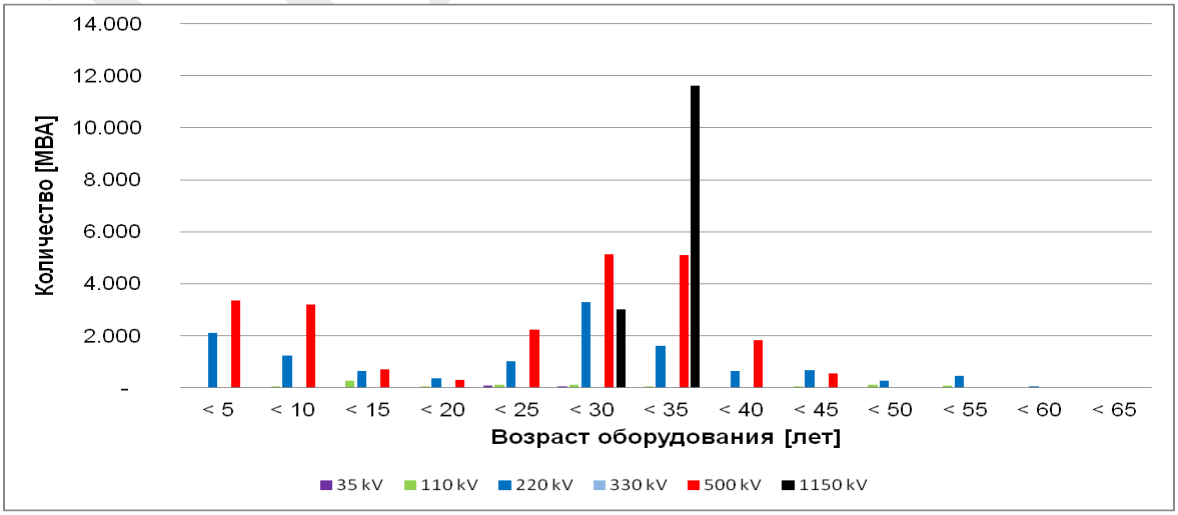
Структура и возраст распределительных устройств по состоянию на 1 июня 2014 года представлены ниже. Возраст оборудования исчисляется исходя из года производства.



Структура и возраст распределительных устройств (01.06.2014)

Трансформаторы и реакторы

Структура и возраст трансформаторов и реакторов по состоянию на 1 июня 2014 года приведены ниже. Возраст оборудования учитывается исходя из года производства.



Структура и возраст трансформаторов и реакторов (01.06.2014)

Анализ существующих линий электропередачи, распределительных устройств, силовых трансформаторов и реакторов свидетельствует о необходимости проведения обширных мероприятий по модернизации основных фондов Компании в ближайший период времени до 2025 года. В целях улучшения состояния активов, KEGOC приступило к осуществлению всесторонней поэтапной программы модернизации. Проект "Модернизации НЭС I этап" был направлен на реконструкцию и замену первичного высоковольтного оборудования на подстанциях, устройств релейной защиты и автоматики, а также систем связи и был завершен в 2010 году. Кроме того, в рамках проекта "Модернизации НЭС I этап" KEGOC установило новую аппаратно-программную систему для оперативно-диспетчерского управления SCADA/EMS. Второй этап находится на стадии реализации в настоящее время и будет завершен в 2016 году. По итогам этого проекта, значительная часть оборудования подстанций будет модернизирована. Третий этап запланирован на 2013-2023 годы и направлен на реконструкцию существующих воздушных линий электропередачи.

Инвестиционная программа

Инвестиционная программа Компании включает в себя 10 проектов, описываемых ниже более детально.

Крупные новые проекты реализуются, главным образом, по контрактам "под ключ" с фиксированной ценой. Таким образом, Компания перекладывает все риски, связанные с изменением удельных цен на сталь, а также изменением обменных курсов, на своих подрядчиков. Компания утвердила детализированную процедуру контроля соблюдения временных графиков и платежей подрядчикам. Надзор за ходом строительных работ осуществляется еженедельно работниками соответствующего филиала, а также Департаментом капитального строительства (ДКС) в головном офисе в Астане.

Обязательства по подключению ряда новых генерирующих мощностей были возложены на Компанию Правительством. Подключение прочих объектов осуществляется собственником генерирующих мощностей в соответствии с техническими условиями KEGOC. Затраты KEGOC на строительство и усиление сетей компенсируются через тариф.

Недавно завершенные проекты

Компания постоянно инвестирует и развивает НЭС в целях обеспечения энергетической безопасности Республики, обеспечения надежности функционирования ЕЭС Казахстана и обеспечения потребности в электроэнергии экономики страны.

За последние годы Компания завершила три ключевых стратегических проекта. Краткое описание данных проектов изложено ниже.

Проект "Модернизация Национальной электрической сети", I этап (2000-2010 гг.)

Цель проекта - улучшение надежности и качества снабжения через модернизацию подстанций, диспетчерских и контрольных систем; развитие конкуренции посредством создания условий для устойчивого функционирования оптового рынка электрической энергии и улучшения доступа к 29 региональным сетям передачи; снижение эксплуатационных затрат; расширение объема предоставляемых Компанией услуг.

Компоненты проекта:

- модернизация высоковольтного оборудования на 43 подстанциях;
- замена релейной защиты и автоматизации подстанций;
- модернизация диспетчерского контроля – аппаратно-программная система для оперативно-диспетчерского управления SCADA/EMS была установлена во всех девяти РДЦ;
- создание цифровой корпоративной телекоммуникационной сети;
- создание автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии;
- внедрение системы торговли электрической энергией;

– назначение международных консультантов для улучшения процессов закупа и управления проектами, разработки электросетевого кодекса и нормативно-правовой базы по спотовому рынку.

Все компоненты этого проекта стоимостью 43,8 млрд. тенге были успешно завершены в 2010 году. Испытание и запуск оборудования релейной защиты и автоматизации на 42 из 67 подстанций были завершены в 2009 году. Оставшиеся 25 станций были испытаны и запущены в эксплуатацию в 2010 году.

Проект финансировался за счет заемных средств в размере 185 млн. долларов США, предоставленных Международным Банком Реконструкции и Развития (МБРР) (г. Вашингтон, США) и Европейским Банком Реконструкции и Развития (ЕБРР) (г. Лондон, Великобритания), а также за счет собственных средств Компании.

Проект "Строительство второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север - Юг Казахстана" (2004–2009 гг.)

Назначение проекта - обеспечение электроэнергией "дефицитных" южных областей Казахстана за счет увеличения пропускной способности передачи электрической энергии в направлении Север-Юг до 7-7,5 млрд. кВтч в год, повышение надежности и обеспечение безопасности функционирования Национальной электрической сети Казахстана и параллельной работы энергообъединений России, Казахстана и Центральной Азии.

Общая протяженность линии электропередачи транзита Север - Юг Казахстана 1 097 км. Проектом было предусмотрено строительство участков линий электропередачи напряжением 500 кВ: ЮКГРЭС – Шу, Экибастуз – Агадырь, Агадырь – ЮКГРЭС, а также строительство подстанции 500 кВ Алматы, расширение и реконструкция подстанций: 500 кВ Шу, 500 кВ ЮКГРЭС, 500 кВ Агадырь и ПС 1150 кВ Экибастузская. Работы по строительству и вводу в эксплуатацию воздушных линий электропередачи были завершены в 2008 – 2009 годах. Работы по строительству, расширению и реконструкции подстанций завершены в 2008–2009 годах. Стоимость проекта составила 43,7 млрд. тенге, проект финансировался за счет заемных средств, предоставленных МБРР, ЕБРР и АО Банк Развития Казахстана (БРК), а также за счет собственных средств KEGOC.

Проект "Выдача мощности Мойнакской ГЭС" (2010-2012 гг.)

Целью данного проекта являлось обеспечение выдачи мощности строящейся Мойнакской ГЭС мощностью 300 МВт на реке Шарын в Райымбекском районе Алматинской области, которая построена с целью снижения дефицита электрической энергии, покрытия пиковых нагрузок и обеспечения надежности энергоснабжения потребителей Алматинской области и в целом Южного Казахстана. Стоимость проекта составила 9,8 млрд. тенге; проект финансировался за счет займа МБРР в размере 48 млн. долл. США и собственными средствами KEGOC, в т.ч. из Республиканского бюджета - 3,0 млрд. тенге.

Реализуемые проекты

В рамках Государственной программы по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 годы Компания проводит работу над тремя крупными стратегическими проектами, которые вкратце описаны ниже.

Проект "Модернизация Национальной электрической сети", II этап (2010-2016 гг.)

Основное назначение проекта - обеспечение надежного и безопасного функционирования НЭС, повышение эффективности и надежности НЭС, технической и экологической безопасности высоковольтного оборудования и снижение эксплуатационных затрат на обслуживание и ремонт оборудования. Проектом на 2 этапе предусмотрена замена 10% трансформаторов (автотрансформаторов), 62% разъединителей, 43% выключателей, 49% трансформаторов напряжения и 51% ныне используемых трансформаторов от того объёма оборудования, которое не было заменено в рамках проекта "Модернизация НЭС, I этап". В объем работ проекта входит

также строительство 61,8 км воздушной линии передачи напряжением 220 кВ Тюлькубас – Бурное (т).

Стоимость проекта оценивается на сумму 47 млрд. тенге, состоящую из займа в размере 233 млн. евро от ЕБРР и собственных средств Компании.

В 2013-2014 годах актами Государственной приемочной комиссии введены в эксплуатацию 44 подстанций из 55. По 1 подстанции акты Государственной приемочной комиссии находятся на стадии подписания, по остальным 10 подстанциям строительно-монтажные работы и работы по благоустройству территории продолжаются. По 2-й очереди реализации проекта ведутся работы по выбору и согласованию трассы ВЛ 220 кВ Тулькубас – Бурное (т) и разработка проектно-сметной документации.

Проект "Строительство ПС 500 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ" (2010–2014 гг.)

Целью данного проекта является обеспечение надежности электроснабжения Алматинского региона, выдача мощности первой очереди Балхашской ТЭС (1 320 МВт), создание технической возможности для развития городов-спутников Алматы, строительство индустриального парка г. Алматы и создание туристского центра в Алматинской области. Стоимость проекта – 28,6 млрд. тенге; проект финансируется из займа МБРР на сумму 71,4 млн. долл. США и собственными средствами Компании, включая средства Республиканского бюджета в размере 16,7 млрд. тенге.

Проект находится на завершающей стадии. Практически все этапы проекта завершены, включая:

- строительство подстанции 500 кВ Алма;
- расширение и реконструкция подстанции 500 кВ ЮКГРЭС;
- расширения и реконструкция подстанции 500 кВ Алматы
- строительство ВЛ 500 кВ Алма–Алматы;
- строительство заходов ВЛ 220 кВ "АТЭЦ-3–Робот"и ВЛ 220 кВ АТЭЦ-3–Шелек на ПС 500 кВ Алма; и
- строительство ВЛ 500 кВ ПС 500 кВ ЮКГРЭС–ПС 500 кВ Алма.

Проект "Строительство ВЛ 500 кВ транзита Север–Восток-Юг"

Включает в себя строительство высоковольтных линий электропередачи 500 кВ протяженностью порядка 1 500 км и трех новых подстанций 500 кВ Семей, Актогай, Талдыкорган, с реализацией которого с Севера до Талдыкоргана будет построена электролиния, и Алматинская область будет надежно обеспечена электроэнергией.

С вводом в эксплуатацию ВЛ 500 кВ транзита Север-Восток-Юг увеличится пропускная способность Национальной электрической сети в направлениях Север-Восток и Север-Юг, а также устранена проблема дефицита мощностей. На востоке Казахстана будет устранена необходимость транзита электроэнергии через российские сети. В результате повысится транзитный потенциал НЭС и будут созданы условия для передачи дополнительных объемов электроэнергии от энергоисточников северного Казахстана для покрытия перспективного роста электропотребления южного региона, а также для обеспечения покрытия дефицитов Восточно-Казахстанской области вне зависимости от транзита электроэнергии через сети России. Кроме того, ВЛ 500 кВ создаст условия для электрификации участков железных дорог по направлениям Актогай-Алматы, Актогай-Достык, Актогай-Мойынты, электроснабжения энергоемких объектов горнорудной промышленности (Актогайский ГОК), развития приграничных территорий и масштабного освоения потенциала возобновляемой энергии, в т.ч. Джунгарских ворот.

Реализация проекта будет осуществлена в два этапа:

1-й этап - Проект "Строительство линии 500 кВ Экибастуз–Шульбинская ГЭС (Семей)–Усть-Каменогорск (2011–2017 гг.). Целью проекта является увеличение пропускной способности сетей в сечении Север – Восток, обеспечение покрытия дефицитов Восточно-Казахстанской области вне зависимости от транзита электроэнергии через сети ЕЭС России и обеспечение

выдачи полной мощности Шульбинской ГЭС при вводе контррегулятора - Булакской ГЭС. Стоимость проекта составляет 43,3 млрд. тенге; проект финансируется за счет собственных средств Компании.

В рамках реализации проекта были заключены долгосрочные договоры ‘под ключ‘ на строительство объектов. В 2014 году выполнены инженерные изыскания по трассам линий 220 кВ и площадкам подстанций, по трассам линий 500 кВ.

2-й этап - Проект "Строительство ВЛ 500 кВ Шульбинская ГЭС (Семей) – Актогай – Талдыкорган – Алма (2012–2018 гг.). Строительство данной электрической сети напряжением 500 кВ в юго-восточной части Казахстана позволит увеличить в дальнейшем транзитный потенциал НЭС в направлении Север-Юг Казахстана, а также усилить связь Восточной зоны с единой электрической системой Казахстана, увеличить надежность снабжения электроэнергией Восточно-Казахстанской области для обеспечения покрытия потребности в электрической энергии для электрификации железных дорог и энергоемких объектов горнорудной промышленности. Социальная значимость проекта - население Восточно-Казахстанской и Алматинской областей будет обеспечено бесперебойным электроснабжением, появятся дополнительные возможности для развития малого и среднего бизнеса. Стоимость проекта составляет 76,8 млрд. тенге; финансирование предполагается за счет собственных средств Компании (8,5 млрд. тенге) и займа (в размере 369,1 млн. долл. США).

Для реализации проекта был заключен долгосрочный договор ‘под ключ’ на строительство вышеперечисленных объектов. В настоящее время ведется работа по выбору и согласованию трасс и инженерные изыскания по трассам ВЛ 500 кВ и площадкам подстанций.

Кроме того, в рамках отраслевой Программы по развитию электроэнергетики Казахстана на 2010-2014 годы KEGOC реализует два инвестиционных проекта, вкратце описанных ниже.

Проект "Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка" (2010–2014 гг.)

Целью данного проекта является повышение надежности электроснабжения и обеспечение потребности в электрической энергии населения и индустриальной зоны г. Астана. Стоимость проекта составляет 4,1 млрд. тенге; проект финансируется за счет займа ЕБРР (12 млн. долл. США) и средств Компании, в том числе полученных из Республиканского бюджета 2 003 млн. тенге.

В рамках реализации первой очереди проекта на подстанции 500 кВ ЦГПП была произведена замена 2-х автотрансформаторов мощностью 125 МВА на 250 МВА, объект введен в эксплуатацию актом Государственной приемочной комиссии от 15.07.2013г.

По реконструкции ВЛ 220 кВ ЦГПП - Осакаровка (вторая очередь проекта) в настоящее время в рамках международного контракта с подрядчиком KEC International Ltd. (Индия) завершена поставка материалов и оборудования на площадку объекта на 100%. Завершены строительно-монтажные работы. Ведется работа по приемке объекта рабочей комиссией и выдачи заключения о готовности ВЛ для дальнейшего ввода объекта в эксплуатацию.

Проект "Усиление межсистемной связи Павлодарского энергоузла с ЕЭС Казахстана" (2011–2016 гг.)

Целью реализации проекта является повышение надежности работы энергосистемы Павлодарского энергоузла путем сооружения электрической связи энергоузла с ЕЭС Казахстана на напряжении 220 кВ. KEGOC оценивает, что общий объем необходимых для строительства инвестиций составит 5,5 млрд. тенге и будет финансироваться собственными средствами.

В рамках реализации проекта заключен долгосрочный договор ‘под ключ’ на строительство вышеперечисленных объектов. В настоящее время ведутся работы по выбору и согласованию трасс ВЛ и площадок ПС и разработка проектно-сметной документации.

Планируемые к реализации проекты

В качестве Системного оператора KEGOC предполагает выполнить широкомасштабную инвестиционную программу, направленную на дальнейшее развитие НЭС. Долгосрочная

программа разработана до 2025 года и включает в себя описываемые ниже инфраструктурные проекты.

Проект "Строительство ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС – Жамбыл" (2013–2018 гг.)

Проект предполагает повышение надежности электроснабжения трех областей Южной зоны Казахстана, улучшение параллельной работы энергосистем Казахстана и Кыргызстана, оптимизацию водно-энергетических вопросов, дополнительные экспортные, импортные и транзитные возможности в интересах Казахстана. В случае реализации проекта возможно создание нового энергетического кольца, обеспечивающего альтернативные возможности передачи потока мощности в центрально-азиатском регионе. Ожидаемые инвестиции составляют 30,3 млрд. тенге в течение 2013-2018 гг. Финансирование предполагается за счет займа и собственных средств Компании. В настоящее время Компания уже произвела расчет технико-экономического обоснования Проекта.

Проект "Выдача мощности Балхашской ТЭС" (1-я очередь БТЭС - 1 320 МВт, 2011–2017 гг.)

Реализация проекта позволит обеспечить выдачу мощности 1-й очереди Балхашской ТЭС (1 320 МВт), планируемой к строительству на юго-западном берегу озера Балхаш, с целью покрытия роста потребности в электроэнергии в южном регионе республики. Проект предусматривает строительство двух высоковольтных линий передач 500 кВ БТЭС – ЮКГРЭС и расширение подстанции 500 кВ ЮКГРЭС. Завершение реализации проекта предполагается к 2017 году. Необходимые инвестиции составляют оценочно 3,7 млрд. тенге. Разработку ТЭО проекта ведет АО "КазНИИ энергетики им. академика Ш.Ч.Чокина".

Проект "Реабилитация Национальной электрической сети – реконструкция ВЛ 220-500 кВ" (2013–2023 гг.)

Проект предполагает восстановление технических характеристик линий электропередачи с целью продления их ресурса, сохранения/улучшения условий передачи электроэнергии на перспективу не менее 30-50 лет, а также повышения допустимых уровней передаваемой мощности по ВЛ, снижения потерь электроэнергии при транспортировке. Период работ по реабилитации ВЛ 220-500 кВ предположительно 2019-2023 гг. С 2013 года ведется разработка ТЭО "Реабилитация НЭС" для филиалов KEGOC Актюбинские, Западные и Сарбайские МЭС. В рамках проекта выполнено обследование 26 воздушных линий электропередачи указанных филиалов.

Долгосрочная стратегия развития

К 2025 году KEGOC дополнительно планирует запустить еще пять проектов для дальнейшего развития НЭС, которые описаны ниже. Новые проекты Компании по расширению сети направлены на присоединение западного региона к НЭС, либо сфокусированы на соединении новых электрогенерирующих мощностей. Реализация данных проектов зависит от таких факторов как строительство электрогенерирующих мощностей, промышленное развитие Республики, которые находятся вне контроля Компании. Ожидается, что реализация этих проектов позволит увеличить транзитный и экспортный потенциал НЭС и усилит ее взаимосвязи.

Проект "Строительство линий 220 кВ Уральск-Атырау и Кульсары – Тенгиз", предназначен для усиления электрических связей между областями Западной зоны Казахстана. Примерный период реализации - 2021-2025 гг. и планируемые инвестиции – 25,4 млрд. тенге.

Проект "Строительство линии 500 кВ Нура – Жезказган". Цель –обеспечение надежности электроснабжения Жезказганского энергоузла. Примерный срок реализации - 2021–2025 гг. и планируемые инвестиции – 27 млрд. тенге.

Проект "Выдача мощности Торгайской ТЭС". Целью данного проекта является обеспечение выдачи мощности Торгайской теплоэлектростанции, строительство которой предполагается на базе Торгайского месторождения угля в Костанайской области. Примерный период реализации - 2021–2025 гг. и планируемые инвестиции составят 12,8 млрд. тенге.

Проект "Объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана". Целью данного проекта является повышение надежности электроснабжения потребителей Западной зоны ЕЭС Казахстана, а также объединение Западной зоны с ЕЭС Казахстана по территории республики. Срок реализации - 2021-2025гг (в зависимости от срока ввода новых генерирующих мощностей западного региона Казахстана). Стоимость проекта - 41 млрд.тенге.

Проект "Строительство ПС 500 кВ Астана с присоединением к НЭС Казахстана линиями 500 кВ" (250 км). Цель – обеспечение надежности электроснабжения г. Астана и Акмолинской области. Срок реализации – 2021-2025 годы. Стоимость проекта – 23,7 млрд.тенге.

Эксплуатация и техническое обслуживание НЭС

Одной из главных задач, стоящих перед Компанией, является надежная и бесперебойная передача электрической энергии, которая достигается проведением качественного ремонта и технического обслуживания оборудования подстанций и линий электропередачи, которые входят в состав НЭС. Компания имеет регулярную, действующую программу предупреждающего и корректирующего технического обслуживания. Использование современных методов и передовых технологий, а также высококвалифицированного персонала позволяет своевременно определять дефекты и выполнять ремонт.

В 2013 году филиалы Компании имели готовность линий электропередач между 93,1% и 99,6%. Как отмечено в таблице, приложенной ниже, по сравнению с другими системными операторами, отдельные филиалы Компании имели хорошую готовность линий, в то время как другим филиалам Компании есть к чему стремиться.

Компания	KEGOC	Eirgrid	National	REE	SAOC	Transgrid
Год	2013	2013	2013-2014	2013	2008	2013
Страна	Казахстан	Ирландия	Соединённое Королевство	Испания	Оман	Австралия
Уровень напряжения (кВ)	35 - 1150	110 - 400	132 - 400	132 - 400	132 -220	132 - 500
Протяженность воздушной линии электропередач (км)	24 533	6 .458 (1)	7 200	42 008(1) 42.008	3 324	12 600
Количество подстанции	76	>100	335	5 216(2)	38	91
Установленная мощность трансформатора (мегавольтампер)	35 875.05	10 764	Нет данных	72 432	10 746	Нет данных
Ежегодная готовность, %	93.1 – 99.6(3)	94.80 - 96.78(4)	99.9	98.13	98.49	98.99

Пояснения: (1) длина цепей, (2) секции цепи (3) мин./макс. значения всех ветвей цепи, (4) диапазон относится к различным классам напряжения

Кроме стратегической инвестиционной деятельности, описанной в предыдущем разделе, расходы Компании направлены на поддержание надлежащего технического состояния линий электропередачи и оборудования подстанций.

На техническое обслуживание и ремонт НЭС в 2011 году Компания потратила 2 299 439 млн. тенге, а в 2012 году – 2 735 124 млн. тенге. Компания ведет ежедневную деятельность и техническое обслуживание НЭС, предпринимая действия по поиску и обеспечению соответствия с установленными стандартами, а также максимальной возможности системы непрерывно

поставлять электрическую энергию клиентам Компании. Стратегическая инвестиционная деятельность Компании отражает ее рабочую практику в плановом порядке проверять и пересматривать ежедневные проверки и регулярно пересматривать активы системы передач.

В филиалах KEGOC осуществлен переход от системы планово-предупредительных ремонтов и обслуживания электрооборудования к обслуживанию по результатам оценки технического состояния основных фондов. В конце 2013 года в Компании внедрена система управления производственными активами, основной целью которой является обеспечение надежной работы НЭС путем формирования среднесрочной и долгосрочной программ ремонтов и замены оборудования. После внедрения нового программного обеспечения на базе Oracle у Компании появилась возможность планирования работ по техническому обслуживанию и замене оборудования на срок до пяти лет. Базовым принципом данной системы является формализованное планирование ремонтов и замены оборудования на основе оценки реального состояния оборудования и рисков его отказа. Реализация и внедрение данного проекта позволит Компании значительно сократить операционные и инвестиционные издержки при соблюдении требований по надежности и безопасности.

Потери

В настоящее время в Казахстане наблюдается рост производства электроэнергии и, как следствие, увеличение объемов электроэнергии, передаваемой через НЭС. В 2013 году потери при передаче электроэнергии в сети KEGOC составили 2 387 млн. кВт·ч (с января по май 2014 года потери электроэнергии при передаче достигли 1 132 млн. кВт·ч). Существуют следующие виды потерь:

- нагрузочные потери – 63%;
- потери на корону – 21%;
- потери в реакторах – 8%;
- потери от холостого хода в трансформаторах – 5%;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – 3%.

В процентном эквиваленте, потери в 2013 году составили от 1,5% до 8,8% (за пять месяцев 2014 года потери составили от 1,2% до 10,7%), в зависимости от филиала. Основные отличия филиалов, приводящие к различным уровням потерь – это различия в классах напряжения сетей, длине транзитов и объемах передаваемой электроэнергии.

За последние несколько лет средние потери в НЭС на линиях электропередачи 35–1150 кВ оставались на одном уровне или сокращались. В 2013 году потери составили 5,49%. В 2012 году – 5,72%, в 2011 году – 5,90%. В нижеприведенной таблице можно видеть примеры технических потерь в других странах.

Страна	Потери (%)
Германия	0,8–1,9
Финляндия	1,6
Австралия	4,0
Соединенное Королевство	1,8
Подразделения KEGOC	1,5–8,8

Сравнение потерь для линий в 110 кВ – 500 кВ

Показатели потерь для отдельных филиалов KEGOC находятся на уровне европейских. Согласно данным ENTSO-E (Европейской сети системных операторов по передаче электроэнергии), среднестатистические потери при передаче электроэнергии в ЕС составляют менее 3% передаваемой энергии, а часто и намного меньше. В то же время, при рассмотрении показателей потерь, следует принимать во внимание большие расстояния, на которые осуществляется электропередачи по сетям KEGOC и, соответственно, значительные нагрузочные потери.

Нетехнические потери в НЭС отсутствуют, благодаря наличию в НЭС автоматизированной системы контроля и учета энергии (**"АСКУЭ"**).

Меры по сокращению потерь

Передача электроэнергии от места ее производства до пунктов потребления в силу физических процессов приводит к техническим потерям электроэнергии как в проводах воздушных линий, так и оборудовании подстанций.

Потери электроэнергии в сетях KEGOC включают переменные и условно-постоянные потери. Переменные потери включают нагрузочные потери в линиях электропередачи, силовых трансформаторах и автотрансформаторах. Нагрузочные потери обусловлены сопротивлением электрических проводов, в результате которого электроэнергия во время передачи преобразуется в тепло.

Основным влияющим фактором здесь является объем передаваемой электроэнергии и длина транзита. Чем больше объем передаваемой электроэнергии и длина транзита, тем выше нагрузочные потери.

Условно-постоянные потери в основном не зависят от потоков энергии и включают в себя следующие компоненты:

- Потери на корону в воздушных линиях электропередачи
- Потери холостого хода трансформаторов и автотрансформаторов
- Потери в реакторах
- Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Потери на корону вызваны коронным разрядом в высоковольтных линиях электропередачи (220 кВ и выше). Таким образом, потери на корону непосредственно зависят от класса напряжения. При неблагоприятных погодных условиях (влажность, обледенение), потери на корону резко увеличиваются. Для сокращения потерь на корону, целесообразно оборудовать линии двумя вспомогательными проводами. В случае линий 500 кВ, целесообразно увеличить количество проводов на одну фазу до четырех (например, в Германии линии 400 кВ оснащены четырьмя проводами в пучке, что позволяет снизить объемы потерь).

Потери холостого хода трансформаторов и потери в реакторах зависят от эффективности работы оборудования и рабочего напряжения, а также времени работы оборудования. Один из возможных способов сокращения потерь данного вида – это отключение незагруженных трансформаторов и выведение их в резерв. Это возможно при условии, что гарантированы требуемый уровень готовности сети, а также приемлемые уровни напряжения. Другая возможность состоит в установке трансформаторов с оптимизированным уровнем потерь.

Собственные нужды включают потребление электроэнергии, необходимой для нормальной работы оборудования и персонала. Это включает отопление, а также охлаждение оборудования и эксплуатационных помещений, освещение, вентиляцию, энергообеспечение вспомогательных цепей и электроприводов. Потребление на собственные нужды может быть сокращено путем модернизации подстанций и внедрения энергосберегающего оборудования.

В результате реализации технических мероприятий по сокращению потерь на передачу электроэнергии в сети KEGOC в 2013 году, потери были снижены на 6,3 млн. кВт-ч, что включает в себя:

- 6,2 млн. кВт-ч в результате отключения силовых трансформаторов в условиях пониженной нагрузки;
- 0,1 млн. кВт-ч в результате отключения линий в условиях пониженной нагрузки.

Запасные части

Процент современного оборудования составляет 67% для выключателей, 62% - для разъединителей, 54% - для трансформаторов тока и 71% для трансформаторов напряжения. С течением времени, для старого оборудования обычно получить запасные части от производителей

становится все тяжелее. В Компании считают, что доступность запасных частей не является проблемой. Такое мнение основано на том, что старое оборудование относится к тому же типу, что и передающие мощности в странах всего бывшего СССР. Тем самым существует достаточно большой рынок для производителей в плане специализации и обслуживания. Поэтому, по данным KEGOC, все необходимые запчасти доступны. Кроме этого, филиалы используют демонтированное в ходе мероприятий по модернизации оборудование в качестве источника запасных частей. В целом, существующая ситуация рассматривается скорее как переходной период, так как все больше оборудования замещается новым.

Информационные системы

С 2005 года Компания использует аппаратно-программную систему для оперативно-диспетчерского управления SCADA/EMS от Siemens.

В рамках реализации проекта "Модернизация Национальной электрической сети, 1 этап" система SCADA/EMS "Национального диспетчерского центра Системного оператора" (НДЦ) и Региональных диспетчерских центров (РДЦ) была модернизирована.

В связи с устареванием аппаратно-программного обеспечения, а также функциональной не совершенностью системы SCADA/EMS, KEGOC рассматривает возможность приобретения новой системы.

После завершения строительства нового здания головного офиса Компании в Астане, Компания перебазировала НДЦ в новое здание. Новый НДЦ оборудован увеличенным щитом управления. Так же для полноценной визуализации режимов генерации-потребления субъектов ЕЭС Казахстана был установлен режимный щит.

Регулирование

Регуляторные требования

Основными государственными органами, регулирующими деятельность Компании являются Министерство национальной экономики (**"МНЭ"**) и Министерство энергетики (**"МЭ"**). Информация об этих регулирующих органах и регуляторных требованиях, применяемых к Компании, указана в разделе "НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ".

Иные регуляторные требования, применимые к деятельности Компании и которые могут включать в себя требования по предоставлению отчетности, получению разрешений и проведению регулярных аудиторских проверок, а также по соблюдению законов включают:

- требования таможенного законодательства при импорте или экспорте товаров и оборудования;
- требования, связанные с вопросами землепользования и строительства; и
- требования, связанные с использованием опасных производственных объектов.

Кроме того, Компания обязана соблюдать требования, предъявляемые к организациям, входящим в группу Фонда, включая требования правил по закупкам товаров, работ и услуг и требования правил по утверждению сделок, в которых имеется заинтересованность. Более подробная информация об этих требованиях указана в разделе "ОСНОВНОЙ АКЦИОНЕР".

Лицензии

KEGOC осуществляет свою деятельность на основании следующих лицензий:

- Государственная лицензия № 0001816 от 7 сентября 2006 года, выданная Управлением государственного архитектурно-строительного контроля г. Астаны на занятие видами работ (услуг) в сфере архитектурной, градостроительной и строительной деятельности. Срок действия - бессрочная;
- Генеральная лицензия № 000495 от 13 июля 2009 года, выданная АРЕМ на осуществление деятельности по покупке электрической энергии в целях энергоснабжения. Срок действия – бессрочная. Ранее Компания осуществляла деятельность на основании Генеральной лицензии

№ 003383 от 19 ноября 2004 года на осуществление деятельности по покупке в целях перепродажи электрической энергии, которая была повторно получена Компанией в 2009 году в связи со сменой вида лицензируемой деятельности;

- Лицензия серия Р № 576/11 от 10.02.11г. на деятельность, связанную с оборотом прекурсоров, выданная Комитетом по борьбе с наркобизнесом и контролю за оборотом наркотиков МВД Республики Казахстан, срок действия – до 10 февраля 2016г.

Информация о Компании

Детали

Головной офис Компании находится по адресу: Республика Казахстан, 010010, Астана, ул. Тәуелсіздік, здание 59. Национальный диспетчерский центр находится в головном офисе Компании. Компания также имеет офис в г. Алматы, и девять региональных филиалов, информация о которых указана ниже в разделе Центры региональной диспетчеризации.

Схема, показывающая головной офис, филиалы и представительства приведена ниже.

Рейтинги

Компания имеет следующую историю кредитных рейтингов.

	Standard & Poor's	**Moody's**	**Fitch Ratings**
2003	BB / позитивный	B1 / позитивный	-
2004	BB+ / стабильный	Baa3 / позитивный	-
2005	BB+ / стабильный	BaBaa3 / позитивный	-
2006	BB+ / стабильный	Baa1 / стабильный	-
2007	BB+ / стабильный	Baa1 / стабильный	BBB / негативный
2008	BB+ / негативный	Baa1 / стабильный	BBB- / негативный
2009	BB+ / стабильный	Baa3 / негативный	BBB- / негативный/ стабильный
2010	BB+ / стабильный	Baa3 / негативный	BBB- / позитивный
2011	BB+ / стабильный	Baa3 / стабильный	BBB / позитивный
2012	BB+ / стабильный	Baa3 / стабильный	BBB+ / стабильный

2013	BB+ / стабильный	Baa3 / стабильный	BBB+ / стабильный

Аффилиированные лица

Следующая информация представлена согласно требованиям статьи 6 раздела 3 Приложения 2 к Листинговым правилам Казахстанской фондовой биржи (ноябрь 2009).

KEGOC имеет 2 дочерние компании и миноритарную долю в юридическом лице, которые описаны ниже.

АО "Энергоинформ"

АО "Энергоинформ" было образовано Компанией в 2002 году в качестве некоммерческой организации, являющейся юридическим лицом, в целях выполнения функций поддержки, связанных с обслуживанием информационно-телекоммуникационного комплекса KEGOC. В ноябре 2010 года Энергоинформ было реорганизовано в акционерное общество, в котором KEGOC владеет 100% голосующих акций АО "Энергоинформ". Уставный капитал АО "Энергоинформ" составляет 2 179 700 000 тенге. Основные виды деятельности АО "Энергоинформ" включают:

1. оказание услуг по эксплуатационному обслуживанию оборудования электрических сетей;
2. консалтинговые услуги в сфере информационно-телекоммуникационной области и ИТ;
3. оказание услуг, выполнение работ и поставка товаров в сфере информационно-телекоммуникационных технологий, системной интеграции и информационных систем управления;
4. предоставление услуг в области связи; и
5. реализация товарно-материальных запасов.

Первым руководителем АО "Энергоинформ" является Абдугалиев Ануар Молдагалиевич.

Юридический и фактический адрес: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, район Сары-Арка, пр. Сары-Арка, 15.

ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии"

27 августа 2013 г. KEGOC было учреждено ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии" ("**Центр по поддержке возобновляемых источников энергии**"**)**. Цель создания Центра — стимулирование инвестиций в производство энергии с использованием возобновляемых источников и увеличение доли возобновляемых источников в энергетике Казахстана за счет централизованной покупки электроэнергии, полученной от возобновляемых источников всех типов, по фиксированному тарифу.

Основной вид деятельности Центра по поддержке возобновляемых источников энергии — централизованная покупка и продажа электроэнергии, полученной из возобновляемых источников.

Первым руководителем РФЦ является Нурмаганбетов Жандос Демесинович.

Юридический адрес: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, район Сары-Арка, ул. Бейбітшілік, 37.

ПРОЕКТ

Основные финансовые показатели АО "Энергоинформ":

В тысячах тенге

	31 декабря			
	2010г	**2011**	**2012**	**2013**
Доход от оказания услуг……	142 998	1 479 117	1 944 635	3 667 214
Чистая прибыль/убыток…….....	-31 195	32 302	70 244	235 896

Основные Средства

В тысячах тенге

	31 декабря			
	2010	**2011**	**2012**	**2013**
Балансовая стоимость осн.срв:…….	**27 937**	**1 184 833**	**1 213 688**	**1 982 421**
Земля……	-	53 527	53 904	661 987 0
Здания и сооружения…….	-	960 518	939 747	918 963
Машины и передаточное оборудование……..	3 231	95 165	126 059	279 053
Транспорт и прочие осн. ср-ва……..	24 706	75 623	93 978	120 975
НМА……	**7 331**	**1 776**	**7 616**	**35 943**

Основные финансовые показатели "Центра по поддержке возобновляемых источников энергии":

В тысячах тенге

	31 декабря
	2013
Доход от оказания услуг……	
Чистая прибыль/убыток……	**-3 722**

Основные Средства

В тысячах тенге

	31 декабря
	2013
Балансовая стоимость осн.срв:…….	**1 443**
Земля……	
Здания и сооружения……..	
Машины и передаточное оборудование……	
Транспорт и прочие осн. ср-ва……	1 443
НМА……	**200**

Нематериальные активы

Нематериальные активы KEGOC состоят из лицензированного программного обеспечения, поддерживающего производственно-хозяйственную деятельность KEGOC, а именно работу компьютеров и информационных систем Компании. Каждое программное обеспечение является коммерческим продуктом и в соответствии с законодательством Республики Казахстан организации, использующие подобный продукт должны иметь соответствующие лицензии, что является нематериальным активом.

Первоначальная стоимость – 2 816 724 тыс. тенге

ПРОЕКТ

Износ - 1 931 016 тыс. тенге

Остаточную стоимость – 885 708 тыс. тенге

В составе нематериальных активов электронно-цифровые подписи составляют 0,0% от остаточной стоимости нематериальных активов или 0 тенге (20 единиц от общего количества наименований 4 658 единиц).

АО "Батыс транзит"

KEGOC владеет 20 процентами акций АО "Батыс транзит", акционерного общества, созданного в ноябре 2005 года в соответствии с решением Правительства в целях строительства межрегиональной линии передач, соединяющей Северный Казахстан и Актюбинскую область. Целью проекта является достижение большей энергетической безопасности для Западного Казахстана и восполнение дефицита электричества в Актюбинской области. АО "Батыс транзит" является концессионером по договору концессии с Правительством, в лице Министерства Энергетики и Минеральных Ресурсов, которое было преобразовано в Министерство энергетики. В соответствии с договором о концессии Правительство получает право собственности на линию электропередачи, а "Батыс транзит" будет управлять линией до 31 декабря 2022 года. KEGOC полагает, что по окончании срока Договора концессии, линия электропередачи будет передана государством Компании. Однако, передача линии электропередачи Компании, в настоящее время не предусмотрена какими-либо нормативными правовыми актами.

80% акций АО "Батыс транзит" принадлежат ТОО "Мехэнергострой".

Первым руководителем АО "Батыс транзит" является: Председатель Правления Ибрагимов Курмангазы Бейсембаевич.

Юридический и фактический адрес АО "Батыс транзит": Республика Казахстан, 050008, г. Алматы, ул. Шевченко, 162ж, 4 этаж.

ТОО "КазЭнергоПровод"

АО "Энергоинформ " совместно с ТОО "EAST INDUSTRY COMPANY Ltd" (г. Семипалатинск) организовало новое предприятие ТОО "КазЭнергоПровод"для реализации проекта "Производство неизолированного провода".

АО "Энергоинформ" принадлежит 49,9% долей участия в ТОО "КазЭнергоПровод", ТОО "EAST INDUSTRY COMPANY Ltd" принадлежит соответственно 50,1% долей участия. Производство неизолированного провода было начато в мае 2013 года. В настоящее время Компания планирует отчуждение доли участия АО "Энергоинформ" в ТОО "КазЭнергоПровод", поскольку последний является непрофильным активом Компании.

Исследования и разработки

Научно-технический совет

Научно-технический совет Компании (далее - НТС) является рабочим органом KEGOC, созданным с целью принятия решений по вопросам: развития KEGOC; реализации инновационно-технологической стратегии; разработки и организации внедрения новой техники и технологий в проекты нового строительства; реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов; совершенствования режимов работы НЭС, увеличения казахстанского содержания в закупках KEGOC, направленных на повышение надёжности и эффективного функционирования электросетевого комплекса НЭС, снижения издержек по его эксплуатации, развитие отечественного научного и производственного потенциала.

В состав НТС входит руководство Компании и директора основных производственных департаментов. Председателем НТС является – Председатель Правления KEGOC. В случае необходимости на заседания НТС могут приглашаться сотрудники структурных подразделений Исполнительной дирекции, филиалов и дочерних зависимых организаций, а также представители научно-исследовательских и проектных институтов, учебных заведений, электроэнергетических предприятий и других организаций.

Заседания НТС проводятся не реже 1 раза в квартал. Необходимость проведения внеплановых заседаний определяет Председатель НТС. В 2013 году было проведено 5 заседаний НТС.

Международное сотрудничество

KEGOC сотрудничает с международными электроэнергетическими организациями и участвует в работе международных интеграционных объединений с целью формирования координированной стратегии развития электроэнергетической отрасли, повышения эффективности функционирования электроэнергетической системы, обеспечения надежного электроснабжения потребителей путем использования преимуществ параллельной работы с электроэнергетическими системами соседних государств и создания общего электроэнергетического рынка в СНГ и Евразии. Такие организации включают Электроэнергетический Совет СНГ, Координационный электроэнергетический совет Центральной Азии, Совет по энергетической политике при Интеграционном Комитете Евразийского экономического сообщества (ЕврАзЭС), рабочие группы по созданию Общего экономического пространства и Таможенного Союза между Казахстаном, Россией и Беларусью, Энергетический Всемирный Совет.

В 2010 году Компания заключила соглашение с Агентством Торговли и Развития США и получила грант для осуществления технической помощи для мониторинга и диагностики линий электропередачи. В 2014 году работы по мониторингу и диагностике линий электропередачи были завершены.

Социальная ответственность

KEGOC соблюдает принципы постоянного развития, системы успешной экономики, экологические и социальные меры принимаются на основе постоянного взаимодействия с акционерами с целью эффективной реализации стратегии, управления рисками и поддержания деловой репутации Компании.

Компания осознает и понимает необходимость сохранения равновесия между достижением ее экономических целей и ее целями в социальной и природоохранной сферах. Компания имеет процедуру обратной связи, которая включает заинтересованные стороны и с 2009 года готовит и опубликовывает Ежегодные отчеты об устойчивом развитии, которые анализируют уровень соответствия KEGOC мировым стандартам.

Управление персоналом

Работники

По состоянию на 30 августа 2014 года в Компании работает 4 729 человек, из них 690 – административно-управленческий персонал, 4 039 человека - производственный персонал.

За 8 месяцев 2014 года среднемесячная заработная плата работников Компании составила 182004 тенге, в том числе производственного персонала –157 544 тенге, административно-управленческого персонала – 335 339 тенге.

Профсоюз работников энергетического сектора

Общественное объединение "Энергопрофтехсоюз", было организовано работниками KEGOC в 2003 году. Профсоюз имеет комитеты в каждом филиале KEGOC и примерно 85% работников Компании являются его членами. Целью профсоюза является обеспечение соблюдения трудовых прав его членов и регулирование трудовых взаимоотношений. Комитеты в филиалах оказывают работникам Компании консультационную помощь, участвуют в разработке и выполнении коллективных договоров и разрешении трудовых споров.

Целью коллективного трудового договора, заключенного между Компанией и ее трудовым коллективом на 2014 – 2018 годы, является уменьшение уровня несчастных случаев, улучшение охраны здоровья и безопасности труда, предоставление персоналу средств индивидуальной защиты. В коллективном трудовом договоре также отражены вопросы, касающиеся условий труда работников и их оплаты, регулирования трудового распорядка, в том числе времени отдыха при социальных отпусках, предоставления социальных гарантий и компенсаций, конкретизированы меры по социальной поддержке работников и развитию кадрового потенциала, повышения

профессионального уровня работников, определен перечень профессий и должностей, по которым предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска за работу во вредных, тяжелых и опасных условиях. Кроме того, в коллективном трудовом договоре отражены вопросы социальной поддержки ветеранов Великой Отечественной Войны и лиц, приравненных к ним, ветеранов-энергетиков, организации медицинского обслуживания, культурно-массового досуга работников и многое другое.

Также в коллективный трудовой договор включены изменения в соответствии с требованиями трудового законодательства РК, учитывающие все аспекты социально-трудовых отношений, защиты прав работников и улучшения условий труда с целью предупреждения социальной напряженности в коллективе. Коллективный договор распространяет свое действие на всех работников Компании.

KEGOC осуществляет регулярное обучение своих работников в соответствии с ежегодным планом обучения. Компания ежегодно проводит профессиональные тренинги для персонала и организовывает семинары, рабочие группы, образовательную деятельность и другие типы обучения через Учебный центр, который является филиалом АО "Энергоинформ". По итогам 2013 года в Учебном центре прошли обучение 214 работников Компании. Кроме того, Компания ежегодно заключает договоры с ведущими образовательными центрами Казахстана для дальнейшего профессионального развития работников. В 2013 году 1862 работников прошли обучение на курсах повышения квалификации, семинарах, тренингах, конференциях. Также проводится регулярное обучение производственного персонала. В 2014 году планируется обучить 2292 работников. Работники Компании также имеют возможность участвовать в обучающих мероприятиях, проводимых в странах СНГ и дальнего зарубежья.

Охрана труда и здоровья

Компания непрерывно работает над улучшением условий труда, снижением уровня потенциального негативного воздействия деятельности Компании на сотрудников и созданием безопасных условий труда с целью снижения вероятности получения травмы на рабочем месте. Компанией приняты следующие меры по охране труда:

- регулярное обучение и медицинское обследование всех сотрудников Компании;
- выплата обязательной компенсации и предоставление прочих законодательно предусмотренных преимуществ сотрудникам, выполняющих свои должностные обязанности во вредных и опасных условиях труда;
- применение превентивных мер и проведение дополнительного инструктажа. С 2010 по 2013 гг. Компания организовала семинары по технике безопасности при проведении регулярных и внеплановых ремонтных работ во всех отделениях Компании; проводится сертификация ремонтных бригад, подтверждающая надлежащее оснащение бригад средствами индивидуальной защиты, инструментами, оснащением и спецодеждой;
- мониторинг надлежащего технического состояния объектов и оборудования, а также их соответствия требованиям к охране труда и пожаробезопасности. Во время ремонтно-восстановительных и строительных работ Компания проводит дополнительную аттестацию сотрудников и организует дополнительное обучение, направленное на предотвращение снижения стандартов безопасности.

Основные показатели эффективности охраны труда приведены в таблице ниже:

Основные показатели	2010	2011	2012	2013
Количество несчастных случаев со смертельным исходом при производстве работ	1	3	1	0
Количество несчастных случаев на производстве	1	5	1	0
Количество производственных травм	1	7	2	0

Причиной несчастных случаев, имевших место в 2010–2012 гг., стало нарушение стандартов безопасности KEGOC и обстоятельства форс-мажора.

В связи со спецификой деятельности Компании пожаробезопасность имеет первостепенное значение. Ежегодно Компания проводит комплексное обучение персонала правилам пожарной безопасности, а также противопожарное техническое обслуживание установок и оборудования. В 2013 г. общая сумма расходов на программу обеспечения пожарной безопасности составила 11 989 млн. тенге, при этом случаев пожара или возгорания на объектах KEGOC зафиксировано не было.

В Компании внедрена интегрированная система менеджмента, нацеленная на защиту окружающей среды и повышение безопасности труда. Разработанная политика и соответствующие решения являются основной системы экологического менеджмента и управления охраной труда, которые также были разработаны и внедрены в последние годы.

Защита окружающей среды

Основная деятельность Компании не оказывает значительного воздействия на окружающую среду. Однако, как часть общего принципа следования устойчивому развитию, Компания старается сокращать негативное воздействие и улучшать свои природоохранные процедуры.

Ежегодно филиалы KEGOC обращаются в региональные органы по защите окружающей среды для утверждения максимально допустимых выбросов/сбросов загрязняющих веществ. Филиалы также привлекают аккредитованные службы для осуществления экологического мониторинга промышленной деятельности Компании, хранения твердых отходов и утилизации других видов отходов, включая услуги по захоронению отходов. Каждое территориальное подразделение Компании проходит регулярные проверки со стороны региональных органов по защите окружающей среды. Любые выявленные недостатки, своевременно устраняются. Компания не имеет штрафов за какие-либо нарушения законодательства в сфере охраны окружающей среды.

Основными источниками воздействия на окружающую среду в работе Компании являются перечисленные ниже воздействия. Компания принимает следующие меры нивелирования рисков:

- Электромагнитное поле – Компания устанавливает санитарно-защитные зоны и строит стационарные защитные устройства на подстанциях, и обеспечивает персонал соответствующими средствами защиты;
- Шум коронного разряда – уровень шума коронного разряда в основном зависит от погодных условий и от класса напряжения воздушной линии электропередачи. Допустимый уровень акустического шума для объектов Компании определены для жилых районов только для ночного времени. Высоковольтные 500 кВ линии электропередачи не пересекают жилые районы. Высоковольтные 220 кВ линии электропередачи пересекаются с жилыми районами в незначительной степени (405,67 км). Таким образом, предпринятые Компанией мероприятия по защите от шума направлены на защиту персонала Компании, работающего на подстанциях, от воздействия шума.
- Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу– Компания измеряет выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из стационарных и нестационарных источников. Согласно комплексного плана действий по реализации "Долгосрочной стратегии АО "KEGOC" до 2025 года" были приняты обязательства по сокращению выбросов от стационарных источников на 3% в год по сравнению с уровнем нормативных выбросов.
- Водоснабжение на базе грунтовых вод – Пять филиалов Компании используют водоснабжение на базе артезианских вод. Компания привлекает квалифицированных подрядчиков для непрерывного мониторинга качества грунтовых вод в скважинах.
- Отходы от ремонта и модернизации оборудования подстанции – Компания удаляет и утилизирует их в соответствии с применяемыми процедурами и законодательством.

Система управления окружающей средой Компании была разработана в период 2007 – 2009 годов, и ее целью является достижение улучшения всех экологических показателей в будущие годы. KEGOC сертифицирован TÜV NORD CERT GmbH (Германия) – органом по сертификации систем управления качеством на предмет соответствия стандартам качества, охраны окружающей среды,

ПРОЕКТ

охраны здоровья и безопасности труда на производстве: ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007. В соответствии с требованиями Системы Управления Качеством Компании, требования ее политики по охране окружающей среды передаются и предоставляются всем сторонам в работе Компании, включая по инвестиционным проектам.

Все инвестиционные проекты должны быть изучены экспертом по охране окружающей среды в соответствии с действующим законодательством и Компания также должна предоставлять ежеквартальные отчеты многосторонним институтам, которые предоставляют ей финансирование, таким как ЕБРР.

Благотворительная деятельность

Компания оказывает благотворительную и спонсорскую помощь в области искусства и культуры, ветеранам и пенсионерам и в обучении специального персонала. Компания также вносит вклады в фонды по борьбе с последствиями природных катастроф. Например, в 2010 году Компания сделала взнос в размере 80 млн. тенге в фонд помощи пострадавшим от наводнения в Алматинской области.

В течение 2013 года KEGOC оказано спонсорской и благотворительной помощи на общую сумму 243 342 000 тенге, из которых спонсорской помощи оказано на общую сумму 97 242 800 тенге. Основными приоритетами оказания спонсорской помощи в 2013 году являлась поддержка:

- мероприятий по поручению Президента Республики Казахстан, Премьер-Министра Республики Казахстан, Руководителя Администрации Президента Республики Казахстан, органа управления Фонда, в соответствии с решениями исполнительного органа Фонда;
- отдельных видов спорта и спортивных мероприятий;
- социально-значимых проектов;
- организационно-практических мероприятий, связанных с деятельностью KEGOC (международные конференции, форумы, инвестиционные саммиты, круглые столы и т.п.).
- Компания также участвует в некоммерческих профессиональных организациях, таких как Казахстанская Электроэнергетическая Ассоциация.

Страхование

Компания застраховала свои риски на случай причинения ущерба имуществу в АО"Страховая компания "Номад Иншуранс".

В 2014 г оду расходы Компании на страхование имущества составили 65,6 млн. тенге. Расходы на обязательное страхование работников от несчастных случаев при исполнении трудовых обязанностей по основным видам деятельности составили 75,372 млн. тенге, по неосновным видам деятельности – 851 000 тенге. Расходы на обязательное страхование гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам составили 1,013 млн. тенге.

Компания также застраховала гражданскую ответственность как владелец транспортных средств (обязательное и добровольное страхование).

KEGOC осуществляет страхование риска наступления ответственности директоров и должностных лиц.

KEGOC не осуществляет страхование риска приостановки бизнеса, страхование ключевых специалистов, страхование от терроризма и саботажа.

Программа страхования Компании соответствует требованиям Казахстанского законодательства. Компания считает, что ее страховое покрытие является адекватным и достаточным для отрасли и месторасположения Компании.

Судебные разбирательства

Время от времени Компания может становиться участником судебных разбирательств, в том числе и ответчиком, по предъявляемым к Компании искам, в порядке её обычной деятельности. С 1

ПРОЕКТ

января 2013 г. до даты настоящего Предварительного инвестиционного меморандума, за исключением арбитража и связанных с ним процессуальных действий в отношении ГАК "Узбекэнерго" ("**Узбекэнерго**"), Компания или какие-либо её активы не являлись стороной каких-либо судебных разбирательств которые, при вынесении судом неблагоприятного для Компании решения, имели бы по отдельности или в совокупности существенный неблагоприятный эффект на хозяйственную деятельность компании, результаты её работы, финансовые условия или движение наличных средств. Вне зависимости от результата, судебное разбирательство может оказать неблагоприятное влияние на Компанию из-за судебных издержек и затрат на урегулирование спора, разделения управленческих ресурсов и других факторов.

Арбитражные действия и связанные с ними процессуальные действия с участием Узбекэнерго

Компания является участником в четырёх арбитражных разбирательствах против Узбекэнерго – узбекистанской компании, осуществляющей передачу и распределение электроэнергии. Каждое из четырёх арбитражных разбирательств в целом связано с неисполнением Узбекэнерго обязательств по своевременной оплате электроэнергии, приобретённой у KEGOC. Арбитражные иски были поданы в Международный коммерческий арбитражный суд при Торгово-промышленной палате Российской Федерации в г. Москве в соответствии с положениями соответствующих договоров о поставках электроэнергии. Первые два арбитражных разбирательства инициированы KEGOC 7 мая 2012 года в целях взыскания долга за ноябрь, декабрь 2011 года и 15 февраля 2013 года в целях взыскания задолженности за электроэнергию за январь-февраль 2013 г. Сумма первого иска включала неоплаченную цену покупки в размере 9 483 320 долл. США и пеню в размере 1 207 922 долл. США. Сумма второго иска включала неоплаченную цену покупки в размере 7 386 990 долл. США и пеню в размере 208 168 долл. США. Сумма основного долга в обоих случаях была уплачена «Узбекэнерго» до вынесения решения МКАС. Арбитражным судом принято решение в пользу Компании о взыскании с «Узбекэнерго» начисленных штрафных санкций и судебных издержек. В связи с неисполнением ответчиком вынесенных решений в добровольном порядке, KEGOC в настоящее время предпринимаются меры по принудительному взысканию через государственные суды Республики Узбекистан в соответствии с Конвенцией о признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений (Нью-Йорк, 10 июня 1958 года).

Два других иска: за не своевременную оплату по договору на оказание услуг по регулированию (частоты) мощности в 2013 г. на сумму 17 122 560 долл. США, а также пени в размере 402 787,84 долл. США и за не своевременную оплату по договору о поставках электроэнергии в октябре – декабре 2013 г. на сумму 10 320 311,74 долл. США, а также пени в размере 445 602,18 долл. США, находятся в стадии рассмотрения.

Другие судебные разбирательства

В соответствии с действующими правилами Казахстанской фондовой биржи, зарегистрированная компания, в частности, KEGOC, обязана сообщать обо всех судебных разбирательствах или аналогичных правовых мероприятиях с участием данной зарегистрированной компании, способных привести к прекращению деятельности зарегистрированной на бирже компании или сокращению ее деятельности либо наложению или возникновению каких-либо обязательств, при которых в каждом случае оспариваемая сумма составляет 1 852 000 тенге или более. Ниже приводится список таких судебных разбирательств. KEGOC не считает, что какие-либо из этих судебных разбирательств являются существенными.

Иски KEGOC против ТОО "Таразский металлургический завод"

28 августа 2013 г. KEGOC инициировал два судебных разбирательства в отношении ТОО "Таразский металлургический завод" (**"ТМЗ"**) на сумму 99 900 668 тенге и 4 037 995 тенге. Оба вышеуказанных иска отражают непогашенную задолженность за услуги передачи и балансировки электроэнергии. Оба иска KEGOC были удовлетворены судами. Однако Компания смогла взыскать лишь 1 080 060 тенге в соответствии с первым иском и на данный момент находится в процессе исполнительного производства по решению суда относительно второго иска. Сумма не взыскана полностью в связи с отсутствием денег у Должника. В настоящее время в установленном

порядке ведется исполнительное производство Департаментом по исполнению судебных актов Жамбылской области.

Иск ТОО "Интер РАО Центральная Азия" против KEGOC

В декабре 2012 г. ТОО "Интер РАО Центральная Азия" подало иск против KEGOC на сумму 6 245 273 тенге. Компания "Интер РАО Центральная Азия" утверждала, что часть фактического баланса произведённой и потреблённой электроэнергии была неверна и обратилась за компенсацией понесённого вследствие этого ущерба. Суд удовлетворил требования Интер РАО Центральная Азия 17 января 2013 г. KEGOC выплатила всю сумму, присуждённую в пользу Интер РАО Центральная Азия.

Иск ТОО "DIGITAL TV" против KEGOC

ТОО "DIGITAL TV" обратилось с исковым заявлением в СМЭС г. Астана о взыскании с Компании суммы задолженности и неустойки по договору о закупках услуг Провайдера Интернет по технологии WiMax 4G (скорость 1024 Кбит/с) от 07.02.2012 г. № 27-Д-161. Иск явился следствием того, что после заключения договора контрагент передал права провайдера третьему лицу, с которым KEGOC не имело договорных отношений.

Решением СМЭС г. Астана от 11.01.2013 г. по делу №02-50-13 в удовлетворении исковых требований ТОО "DIGITAL TV" по взысканию задолженности в размере 1 760 000 тенге и неустойки в размере 176 000 тенге отказано, однако кассационной коллегией решение отменено, с KEGOC взыскан основной долг в сумме 1 760 000 тенге и неустойка в размере 88 000 тенге.

Иск KEGOC к Н. Аршабаеву и Б. Молдакулову о возмещении ущерба от лжепредпринимательства в сумме 2 996 892,1 тенге удовлетворен Енбекшинским районным судом г. Шымкента в полном объеме, (Решение от 10.07.2013 г.).

Иск KEGOC к Джумадиллаеву Б. о возмещении ущерба от лжепредпринимательства на сумму 3 346 196 тенге удовлетворен Бостандыкским районным судом г. Алматы (решение от 25.09.2014 г.).

Иск KEGOC к Курносову А. о возмещении ущерба от лжепредпринимательства на сумму 1 710 763 тенге также удовлетворен Рудненским городским судом (решение от 31.07.2014 г.) в полном объеме.

В течение 2014 года KEGOC не являлось участником судебных разбирательств, за исключением судебных разбирательств с ГАК "Узбекэнерго".

Административные штрафы

Какие-либо административные санкции в отношении KEGOC и его руководства государственными органами и/или судами в период с 1 января 2013 г. до даты данного Предварительного инвестиционного меморандума не налагались.

ПРОЕКТ

ОСНОВНОЙ АКЦИОНЕР

История

АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" было образовано Правительством, в лице Государственного Комитета Республики Казахстан по управлению государственными имуществом в соответствии с Постановлением Правительства № 1188 от 28 сентября 1996 года.

Государственный Комитет по управлению государственными имуществом был в дальнейшем реорганизован в Департамент управления государственным имуществом и активами Министерства Финансов, Департамент государственного имущества и приватизации Министерства Финансов и, наконец, в Комитет государственного имущества и приватизации Министерства Финансов.

В 2006 году государственные акции Компании были переданы Казахстанскому холдингу по управлению государственными активами АО "Самрук" ("**Самрук**"). Правительству принадлежало 100% акций Самрук. Самрук был образован для владения принадлежащими государству пакетами акций и обеспечения эффективного управления следующими компаниями: АО "Национальная Компания "КазМунайГаз", АО "Национальная Компания "Казахстан Темир Жолы", АО "Казпочта", KEGOC и АО "Казахтелеком".

В 2008 году по решению Президента и Правительства Самрук был объединен с Фондом устойчивого развития "Казына", который также на 100% принадлежал Правительству. В результате было создано АО "Фонд национального благосостояния "Самрук-Қазына" (**"Фонд"**), которое в настоящее время является единственным акционером Компании.

Фонд был образован для укрепления конкурентоспособности и устойчивости экономики Казахстана, предотвращения негативного влияния изменений на мировых рынках на экономический рост страны. Ключевой целью Фонда является управление акциями (долями) в государственных институтах развития, национальных компаниях и других юридических лицах, которыми он владеет, для максимизации их долгосрочной ценности и повышения их конкурентоспособности на мировых рынках.

Количество компаний, акциями которых владеет Фонд (полностью или в части) значительно превышает количество компаний, которые принадлежали Самрук. Фонд владеет акциями компаний, работающих в нефтегазовой, горнодобывающей, химической, атомной и транспортной промышленности, в финансовом секторе, энергетике, в сфере телекоммуникаций, фармацевтики, недвижимости и строительстве. В 2013 году Фонд контролировал активы стоимостью 15 294 млрд. тенге.

Основной акционер

Непосредственно перед Потенциальным предложением, Фонд будет являться единственным участником Компании и непосредственно после Потенциального предложения, Фонду будут принадлежать 90% плюс одна простая акция Компании.

Компании не известно о каких-либо иных лицах, которые в настоящий момент или непосредственно после Потенциального предложения, могли бы осуществлять, напрямую или косвенно, совместно или отдельно, право контроля над Компанией. Описание существующих мер, призванных не допустить злоупотребление Фондом свои правом контроля над Компанией, Вы можете найти ниже в разделе "1) СДЕЛКИ, В СОВЕРШЕНИИ КОТОРЫХ ИМЕЕТСЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ (СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ)", в подразделе "Соглашение о взаимоотношениях". За исключением ограничений, налагаемых на Фонд в соответствии с Соглашением с акционером, не существует разницы между правами голоса по акциям вышеуказанного мажоритарного акционера и правами голоса по Акциям, предоставляемым любым другим акционерам Компании.

Аффилиированные лица

Список иных аффилиированных лиц Компании представлен в разделе "ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЛИСТИНГЕ".

СДЕЛКИ, В СОВЕРШЕНИИ КОТОРЫХ ИМЕЕТСЯ ЗАИНТЕРЕСОВАННОСТЬ (СДЕЛКИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ)

Обзор

В ходе осуществления своей обычной хозяйственной деятельности, Компания заключила и продолжает заключать сделки, в совершении которых имеется заинтересованность, с компаниями, аффилиированными с ее основным акционером, т.е. Фондом. После Потенциального предложения, Фонду будут принадлежать 90% плюс одна акция Компании. Смотрите раздел "ОСНОВНОЙ АКЦИОНЕР".

Процедура заключения сделок между компаниями группы Фонда регулируется Законом о ФНБ (Закон "О Фонде национального благосостояния" от 1 февраля 2012 года № 550-IV). Закон о ФНБ наделяет Совет директоров Фонда правом определять порядок заключения сделок между компаниями Группы Фонда. Закон о ФНБ дает широкое определение термину "Группа Фонда", которое включает: (i) Фонд; (ii) организации, в которых Фонд владеет более 50% акций с правом голоса или долей участия ("Организации Фонда"); (iii) дочерние предприятия Организаций Фонда, в которых Организации Фонда владеют более 50% акций (с правом голоса) или долей участия ("Дочерние предприятия"); и (iv) компании, в которых Дочерние предприятия владеют более 50% акций (с правом голоса) или долей участия.

27 апреля 2009 года Совет директоров Фонда утвердил Правила заключения сделок между компаниями Группы Фонда (Правила заключения сделок между организациями, входящими в группу АО "Самрук-Қазына", в отношении совершения которых Законом об акционерных обществах установлены особые условия).

Правила заключения сделок между компаниями Группы Фонда, уполномочивают Правление Компании принимать решения о заключении сделок с другими компаниями Группы Фонда. Решение считается принятым, если 75% всех членов Правления Компании проголосовало за принятие решения. Совет директоров Компании также вправе по своему усмотрению принимать решение о заключении сделки с компаниями Группы Фонда простым большинством голосов.

Значительная часть выручки Компании приходится на сделки с другими компаниями Группы Фонда (сделки со связанными сторонами), большая часть которых предполагает предоставление другим компаниями Группы Фонда регулируемых услуг, в частности, передачи электроэнергии, услуг по технической диспетчеризации, а также по организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Компания заключает такие сделки со связанными сторонами на условиях, согласованных сторонами, и не всегда на рыночных условиях, за исключением регулируемых услуг, которые оплачиваются по тарифам, утверждаемым регулятором.

Кроме того, Компания проводит закупки товаров и услуг у других компаний Группы Фонда. По большей части это услуги связи, энергетические услуги и закупки электрической энергии. Компания проводит такие сделки со связанными сторонами на условиях, согласованных сторонами, и не всегда на рыночных условиях, за исключением случаев, когда тарифы на такие услуги также регулируются государственными органами. Закупки услуг связи и электрической энергии, как правило, осуществляются на основе тарифов, утвержденных регулятором.

Закон Республики Казахстан об акционерных обществах определяет "сделку, в совершении которой обществом имеется заинтересованность" как сделки между Компанией и ее аффилиированными лицами. Кроме того, Международными стандартами финансовой отчетности ("МСФО") 24 установлены критерии признания лица "связанной стороной". Согласно МСФО 24, определение "сделки со связанными сторонами" шире, чем понятие "сделки, в совершении которой обществом имеется заинтересованность" по Закону об акционерных обществах, и включает в себя более широкий перечень организаций и физических лиц. Для целей настоящего Предварительного инвестиционного меморандума в понятие "сделок со связанными сторонами" входят все сделки, подпадающие под определение "сделки, в совершении которых обществом имеется заинтересованность" по Закону об акционерных обществах, а также "сделки со связанными сторонами" согласно МСФО 24.

В приведенной ниже таблице указаны финансовые показатели по сделкам со связанными сторонами, заключенным Компанией в 2011, 2012, 2013 и за первые шесть месяцев 2014 года, отраженные в финансовой отчетности Компании за соответствующие отчетные периоды.

	За отчетные годы, закончившиеся 31 декабря			За шесть месяцев, закончившиеся 30 июня 2014 г.
	2011	**2012**	**2013**	**2014**
	(тыс. тенге)			
Дебиторская задолженность по сделкам со связанными сторонами……	328 244	255 882	551 681	630 911
Кредиторская задолженность по сделкам со связанными сторонами……	2 331 101	799 991	1 408 234	3 044 434
Продажи связанным сторонам.....	12 353 651	13 461 880	19 879 498	10 981 585
Закупки от связанных сторон……	12 127 858	16 678 080	21 651 340	10 919 909

Конфликт интересов между Компанией и Фондом

В соответствии с Правилами заключения сделок между компаниями Группы Фонда, Правление Компании вправе принимать решения о заключении сделок с другими компаниями Группы Фонда. Совет Директоров Компании также может, по своему усмотрению, принимать решение о заключении сделки с компаниями Группы Фонда. На дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума Фонд является единственным акционером Компании, и после Потенциального предложения Фонду будут принадлежать 90% плюс одна акция Компании. Являясь контролирующим акционером Компании, Фонд фактически контролирует Совет директоров и, следовательно, Правление Компании. Это создает для Компании риск заключения Компанией сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, на условиях менее благоприятных, чем те, которые могут быть получены в рамках сделок между не связанными друг с другом сторонами. Смотрите также фактор риска "Интересы Фонда как основного акционера Компании могут отличаться от интересов Компании и от интересов держателей ее Акций".

Соглашение о взаимоотношениях

Соглашение о взаимоотношениях было заключено между Компанией и Фондом 6 октября 2014 года в целях урегулирования отдельных аспектов взаимоотношений между Компанией и Фондом.

Соглашение о взаимоотношениях устанавливает ряд основных принципов, согласно которым: (i) управление Компанией должно осуществляться с учетом интересов Компании и справедливого отношения во всем акционерам Компании; (ii) Фонд не должен действовать или бездействовать, если такие действия или бездействия могут навредить статусу Компании, как прошедшей листинг; (iii) Фонд обязуется приложить разумные усилия с тем, чтобы члены Совета директоров, которые являются представителями Фонда, осуществляли голосование в соответствии с наилучшей практикой корпоративного управления; (iv) Фонд и Компания будут предпринимать разумные усилия для того, чтобы Компания выплачивала дивиденды в соответствии с дивидендной политикой и Уставом Компании; (v) Компания и Фонд будут совершать любые сделки и строить взаимоотношения между Фондом и/или его дочерними компаниями и Компанией и/или ее дочерними компаниями на обычных рыночных условиях и строго на коммерческих началах, в том числе, принятых в деловой практике группы Фонда и, принимают на себя обязательство о том, что все сделки, в совершении которых имеется заинтересованность, будут совершаться в соответствии с требованиями законодательства Казахстана и правил KASE. Фонд не будет предпринимать никаких действий или бездействовать, если такие действия или бездействия могут помешать Компании и ее дочерним компаниям осуществлять свою хозяйственную деятельность на условиях, указанных выше; и (vi) Фонд не будет распространять на Компанию и ее дочерние компании действие внутренних нормативных документов, утвержденных Фондом, исполнение которых повлечет ущемление прав акционеров Компании, предусмотренных законодательством

ПРОЕКТ

Казахстана, которые принадлежат им в связи с владением Акциями. Смотрите также фактор риска "Компания может не добиться принудительного исполнения своих прав по Соглашению о взаимоотношениях".

Сделки с членами Совета директоров, членами Правления и Ключевыми работниками

Компания не заключала сделок с членами Правления, с членами Совета директоров или с ключевыми работниками, указанными в разделе "РУКОВОДСТВО", в период с 1 января 2013 г. по дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума.

Существенные сделки со связанными сторонами

Ниже представлен список существенных сделок со связанными сторонами, заключенных Компанией с другими дочерними и аффилиированными лицами Группы Фонда в период с 1 января 2013 г. по дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума.

Сделки со связанными производителями электрической энергии

KEGOC закупает по тарифам, утвержденным государственными органами, электроэнергию у АО "Станция Экибастузская ГРЭС-2" и ТОО "Экибастузская ГРЭС-1" для компенсации потерь электрической энергии при передаче.

Поставщики	**ТОО ГРЭС-1 (тыс. тенге)**	**АО ГРЭС-2 (тыс. тенге)**
2011 год	515 027,97	8 405 011,61
2012 год	1 481 926, 44	10 674 621,69
2013 год	0	15 114 863,81
2014 год (6 мес.)	2 563 838,05	5 887 834,82
Итого	**4 560 792,46**	**40 082 331,93**

Сделка с АО "Балхашская тепловая электрическая станция"

В сентябре 2013 года Компания заключила с АО "Балхашская ТЭС " соглашение о продаже активов (объекты и имущество незавершенного строительства ЮКГРЭС) на общую сумму 149 737 000 тенге (порядка 826 363 долл. США). Цена продажи была установлена по результатам открытого аукциона, проведенного KEGOC.

Компания также заключила соглашение с АО «Балхашская ТЭС», в соответствии с которым АО «Балхашская ТЭС» будет оказывать долгосрочные услуги по поддержанию готовности электрической мощности. Дочерняя компания Фонда является акционером АО «Балхашская ТЭС». Смотрите раздел – "БИЗНЕС", "Рынок электрической мощности". Балхашская ТЭС в настоящее время находится в стадии строительства и, соответственно, Компания не производит каких-либо платежей в пользу АО «Балхашская ТЭС» по заключенном договору. Ожидается, что после ввода в эксплуатацию и аттестации мощности Балхашской ТЭС платежи по договору о предоставлении услуг по поддержанию готовности электрической мощности будут существенными, учитывая максимальный объем услуг, утвержденный Правительством.

Сделки с АО "Национальная компания "КазМунайГазӨнімдері "

KEGOC закупает у АО "Национальная компания "КазМунайГазӨнімдері" бензин. В 2013 году общая сумма договора составила 459 401 720 тенге (порядка 2 524 185 долл. США). Цена бензина находится в диапазоне, установленном Правительством.

Согласно Приказу Председателя АРЕМ №76-ОД от 6 марта 2013 года, установлены предельные цены на розничную реализацию нефтепродуктов, на которые установлено государственное регулирование цен. На базе указанных цен Компания заключила договор на поставку ГСМ с АО "КазМунайГазӨнімдері", входящий в холдинг АО "ФНБ "Самрук-Казына". Общая сумма договора в 2013 году по поставке ГСМ составила 390 785 050,00 тенге с учетом НДС.

ПРОЕКТ

Сделка с ТОО "КазЭнергоПровод"

За отчетный год, закончившийся 31 декабря 2013 г. Компания внесла вклад в уставный капитал ТОО "КазЭнергоПровод" в сумме 109 350 000 тенге в соответствии с требованиями учредительных документов ТОО "КазЭнергоПровод".

Банковские сделки

По состоянию на 31 декабря 2013 г. Компания имела текущие банковские счета и депозиты на сумму 95 769 000 тенге в АО "Банк развития Казахстана", считающемся связанной стороной Компании. АО "Банк развития Казахстана" является стопроцентной дочерней организацией НУХ АО "Байтерек".

Гарантированный Правительством долг

По состоянию на 31 декабря 2013 г. у Компании имелись долги на сумму 39 467 326 000 тенге, которые были гарантированы Правительством Республики Казахстан.

Выплата дивидендов

29 марта 2013 г. Компания объявила о выплате дивидендов в размере 2 082 309 000 тенге за 2012 год. Выплата состоялась 11 апреля 2013 г. В июле 2012 года Компания объявила о выплате дивидендов в размере 2 346 674 000 тенге за 2011 год и выплатила указанную сумму. В связи с отсутствием чистого дохода Компании по итогам деятельности за 2013 год Правлением Фонда, действовавшим в качестве единственного акционера Компании, принято решение не начислять и не выплачивать дивиденды по простым акциям Компании за 2013 год.

Прочие сделки

Компания заключает сделки с АО "Казпочта" и АО "Казахтелеком" на основе регулируемых цен и тарифов, утвержденных регулятором.

KEGOC также заключает ряд сделок с организациями Группы Фонда, специализирующимися на оказании таких услуг, как подготовка персонала, организация семинаров, разработка тестовых заданий Корпоративным университетом "Самрук-Казына", а также исследования рынка и подготовка экспертных оценок рыночных цен ТОО "Самрук-Казына Контракт".

KEGOC заключает договоры в рамках процедур, закрепленных Правилами закупок Самрук-Казына. Хотя согласно Правилам закупок Самрук-Казына в большинстве случаев компании Группы Фонда обязаны проводить открытые тендеры по закупке, Правилами также оговаривается ряд исключений, некоторые из которых нацелены на стимулирование сотрудничества внутри Группы Фонда и заключения контрактов закупок между компаниями Группы Фонда. Таким образом, Правилами предусмотрено, что компании Группы Фонда могут закупать услуги, связанные с проведением семинаров, конференций, встреч, тренингов, профессиональной подготовки и т. п., путем прямого заключения договора с определенными образовательными учреждениями, без необходимости проведения тендеров или иные специальных процедур.

Сделки с АО "Батыс транзит"

АО "Батыс транзит" не входит в Группу Фонда, но является аффилиированным лицом KEGOC с 20% долей участия KEGOC в акционерном капитале. АО "Батыс транзит" было создано для строительства межрегиональной линии электропередачи "Северный Казахстан – Актюбинская область”, оператором которой теперь является. KEGOC пользуется услугами передачи электрической энергии, предоставляемыми АО "Батыс транзит". АО "Батыс транзит" пользуется услугами балансирования производства и потребления электрической энергии, предоставляемыми KEGOC. Поскольку KEGOC и АО "Батыс транзит" являются естественными монополиями, цены по договорам между ними устанавливаются согласно тарифам, утвержденным регулирующим органом.

Помимо предоставления вышеуказанных услуг, с февраля 2013 года KEGOC и АО "Батыс транзит" заключили соглашение о подготовке KEGOC технико-экономического обоснования по

проекту подключения ряда производственных мощностей в Актюбинской области к НЭС. Общая сумма договора составила 96 935 000 тенге (порядка 535 000 долл. США).

В 2013 году Компания приобрела у АО "Батыс транзит" облигации, деноминированные в тенге, на общую сумму 735 637 500 тенге. Процентный доход по облигациям АО "Батыс транзит", принадлежащим KEGOC, составил 53 308 000 тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. (за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. – 49 871 000 тенге).

ПРОЕКТ

ОПИСАНИЕ УСТАВА

Действующий Устав Компании ("**Устав**") был принят решением Единственного акционера от 9 апреля 2013 года (протокол №17/13), и зарегистрирован в Департаменте юстиции г. Астаны 22 апреля 2013 года. Решением Единственного акционера от 3 сентября 2014 года (протокол 42/14) внесены изменения в Устав относительно изменения местонахождения исполнительного органа Компании по адресу: 010000, Республика Казахстан, г. Астана, район Алматы, проспект Тәуелсіздік, здание 59.

Устав содержит список основных видов деятельности Компании, все из которых вытекают или связаны со статусом Компании в качестве системного оператора единой энергосистемы Республики Казахстан. Уставом предусмотрено, что перечень видов деятельности, которые может осуществлять Компания, не является исчерпывающим, и Компании разрешено заниматься любым видом деятельности, который не запрещен законодательством Республики Казахстан, с учетом ограничений установленных для субъектов естественной монополии.

Компания ведет деятельность в жестко регламентированной сфере и, соответственно, список видов деятельности, которые может осуществлять Компания, зависит от применимого законодательства. Закон о естественных монополиях существенно ограничивает возможные виды деятельности, которые Компания имеет право осуществлять, налагая запрет на осуществление естественными монополиями каких-либо иных видов деятельности, кроме монополистических, за исключением следующих предварительного согласованных с Министерством национальной экономики видов:

- виды деятельности, технологически связанные с монополистическими; и
- иные виды деятельности, при условии, что доход от таких видов деятельности не превышает 5% дохода Компании.

Права, предоставляемые Акциями

Компания имеет право на выпуск простых и привилегированных акций, но не может предоставить какому-либо одному лицу "золотую" акцию. Как правило, акции предоставляют своим держателям следующие основные права: (i) право на получение дивидендов; (ii) право на участие в управлении Компанией; (iii) право на получение части активов, оставшихся после удовлетворения требований кредиторов при ликвидации Компании; (iv) право на получение информации о деятельности Компании, включая ознакомление с финансовой отчетностью; (v) право опротестовывать в суде любые решения, одобренные органами управления Компании; (vi) право направлять Компании письменные запросы на предоставление информации о ее деятельности и получать ответы в течение 30 календарных дней с даты получения Компанией такого запроса; (vii) преимущественное право на покупку акций или иных ценных бумаг Компании, конвертированных в акции, в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Устав разрешает Компании обменивать акции одного вида на акции другого вида согласно решениям общего собрания акционеров ("**ОСА**"), а также конвертировать любые другие свои ценные бумаги в акции.

Сделки с Акциями и подтверждение прав на акции

Сделки с акциями подлежат регистрации в соответствии с законодательством Республики Казахстан. Право собственности на Акции возникает в момент регистрации сделки.

Сделки с Акциями, за исключением акций, находящихся в номинальном владении, регистрируются в реестре, ведение которого осуществляется АО "Единый регистратор ценных бумаг" (далее — "**Регистратор**"). Сделки с акциями, находящимися в номинальном владении, регистрируются в учетной системе АО "Центральный депозитарий ценных бумаг" (далее — "**Центральный депозитарий**").

Право собственности на Акции подтверждается выпиской из лицевого счета акционера в реестре, ведение которого осуществляется Регистратором. В случае с Акциями, которые находятся в

номинальном владении, права на Акции подтверждаются выпиской из личного счета в учетной системе номинального держателя или учетной системе Центрального депозитария.

Права голоса

Каждая Акция дает акционеру право на один голос на общем собрании акционеров.

Неоплаченные и выкупленные акции

Согласно Закону об акционерных обществах, до тех пор, пока Акция Компании не оплачена в полном размере, она не может быть зачислена на счет ее приобретателя. Вместо этого она зачисляется на счет Компании в качестве объявленной, но неразмещенной Акции. Компания не начисляет и не выплачивает дивиденды по неразмещенным акциям или акциям, выкупленным Компанией.

Дивиденды и другие распределяемые выплаты

Дивиденды по простым акциям могут быть выплачены деньгами или простыми акциями или облигациями Компании при условии, что акционер дал свое письменное согласие на выплату ему дивидендов ценными бумагами Компании.

Держатели привилегированных акций вправе получать свои дивиденды в преимущественном порядке относительно держателей простых акций. На дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума Компания не осуществляла выпуск привилегированных акций.

Компания может объявить дивиденды по простым акциям на ежеквартальной, полугодовой или годовой основе. Решение о выплате дивидендов принимает ОСА. ОСА может принять решение о том, чтобы не выплачивать дивиденды по простым акциям. Информация о таком решении должна быть опубликована в средствах массовой информации и на корпоративном интернет ресурсе Компании в течение 10 рабочих дней.

Компания не вправе начислять любые дивиденды по простым акциям или привилегированным акциям в случае, если: (i) в результате такой выплаты, капитал Компании станет отрицательным; (ii) Компания станет или может стать неплатежеспособной или несостоятельной в результате выплаты таких дивидендов.

Преимущественные права покупки

Согласно Закону об акционерных обществах и Уставу, собственники простых акций Компании обладают преимущественными правами покупки простых акций, которые Компания выпустит в будущем или любых простых акций, которые Компания выкупит у других акционеров и решит продать. В этих целях, Компания должна предложить своим акционерам, путем направления или опубликования соответствующего уведомления, выкупить новые простые акции или иные ценные бумаги, которые могут быть конвертированы в простые акции Компании, в количестве пропорциональном количеству акций, принадлежащих акционерам, по цене, установленной Советом директоров. Акционер вправе в течение тридцати дней подать заявки на приобретение простых акций или других ценных бумаг, конвертируемых в простые акции.

Выкуп Компанией собственных акций

Компания вправе выкупить акции у любого акционера с его согласия. Цена за такие акции должна быть определена в соответствии с методикой расчета стоимости акций при их выкупе Компанией, утвержденной ОСА.

Если Компания решит выкупить более 1% от общего количества размещенных акций, она должна опубликовать свое решение в СМИ и на своем интернет ресурсе до заключения соответствующих сделок по купле-продаже акций.

Акционеры вправе потребовать от Компании выкупа принадлежащих им акций, а Компания обязана исполнить такое требование в случае, если:

ПРОЕКТ

(i) ОСА принимает решение о реорганизации Компании и акционер проголосовал против такого решения;

(ii) ОСА принимает решение о делистинге акций Компании, при условии, что акционер либо не принимал участие в соответствующем ОСА либо проголосовал против такого решения;

(iii) фондовая биржа принимает решение о делистинге акций Компании;

(iv) акционер не согласен с решением органов Компании о заключении крупной сделки или сделки со связанной стороной, которое было принято в соответствии с законодательством РК и Уставом;

(v) ОСА принимает решение о внесении изменений в Устав и такие изменения ограничивают права акционеров по акциям, при условии, что акционер не принимал участие в соответствующем ОСА или проголосовал против внесения таких изменений.

Акционеры вправе направить свои требования о выкупе акций в течение 30 календарных дней после даты принятия соответствующих решений. Компания обязана выкупить акции в соответствии с полученным требованием акционера по цене, определенной в соответствии с методикой, утвержденной ОСА.

Количество выкупаемых Компанией размещенных акций не должно превышать двадцать пять процентов от общего количества размещенных акций, а расходы на выкуп размещенных акций Компании не должны превышать десять процентов от размера его собственного капитала. Если акционеры требуют выкуп большего количества акций, чем Компания вправе выкупать, Компания должна выкупить акции в пропорциональном соотношении к количеству принадлежащих им акций.

Компания также не вправе выкупать акций в случае, если:

(i) в результате такого выкупа, размер собственного капитала Компании будет меньше размера минимального уставного капитала, который установлен казахстанским законодательством;

(ii) если на момент выкупа, Компания отвечает признакам несостоятельности или неплатежеспособности;

(iii) если суд или ОСА приняли решение о ликвидации Компании.

Органы Компании

Компания имеет следующие органы: (i) Общее собрание акционеров; (ii) Совет директоров; (iii) Правление; (iv) Служба внутреннего аудита.

Общее собрание акционеров

ОСА — высший руководящий орган Компании, который обладает исключительной компетенцией по решению наиболее существенных и важных вопросов деятельности Компании.

Компания должна проводить, по крайней мере, одно годовое ОСА в год, созываемое Советом директоров Компании. На годовом ОСА, акционеры рассматривают следующие ключевые вопросы:

- утверждение годовой финансовой отчетности Компании; и
- определение порядка распределения чистого дохода Компании за истекший финансовый год и размер дивидендов в расчете на одну простую акцию; и
- рассмотрение вопросов об обращениях акционеров на действия Компании и ее должностных лиц и итогов их рассмотрения.

ПРОЕКТ

В дополнение к вышеизложенному, годовое ОСА также может рассматривать иные вопросы, включенные в повестку дня такого годового ОСА.

Председатель Совета директоров обязан:

- обеспечить присутствие на заседании годового ОСА всех членов Совета директоров, Правления, руководителя Службы внутреннего аудита и руководителей всех структурных подразделений;
- предоставить ОСА информацию о размере и составе вознаграждения членов Совета директоров и Правления; и
- представить акционерам годовой отчет Компании, в который включается, в том числе отчет о деятельности Совета директоров.

В течение 3 месяцев после завершения аудита промежуточной финансовой отчетности Компании, Компания обязана созвать полугодовое ОСА для голосования по вопросу распределения чистого дохода за 6-ти месячный период и сумму дивидендов на одну простую акцию.

В соответствии с текущим уставом Компании, к исключительной компетенции ОСА относятся следующие ключевые вопросы:

1) внесение изменений в устав;
2) добровольная реорганизация или ликвидация Компании;
3) увеличение количества объявленных акций Компании или изменение вида неразмещенных объявленных акций Компании;
4) утверждение Кодекса корпоративного управления и изменений к нему;
5) определение количественного состава Совета директоров, срока полномочий его членов, избрание его членов и Председателя, определение размера и условий выплаты вознаграждения, а также досрочное прекращение их полномочий;
6) утверждение годовой финансовой отчетности Компании;
7) принятие решений о порядке распределения чистого дохода Компании за соответствующий финансовый год, а также о выплате дивидендов и размере дивиденда;
8) принятие решений об участии Компании в составе других юридических лиц, либо о прекращении такого участия путем внесения либо выведения активов, общий объем которых составляет как минимум 25% от общей стоимости всех активов Компании;
9) утверждение и внесение изменений в методику определения стоимости акций при их выкупе Компанией;
10) утверждение Положения о дивидендной политике;
11) определение порядка предоставления информации о деятельности Компании акционерам;
12) принятие решения о добровольном делистинге акций Компании;
13) утверждение типового договора, заключаемого с членами Совета директоров Компании; и
14) принятие решения о выпуске ценных бумаг Компании, конвертируемых в простые акции Компании.

Совет директоров

Совет директоров отвечает за общее руководство деятельностью Компании, за исключением вопросов, которые относятся к исключительной компетенции ОСА.

Совет директоров выполняет свои функции в соответствии с законодательством Республики Казахстан, Уставом, Кодексом корпоративного управления Компании, положением о Совете директоров и другими внутренними документами Компании.

Членами Совета директоров могут быть только физические лица. Лицо не может быть членом Совета директоров Компании, если (i) имеет непогашенную или неснятую судимость; или (ii) ранее занимало должность председателя Совета директоров или члена Совета директоров, первого руководителя (председатель правления), заместителя руководителя (заместитель председателя правления) либо являлось членом исполнительного органа (например, членом правления) или главным бухгалтером другого юридического лица в течение одного календарного года, предшествовавшего принятию решения о принудительной ликвидации или принудительном выкупе акций, либо консервации такого юридического лица, объявленного банкротом.

Число членов Совета директоров Компании должно составлять не менее шести, не менее одной трети из них должны быть независимыми директорами.

К исключительной компетенции Совета директоров относятся некоторые вопросы, включая следующие:

1) определение приоритетных направлений деятельности Компании, а также утверждение стратегии развития Компании;
2) принятие решения о выкупе Компанией размещенных акций или других ценных бумаг и цене их выкупа;
3) определение условий выпуска облигаций и производных ценных бумаг Компании, а также принятие решений об их выпуске;
4) представление Общему собранию акционеров рекомендаций о порядке распределения чистого дохода Компании за истекший финансовый год и размере дивиденда в расчете за одну простую акцию Компании;
5) определение количественного состава, срока полномочий Правления, избрание председателя Правления и членов Правления, а также досрочное прекращение их полномочий;
6) утверждение Правил оплаты труда и премирования, схемы должностных окладов, а также определение размера и условий выплаты заработной платы председателя правления, членов Службы внутреннего аудита, корпоративного секретаря компании;
7) принятие решений о заключении крупных сделок и сделок, в которых Компания имеет заинтересованность, за исключением сделок, решения в отношении которых принимаются в порядке, установленном Советом директоров Фонда в соответствии с Законом о ФНБ;
8) создание и определение количественного состава комитетов Совета директоров, определение срока полномочий комитетов, избрание председателя и членов комитетов, утверждение положений о них;
9) принятие решений об увеличении обязательств Компании на сумму от 10% стоимости ее капитала;
10) принятие решения о заключении Компанией сделки или совокупности взаимосвязанных между собой сделок, в результате которой (которых) Компанией приобретается или отчуждается имущество, стоимость которого составляет 10% и более от общего размера стоимости активов Компании.

Заседания Совета директоров должны проходить не менее шести раз в год.

Для рассмотрения наиболее важных вопросов и подготовки рекомендаций Совету директоров в Компании созданы комитеты Совета директоров по вопросам: (i) Комитет внутреннего аудита, (ii) Комитет кадров и вознаграждений, а также (iii) Комитет стратегического планирования, а также (iv) Комитет социальных вопросов. См. также раздел "РУКОВОДСТВО".

Правление

Правление Компании является коллегиальным исполнительным органом Компании, который осуществляет руководство текущей деятельностью Компании и принимает решения по вопросам, не отнесенным к компетенции других органов Компании.

Избрание членов Правления, срок их полномочий и досрочное прекращение их полномочий осуществляется по решению Совета директоров.

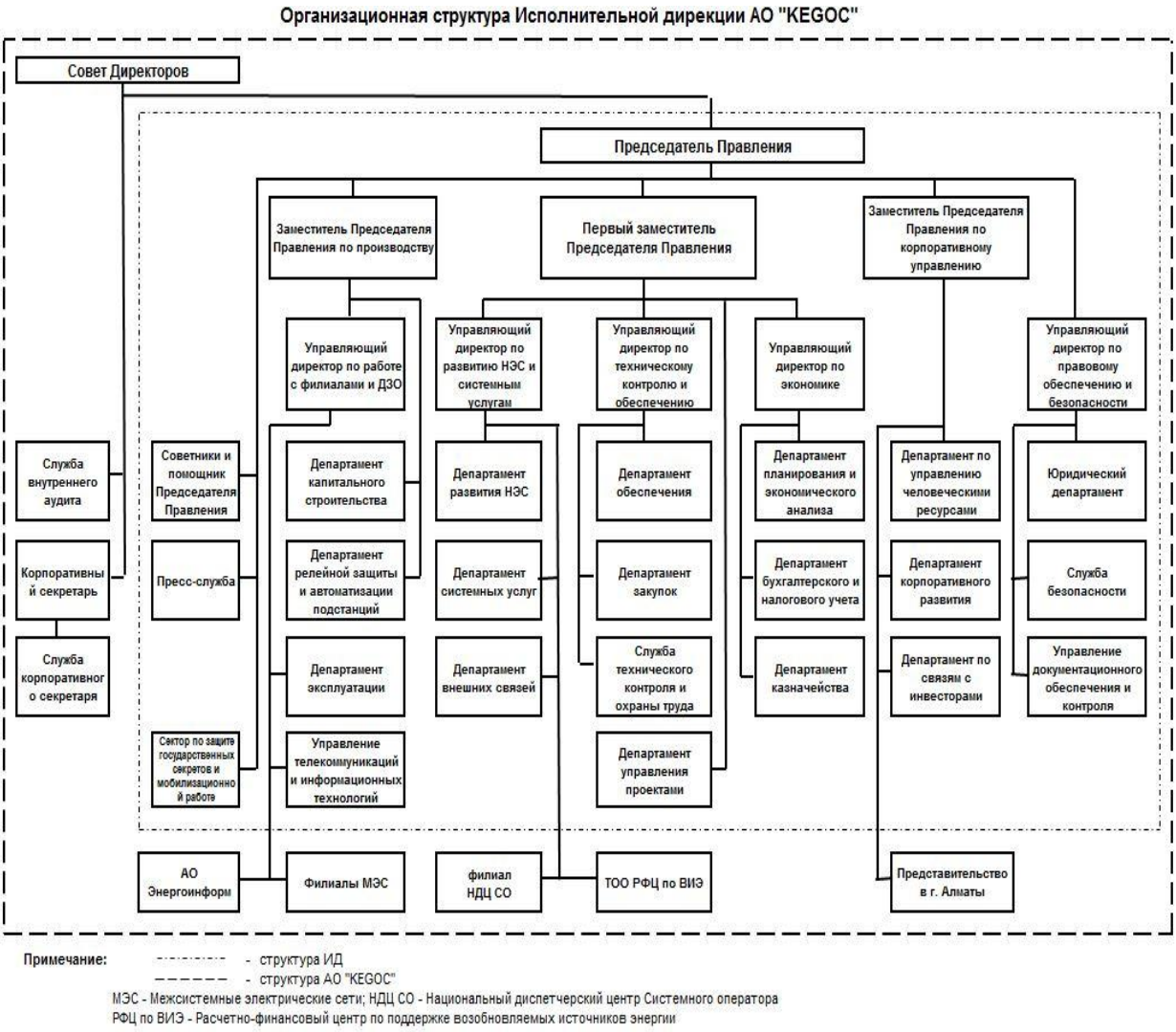
Правление проводит свои заседания в очной форме голосования. Заочная форма голосования допускается в исключительных случаях, оговариваемых в положении о Правлении. Заседание Правления Компании считается правомочным, если на нем присутствует не менее половины его членов. Решения Правления принимаются простым большинством голосов членов Правления, присутствующих на заседании. При голосовании каждый член Правления имеет один голос. В случае равенства голосов, голос Председателя Правления Компании является решающим.

К компетенции Правления отнесены следующие вопросы:

1) разработка стратегии и планов развития Компании, а также бюджета, с ответственностью за их исполнение;
2) представление Совету директоров прогнозных показателей размера дивидендов;
3) уведомление Совета директоров о существенных недостатках в системе управления рисками Компании;
4) утверждение внутренних документов Компании, разработанных в целях организации деятельности Компании, в том числе документации по интегрированной системе менеджмента;
5) принятие решений о заключении сделок с организациями, входящими в группу Фонда, в отношении совершения которых Законом об акционерных обществах установлены особые условия, на основании порядка, определяемого Советом директоров Фонда в соответствии с Законом о ФНБ;
6) утверждение штатного расписания центрального аппарата Компании;
7) обеспечение рассмотрения Советом директоров вопросов, относящихся к сфере его компетенции;
8) утверждение детализированного бюджета Компании в рамках плана развития Компании (при наличии детализированного бюджета);
9) принятие решения о создании и закрытии филиалов и представительств Компании на территории Казахстана, а также утверждение их внутренних документов;
10) утверждение правил оплаты труда и премирования, а также схемы должностных окладов административных и управленческих работников Компании (за исключением членов Правления, Службы внутреннего аудита, корпоративного секретаря Компании);
11) принятие решений о заключении Компанией сделки или совокупности взаимосвязанных между собой сделок, в результате которой (которых) Компанией приобретается или отчуждается имущество, стоимость которого составляет более пяти и менее десяти процентов от общего размера стоимости активов Компании, за исключением сделок, решение по которым принимает председатель Правления Компании.

См. также раздел "РУКОВОДСТВО".

ПРОЕКТ



Совет директоров

Общие сведения

Совет директоров отвечает за общее руководство деятельностью Компании, за исключением вопросов, которые относятся к исключительной компетенции ОСА.

Членами Совета директоров может быть избрано физическое лицо, не являющееся акционером Компании и не предложенное (не рекомендованное) к избранию в Совет директоров в качестве представителя интересов акционера. Количество таких лиц не может превышать пятьдесят процентов состава Совета директоров.

Члены Правления, кроме Председателя, не могут быть избраны в состав Совета директоров. Председатель Правления не может быть избран Председателем Совета директоров.

Кандидаты в Директоры и Директоры должны обладать соответствующим опытом работы, знаниями, квалификацией, позитивными достижениями и безупречной репутацией в деловой и отраслевой среде, необходимыми для выполнения его обязанностей и организации эффективной работы всего Совета директоров в интересах акционеров и Компании.

Лицо не может быть членом Совета директоров Компании если он/она (i) имеет не непогашенную или не снятую судимость; или (ii) ранее являлся (-лась) председателем Совета директоров, членом Совета директоров, первым руководителем (Председателем Правления), заместителем руководителя (заместителем Председателя Правления), членом коллегиального органа или

главным бухгалтером другого юридического лица в течение одного календарного года, предшествовавшего принятию решения о принудительной ликвидации или принудительном выкупе акций, или консервации такого юридического лица, признанного банкротом в установленном порядке.

Число членов Совета директоров Компании должно составлять не менее шести, не менее одной трети которых должны быть независимыми Директорами.

Члены Совета директоров избираются на срок не более 3 (трех) лет. Избрание любого лица в Совет директоров, при котором такое лицо будет занимать должность члена Совета директоров в течение больше 9 (девяти) лет подряд, подлежит особому рассмотрению с учетом необходимости качественного обновления состава Совета директоров. В исключительных случаях допускается избрание одного лица на срок более девяти лет, но при этом срок полномочий такого лица должен быть равен 1 (одному) году.

ОСА определяет количественный состав и срок полномочий Совета директоров. ОСА избирает членов Совета директоров и имеет право досрочно лишить полномочий любого или всех членов Совета директоров. ОСА определяет размер и условия выплаты вознаграждения членам Совета директоров.

Председатель Совета директоров избирается ОСА.

К исключительной компетенции Совета директоров относятся некоторые вопросы, включая следующие:

1) определение приоритетных направлений деятельности Компании, а также утверждение стратегии развития Компании;

2) принятие решения о выкупе Компанией размещенных акций или других ценных бумаг и цене их выкупа;

3) определение условий выпуска облигаций и производных ценных бумаг Компании, а также принятие решений об их выпуске;

4) предоставлять предложения ОСА о порядке распределения чистого дохода Компании за истекший финансовый год и размере дивиденда в расчете на одну простую акцию Компании;

5) определение количественного состава, срока полномочий Правления, избрание Председателя Правления и членов Правления, а также досрочное прекращение их полномочий;

6) утверждение правил оплаты труда и премирования, схемы должностных окладов, а также определение размеров должностных окладов Председателя Правления, членов Правления, работников Службы внутреннего аудита, корпоративного секретаря Компании;

7) определение количественного состава, срока полномочий Службы внутреннего аудита, назначение ее руководителя и членов, а также досрочное прекращение их полномочий, определение порядка работы Службы внутреннего аудита;

8) назначение, определение срока полномочий корпоративного секретаря, досрочное прекращение его полномочий, а также определение размера должностного оклада и условий оплаты труда и премирования корпоративного секретаря;

9) утверждение документов, регулирующих внутреннюю деятельность Компании (за исключением документов, принимаемых Правлением в целях организации деятельности Компании), в том числе внутреннего документа, устанавливающего условия и порядок проведения аукционов и подписки ценных бумаг Компании;

10) принятие решения о заключении крупных сделок и сделок, в совершении которых Компанией имеется заинтересованность, за исключением сделок, решения по которым принимаются на основании порядка, определяемого Советом директоров Фонда в соответствии с Законом о ФНБ;

ПРОЕКТ

11) создание и определение количественного состава комитетов Совета директоров, определение срока полномочий комитетов, избрание Председателя и членов комитетов, утверждение положений о них;

12) утверждение в порядке, установленном ОСА, Плана развития Компании, а также изменений и дополнений к нему;

13) утверждение годового аудиторского плана Службы внутреннего аудита;

14) определение порядка и сроков получения членами Совета директоров информации о деятельности Компании, в том числе финансовой;

15) утверждение системы оценки и проведение оценки деятельности Компании, Совета директоров, Комитетов Совета директоров Компании, отдельных членов Правления Компании, Службы внутреннего аудита Компании;

16) принятие решения об увеличении обязательств Компании на величину, составляющую десять и более процентов размера его собственного капитала;

17) принятие решения о заключении Компанией сделки или совокупности взаимосвязанных между собой сделок, в результате которой (которых) Компанией приобретается или отчуждается (может быть приобретено или отчуждено) имущество, стоимость которого составляет 10 (десять) и более процентов от общего размера стоимости активов Компании.

Заседания Совета директоров

Заседание Совета директоров может быть созвано по инициативе его Председателя или Правления Компании либо по требованию:

- любого члена Совета директоров;
- Службы внутреннего аудита;
- аудиторской организации, осуществляющей аудит Компании;
- крупного акционера.

Совет директоров должен заседать не реже 6 (шести) раз в году.

Кворум для проведения заседания Совета директоров составляет не менее половины от числа избранных членов Совета директоров и требует обязательного участия не менее половины от общего числа независимых директоров. Кворум определяется с учетом отсутствующих членов Совета директоров, при наличии их голосов, выраженных в письменном виде (смешанное голосование).

Если общее количество членов Совета директоров недостаточно для достижения кворума, Совет директоров обязан вынести на рассмотрение ОСА вопрос избрания (назначения) новых членов Совета директоров.

Каждый член Совета директоров имеет один голос. Решения Совета директоров принимаются простым большинством голосов членов Совета директоров присутствующих на заседании. При равенстве голосов голос Председателя Совета директоров или лица, председательствующего на заседании Совета директоров, является решающим.

Решение о заключении сделок, в совершении которых Компанией имеется заинтересованность, принимается простым большинством голосов членов Совета директоров, не заинтересованных в ее совершении.

В случае, если все члены Совета директоров, кроме независимых директоров, заинтересованы в совершении такой сделки, решение принимается простым большинством голосов независимых директоров. При невозможности принятия решения простым большинством голосов независимых

директоров ввиду отсутствия количества голосов, необходимых для принятия решения или в случае равенства голосов, решение принимается ОСА большинством голосов акционеров.

Члены Совета директоров

По состоянию на день составления Предварительного инвестиционного меморандума, Совет Директоров состоит из следующих лиц:

Имя	Должность	Возраст	Дата рождения
Бектемиров Куаныш Абдугалиевич	Председатель Совета Директоров	44	1970
Даукеев Гумарбек Жусупбекович	Независимый директор	66	1948
Спицын Анатолий Тихонович	Независимый директор	75	1939
Лука Сутера	Независимый директор	43	1971
Кажиев Бакытжан Толеукажиевич	Член Совета Директоров, Председатель Правления	50	1964
Саткалиев Алмасадам Майданович	Член Совета Директоров	44	1970

Куаныш Бектемиров является Председателем Совета директоров. Он был назначен Председателем Совета Директоров по решению Единственного акционера 8 мая 2012 года №21/1. Г-н Бектемиров закончил Казахский Национальный Университет им. Аль-Фараби в 1993 году. Г-н Бектемиров имеет обширный опыт в электроэнергетической отрасли. Г-н Бектемиров также является Главным директором по управлению активами Фонда.

Г-н Бектемиров не получает никаких вознаграждений в связи с его ролью в качестве члена Совета Директоров и как представителя Единственного акционера.

Гумарбек Даукеев был назначен в качестве независимого директора Компании по решению Единственного Акционера от 8 мая 2012 года № 21/12. Даукеев Г.Ж. является выпускником Казахского политехнического института им. В.И. Ленина в 1971 году. В 1981 году стал кандидатом технических наук. Г-н Даукеев является членом Совета директоров KEGOC и АО "Самрук-Энерго", член экспертного Совета МИНТ РК и член экспертного Совета по тарифам в сфере электроэнергетики АРЕМ РК, акимата г.Алматы. С 1997 года по настоящее время г-н Даукеев является ректором Алматинского университета энергетики и связи.

Г-н Даукеев получает вознаграждение в отношении его роли в качестве независимого директора Совета директоров, имеет право на возмещение расходов, связанных с исполнением обязанностей члена Совета директоров. Порядок и условия выплаты вознаграждений и компенсации определяется в договоре между независимым директором Даукеевым и KEGOC от 5 июня 2012 года № 07-Д-581.

Анатолий Спицын был назначен в качестве независимого директора KEGOC по решению Единственного акционера от 8 мая 2012 года № 21/12. Г-н Спицын является выпускником Одесского инженерно-строительного института в 1962 году. Спицын является доктором экономических наук, профессором, членом Президиума Российской академии естественных наук, академиком и первым вице-президентом Международной Академии Инвестиций и Экономического Строительства, членом Союза Архитекторов СССР и Российской Федерации. Г-н Спицын награжден тремя орденами Трудового Красного знамени, орденом "Рыцарь науки и труда" РАЕН, орденом "Профессионал России", медалью за достижения в науке им. В.В. Леонтьева.

Г-н Спицын получает вознаграждение в отношении его роли в качестве независимого директора Совета Директоров, имеет право на возмещение компенсации расходов и платежей, связанные с его должностью. Порядок и условия выплаты вознаграждений и компенсации определяется в договоре между независимым директором Спицыным и KEGOC от 5 июня 2012 года №07-Д-580.

Лука Сутера был назначен в качестве независимого директора KEGOC по решению Единственного акционера от 8 мая 2012 года № 21/12. Г-н Сутера закончил в Англии Лондонскую школу экономики и политических наук 1995 году. 1996 году получил степень бакалавра делового администрирования, окончил Школу менеджмента Enel S.p.A./S.A.A., Рим, Италия. Г-н Сутера является Вице-президентом Компании и Финансовый директор (CFO Global Power&Water Division), независимый директор

Г-н Сутера получает вознаграждение в отношении его роли в качестве независимого директора Совета директоров, имеет право на возмещение компенсации расходов и платежей, связанные с его должностью. Порядок и условия выплаты вознаграждений и компенсации определяется в договоре между независимым директором Сутера и Компанией от 5 июня 2012 года № 07-Д-582.

Бакытжан Кажиев был назначен членом Совета директоров по решению Единственного акционера 8 мая 2012 года № 21/12. Г-н Кажиев является Председателем Правления KEGOC. Г-н Кажиев является выпускником Алматинского энергетического института в 1986 году. С 2000 года работает в KEGOC, имеет огромный опыт в электроэнергетической промышленности. В 2006 году присвоено почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ".

Г-н Кажиев не получает никаких вознаграждений в связи с его ролью в качестве члена Совета директоров.

Алмасадам Саткалиев является членом Совета директоров. По решению Единственного акционера Саткалиев был назначен в качестве члена Совета директоров KEGOC, представителя Единственного акционера от 8 мая 2012 года № 21/12. Г-н Саткалиев закончил Казахский Национальный Университет им. Аль-Фараби в 1992 году. Он имеет обширный опыт в нефтегазовой и электроэнергетической промышленностях. Он работал в АО "КазТрансОйл" и находился на государственной службе в качестве Вице-министра по энергетике и минеральным ресурсам Казахстана. Г-н Саткалиев в настоящее время является Председателем Правления АО "Самрук-Энерго". Кандидат экономических наук. Заслуженный энергетик СНГ (2003г.).

Г-н Саткалиев не получает никаких вознаграждений в связи с его ролью в качестве члена Совета директоров или как представителя Единственного акционера.

Правление

Обзор

Правление Компании является коллегиальным исполнительным органом Компании, который осуществляет руководство текущей деятельностью Компании и принимает решения по вопросам, не отнесенным к компетенции других органов Компании.

Избрание членов Правления, срок их полномочий и досрочное прекращение их полномочий осуществляется по решению Совета директоров.

Правление проводит свои заседания в очной форме голосования. Заочная форма голосования допускается в исключительных случаях, оговариваемых в положении о Правлении. Заседание Правления Компании считается правомочным, если на нем присутствует не менее половины его членов. Решения Правления принимаются простым большинством голосов членов Правления, присутствующих на заседании. При голосовании каждый член Правления имеет один голос. В случае равенства голосов, голос Председателя Правления Компании является решающим.

К компетенции Правления отнесены следующие вопросы:

1. разработка, утверждение и представление Совету директоров стратегии и планов развития Компании, а также дополнений и изменений к ним;

2. реализация стратегии и планов развития Компании, а также бюджета, с ответственностью за их исполнение;

3. представление Совету директоров прогнозных показателей размера дивидендов;

4. разработка положений о внутреннем контроле и управлении рисками Компании;

5. уведомление Совета директоров о существенных недостатках в системе управления рисками Компании;

6. утверждение внутренних документов Компании, разработанных в целях организации деятельности Компании, в том числе документации по интегрированной системе менеджмента;

7. принятие решений о заключении сделок с организациями, входящими в группу Фонда, в отношении совершения которых Законом об акционерных обществах установлены особые условия, на основании порядка, определяемого Советом директоров Фонда в соответствии с Законом Республики Казахстан о Фонде национального благосостояния;

8. утверждение штатного расписания центрального аппарата Компании;

9. определение условий привлечения оценщиков для оценки рыночной стоимости имущества, передаваемого в оплату акций Компании либо имущества Компании, являющегося предметом крупной сделки;

10. принятие решений об оказании благотворительной и спонсорской помощи;

11. обеспечение рассмотрения Советом директоров вопросов, относящихся к сфере его компетенции;

12. утверждение детализированного бюджета Компании в рамках плана развития Компании (при наличии детализированного бюджета);

13. принятие решения о создании и закрытии филиалов и представительств Компании на территории Казахстана, а также утверждение их внутренних документов;

14. утверждение правил оплаты труда и премирования, а также схемы должностных окладов административных и управленческих работников Компании (за исключением членов Правления, Службы внутреннего аудита, корпоративного секретаря Компании);

15. принятие решений о заключении Компанией сделки или совокупности взаимосвязанных между собой сделок, в результате которой (которых) Компанией приобретается или отчуждается (может быть приобретено или отчуждено) имущество, стоимость которого составляет более пяти и менее десяти процентов от общего размера стоимости активов Компании, за исключением сделок, решение по которым принимает председатель Правления Компании.

Члены Правления

По состоянию на день составления данного меморандума, Правление состоит из следующих лиц:

Имя	**Должность**	**Возраст**	**Дата рождения**
Кажиев Бакытжан Толеукажиевич	Председатель Правления	50	1964
Жазыкбаев Бакытхан Медегалиевич	Первый заместитель Председателя Правления	45	1968
Акмурзин Абат Аманович	Заместитель Председателя Правления по производству	56	1958
Бексары Жаңабай Мұратбекұлы	Заместитель Председателя Правления по корпоративному управлению	49	1965
Куанышбаев Аскербек Досаевич	Управляющий директор по развитию НЭС и системным	59	1955

ПРОЕКТ

Имя	Должность	Возраст	Дата рождения
	услугам		
Бекенов Муктар Онгарбаевич	Управляющий директор по работе с филиалами и ДЗО	56	1958
Темирбеков Болат Жалболдинович	Управляющий директор по техническому контролю и обеспечению	49	1964
Жакипбаев Кайрат Тулегенович	Управляющий директор по правовому обеспечению и безопасности	50	1964
Ботабеков Айбек Толеубекович	Управляющий директор по экономике	37	1976

Бакытжан Кажиев был назначен Председателем Правления решением Правления АО "Фонд национального благосостояния "Самрук-Казына" № 24/11 от 31.05.2011г. Он закончил Алма-Атинский энергетический институт, Карагандинский государственный технический университет. Работает в сфере электроэнергетики с 1986 года, с 2000 года он занимал различные должности в KEGOC. С февраля 2009 г. по май 2011 г. Вице-президент KEGOC, заместитель Председателя Правления по производству. Г-н Кажиев награжден Почетными грамотами Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК, Электроэнергетического Совета СНГ, Казахстанской Электроэнергетической Ассоциации, орденом Республики Казахстан "Құрмет", памятным значком "Қазақстан Конституциясына 10 жыл", нагрудным знаком "За заслуги в развитии инженерного дела в Республике Казахстан". Ему присвоено почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ", звание "Еңбегі сіңген энергетик. Қазақстан Электр энергетикалық Қауымдастығы", награжден медалью "KAZENERGY", юбилейными медалями "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл", "Теңгеге 20 жыл".

Бакытхан Жазыкбаев был назначен Первым Заместителем Председателя Правления решением Совета Директоров № 1 от 17.02.2012 г. Господин Жазыкбаев отвечает за надзор за работой экономического и финансового блока Компании. Он закончил Казахскую государственную академию управления, Павлодарский государственный университет им. С. Торайгырова. С 2007 года господин Жазыкбаев был главой Талдыкорганской Энергетической Компании (ТАТЕК). С 2001-2007 годы он занимал различные должности в KEGOC, включая должность директора филиала Актюбинские Межрегиональные электрические системы (МЭС) KEGOC. Ему присвоены звания "Почетный энергетик Республики Казахстан", "Еңбегі сіңген энергетик. Қазақстан Электр энергетикалық Қауымдастығы", "Заслуженный энергетик СНГ", "Почетный гражданин Каратальского района Алматинской области". Г-н Жазыкбаев в 2010 г. был награжден орденом Республики Казахстан "Құрмет". Воин-интернационалист - участник боевых действий в составе воинского контингента СССР в Афганистане. Награжден медалью "За отвагу".

Абат Акмурзин был назначен членом Правления решением Совета Директоров № 6 от 19.10.2010 г. Г-н Акмурзин является Заместителем Председателя Правления по производству. Г-н Акмурзин закончил Казахский сельскохозяйственный институт в 1980 году и Рудненский индустриальный институт в 2006 году. Ему присвоено почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ" в 2002 году, в 2009 году - звание "Еңбегі сіңген энергетик. Қазақстан Электр энергетикалық Қауымдастығы". Награжден Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ, медалью "KAZENERGY", юбилейной медалью "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл". В 2010 году награжден Почетной грамотой Республики Казахстан.

Жаңабай Бексары был назначен членом Правления решением Совета Директоров № 1 от 24.02.2010 г. Г-н Бексары является Заместителем Председателя Правления по корпоративному управлению. Он окончил Воронежский политехнический институт в 1989 году Г-н Бексары работал государственным служащим на различных должностях. В 2008 году он был назначен Государственным инспектором Администрации Президента Республики Казахстан. Награжден медалью "Астананың 10 жылдығы", Почетной грамотой акима Кызылординской области,

юбилейной медалью "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл", медалью Республики Казахстан "Ерең енбегі үшін".

Аскербек Куанышбаев назначен членом Правления решением Совета Директоров № 2 от 07.04.2011г. Г-н Куанышбаев является Управляющим директором по развитию НЭС и системным услугам. Закончил Алма-Атинский энергетический институт по специальности "Электроснабжение промышленных предприятий и городов" в 1977 году. Закончил аспирантуру Московского института управления с присуждением степени кандидата экономических наук. Долгое время работал в Алма-Атинском энергетическом институте (ассистент, преподаватель, доцент, заместитель декана). С 2001 года по настоящее время занимал должности директора Департамента планирования и экономического анализа, управляющего директора по экономике KEGOC, директора по управлению электроэнергетическими активами АО "Казахстанский холдинг по управлению государственными активами "Самрук", директора филиала "Алматинские межсистемные электрические сети", директора Департамента по управлению человеческими ресурсами, Управляющего директора по развитию НЭС KEGOC. С июня 2011 года Куанышбаев А.Д. является советником Российской Академии Естественных Наук по отделению "Интеграционные проблемы СНГ и ЕврАзЭС".

Был награжден Почетной грамотой Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ, орденом Республики Казахстан "Құрмет". Ему присвоено почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ".

Муктар Бекенов был назначен членом Правления решением Совета Директоров № 5 от 08.07.2011 г. Г-н Бекенов является Управляющим директором по работе с филиалами и ДЗО. Он закончил Алма-Атинский энергетический институт в 1991 году. Был награжден юбилейными медалями "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 10 жыл", "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл", медалью "KAZENERGY". Ему присвоено почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ", звание "Еңбегі сіңген энергетик. Қазақстан Электр энергетикалық Қауымдастығы". В 2010 году награжден Почетной грамотой Республики Казахстан.

Болат Темирбеков был назначен членом Правления решением Совета Директоров № 1 от 17.02.2012 г. Г-н Темирбеков является Управляющим директором по техническому контролю и обеспечению. Он закончил Алма-Атинский энергетический институт. Ранее г-н Темирбеков работал в KEGOC Советником по закупкам и директором Департамента закупок. Был награжден памятным значком "Қазақстан Конституциясына 10 жыл", юбилейной медалью "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл", Почетной грамотой АО "Самрук-Казына". Ему присвоено звание "Еңбегі сіңген энергетик. Қазақстан Электр энергетикалық Қауымдастығы". В 2013 году награжден Медалью Республики Казахстан "Ерең енбегі үшін".

Кайрат Жакипбаев был назначен в качестве члена Правления – Управляющего директора по правовому обеспечению и безопасности решением Совета Директоров № 5 от 29 мая 2008 г. Г-н Жакипбаев с отличием закончил юридический факультет Казахского государственного университета, в 1990 году в Московский институт повышения квалификации руководящих работников Генеральной прокуратуры СССР, прошел обучающие тренинги по изучению зарубежного опыта в США, Венгрии и Швеции. Г-н Жакипбаев имеет большой опыт законотворческой и правоприменительной деятельности. Работал в Генеральной прокуратуре, государственном следственном комитете и МВД РК, а также на государственной службе в должности Заместителя Председателя Комитета финансового контроля при Министерстве Финансов Республики Казахстан, заведующим отделом законодательства Аппарата Мажилиса Парламента РК, директором Центра законотворческой деятельности и мониторинга Парламента Республики Казахстан и Советником Председателя Мажилиса Парламента Республики Казахстан. Был награжден юбилейными медалями "Қазақстан Республикасының Қарулы Күштеріне 10 жыл", "Қазақстан темір жолына 100 жыл", "Қазақстан Республикасының Парламентіне 10 жыл", "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл", Благодарственным письмом Премьер-министра РК К.Масимова, Почетной грамотой АО "Самрук-Казына", медалью "KAZENERGY".

Айбек Ботабеков был назначен Управляющим директором по экономике решением Совета Директоров № 8 в 2009 г. Г-н Ботабеков получил высшее образование в Карагандинском государственном университете им. Е.А. Букетова в 1997 году. Он работает в Компании с 1997

года, начиная с должности бухгалтера в одном из филиалов Компании. Был награжден Благодарностью Президента РК Н.Назарбаева и нагрудным знаком, юбилейной медалью "Қазақстан Республикасының тәуелсіздігіне 20 жыл", Почетной грамотой АО "Самрук-Казына", медалью Республики Казахстан "Ерең енбегі үшін". Имеет звание "Почетный энергетик СНГ".

Компенсации

Общая сумма компенсации, выплачиваемой членам Совета директоров, Правления, и ключевым работникам составила 273 534 тыс. тенге в 2012 году и 295 738 тыс. тенге в 2013 году.

Компенсации, выплачиваемые членам Совета директоров

Уставом Компании предусмотрено, что по решению Общего собрания акционеров членам Совета директоров может выплачиваться вознаграждение и компенсироваться расходы, связанные с исполнением ими функций членов Совета директоров. Компания не выплачивает вознаграждение и не компенсирует расходы членам Совета директоров, являющимся представителями Фонда. Компания выплачивает вознаграждение и компенсирует расходы только независимым директорам.

Вознаграждение независимых директоров состоит из: годового фиксированного вознаграждения и дополнительного вознаграждения. Размер годового фиксированного вознаграждения определяется Общим собранием акционеров.

Дополнительное вознаграждение выплачивается независимому директору за участие в каждом очном заседании комитета Совета директоров Общества. Компания также компенсирует независимому директору расходы, связанные с выездом на очное заседание Совета директоров, при условии, что такое заседание проходит вне места постоянного проживания независимого директора.

Размер выплаченного вознаграждения и суммы компенсаций независимым членам Совета директоров представлен в таблице ниже:

В тысячах тенге

	за 2011 год	**за 2012 год**	**за 2013 год**
Сумма вознаграждения	5 913	12 564	14 120
Сумма компенсаций	349	1 952	1 952

Компенсации, выплачиваемые членам Правления

Оплата труда членов Правления осуществляется в соответствии с Правилами оплаты труда и премирования руководящих работников, работников Службы внутреннего аудита и корпоративного секретаря АО "KEGOC" от 10 октября 2013 года.

Члены Правления получают заработную плату на ежемесячной основе. Размер должностного оклада членов Правления определяется решением Совета директоров. В дополнение к заработной плате, Компания также выплачивает членам Правления следующие компенсации: (1) социальные выплаты и (2) компенсацию, нацеленную на мотивирование членов Правления, сумма которой напрямую зависит от результатов работы члена Правления.

Социальные выплаты состоят из (i) суммы фиксированной премии, которую Компания выплачивает один раз в год всем работникам ко Дню Независимости Республики Казахстан, которая не может превышать 10 минимальных размеров заработной платы или 199 660 тенге на дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума; и (ii) суммы материальной помощи для оздоровления, которую Компания также выплачивает всем работникам один раз в год, при предоставлении оплачиваемого ежегодного трудового отпуска.

Мотивирующая компенсация представляет собой вознаграждение, которое Компания выплачивает члену Правления при условии достижения им определенных показателей или целей, выполнения задач, которые Совет директоров определяет для каждого члена Правления в отдельности. Окончательная сумма такого вознаграждения определяется Советом директоров по результатам оценки работы члена Правления и выполнения им поставленных задач (достижения определенных результатов или показателей).

Размер выплаченной заработной платы и компенсаций членам Правления АО "KEGOC" представлен в таблице ниже:

В тысячах тенге

	за 2011 год	**за 2012 год**	**за 2013 год**
Сумма заработной платы	72 878	260 836	264 790
Сумма иных компенсаций	180 966,6	186 615,2	164 940,8

Компенсации, выплачиваемые ключевым работникам (директорам филиалов и руководителям структурных подразделений)

Оплата труда ключевых работников осуществляется в соответствии с Правилами оплаты труда и премирования работников АО "KEGOC".

Ключевые работники Компании получают заработную плату на ежемесячной основе. Размер должностного оклада ключевых работников устанавливается Председателем Правления. В дополнение к заработной плате, Компания также выплачивает ключевым работникам следующие компенсации: (1) социальные выплаты и (2) компенсации, нацеленные на мотивирование ключевых работников, суммы которых напрямую зависят от результатов их работы.

Компания выплачивает ключевым работникам социальные выплаты, аналогичные социальным выплатам членам Правления.

Мотивирующие компенсации состоят из премий, которые Компания может выплачивать ключевым работникам по результатам работы за квартал и/или год. Окончательная сумма такой компенсации определяется Правлением по результатам оценки работы каждого ключевого работника, но в любом случае не может превышать определенный фиксированный размер.

Заинтересованность членов Совета директоров и Правления

До Потенциального предложения ни один из членов Совета директоров или членов Правления не владели акциями Компании и не подавали заявку на приобретение Акций. До Потенциального предложения ни один из членов семей членов Совета директоров или членов Правления не имели на праве собственности акции Компании и не подавали заявку на приобретение Акций. Семейные и родственные отношения между какими-либо членами Совета директоров и какими-либо членами Правления отсутствуют.

Информация о должностях, ранее занимаемых директорами Компании

а) Ни один из членов Совета директоров или Правления не был за последние пять лет:

б) партнером в каком-либо товариществе, которое в это время или за предшествующих двенадцати месяцев до этого, подлежало принудительной ликвидации, управлению или действию какого-либо соглашения товарищества; (b) не имел какие-либо судимости (истекшие или не истекшие) в связи с обвинениями в мошенничестве или непорядочности;

в) не был объявлен банкротом и не подлежал действию соглашения с каким-либо лицом;

г) не был директором или другим должностным лицо какой-либо компании, которая на данный момент или в течение двенадцати месяцев, следующих после его пребывания в качестве директора или другого должностного лица, в отношении которого проводились конкурсное производство, принудительная ликвидация, управление, заключалось какое-либо соглашение компании или соглашение с кредиторами в целом или любого класса кредиторов такой компании;

д) не был партнером любого товарищества на момент или в течение двенадцати месяцев, предшествующих началу конкурсного производства в отношении для любых активов такого товарищества;

е) не имеет активы, в отношении которых имеется конкурсное производство; или

ж) не подлежал любому официальному обвинению и/или санкциям любого государственного органа (включая специальные профессиональные органы) или был дисквалифицирован судом за действия в качестве директора или другого должностного лица компании или за действия при осуществлении руководства или ведении дел компании.

Главы департаментов Компании

На дату составления данного Предварительного инвестиционного меморандума главами департаментов Компании являются следующие лица:

Департамент	Глава департамента
Системных услуг…….	Куанышбаев Жанибек Болатбекович
Закупок…….	Демина Любовь Михайловна
Обеспечения…….	Ахметтаев Даур Диасович
Планирования и экономического анализа……	Жексембинов Серик Жомарткалиевич
Бухгалтерского и налогового учета……..	Муканова Динара Турашевна
Казначейства……	Молдыбаева Ника Ахметовна
Управления проектами……...	Катышев Сергей Ирманович
Релейной защиты и автоматизации подстанций……..	Нурутдинов Адиль Булатович
Развития НЭС……..	Исенов Нуржан Какимжанович
Эксплуатации…….	Арыстанов Бауржан Примтаевич
Капитального строительства……..	Атакулов Ермаханбет Тиллабекович
Юридический……...	Сафуани Төлеген Есенқұлұлы
Корпоративного развития……...	Ахметов Ербосын Кимович
По управлению человеческими ресурсами……. …….	Айменов Ханат Армиянович
Внешних связей……...	Шайханов Арман Жанабаевич
Служба внутреннего аудита……...	Есетов Омиржан Омирбекович
Служба корпоративного секретаря……	Рамазанов Ертай Бауржанович
Служба технического контроля и охраны труда……..	Аппаков Нурбол Тилеукеевич
Служба безопасности……..	Жакупбаев Алпысбай
Пресс-служба……	Карпишев Орал Хаблович
Управление телекоммуникаций и информационных технологий……...	Анесов Серик Ибайдуллаевич
Управление документационного обеспечения и контроля……..	Кезекенева Куляй Бакаевна

Главы филиалов/представительств Компании

На дату составления данного Предварительного инвестиционного меморандума главами филиалов и представительств Компании являются следующие лица:

Филиал/Представительство	Глава филиала/представительства
Национальный диспетчерский центр Системного оператора (Филиал)……	Нугманов Серик Айбекович
Филиал "Акмолинские МЭС"…….	Алшынбеков Жанабай
Филиал "АктюбинскиеМЭС"……..	Казиев Хабибулла Асанович
Филиал "Алматинские МЭС"…….	Уражанов Кайрат Манапович
Филиал "Восточные МЭС"…….	Алпысбаев Талгат Турсунович
Филиал "Западные МЭС"……	Дайнеко Александр Николаевич
Филиал "СарбайскиеМЭС"……..	Каракесеков Кайрат Избасарович
Филиал "Северные МЭС"……	Туяков Тулеу Аканович
Филиал "Центральные МЭС"…….	Бейсенов Арман Кыдырбаевич
Филиал "ЮжныеМЭС"……...	Гольдштейн Сергей Генрихович
Представительство KEGOC в г. Алматы……..	Калменов Марат Эргалиевич

Руководство АО "Энергоинформ"

На дату составления данного Предварительного инвестиционного меморандума Председателем Правления АО "Энергоинформ" является Абдугалиев Ануар Молдагалиевич.

Руководство ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии"

На дату составления данного Предварительного инвестиционного меморандума Генеральным директором ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии" является Нурмаганбетов Жандос Демесинович.

Заинтересованные члены Совета директоров и Правления

В ходе осуществления своей обычной хозяйственной деятельности, Компания заключала и продолжает заключать сделки, в совершении которых имеется заинтересованность, с компаниями, аффилиированными с ее основным акционером, т.е. Фондом. Процедура заключения сделок между членами группы Фонда регулируется Законом о ФНБ и Правилами заключения сделок между членами Группы Фонда (Правила заключения сделок между организациями, входящими в группу АО "Самрук-Қазына", в отношении совершения которых Законом об акционерных обществах установлены особые условия).

Правила заключения сделок между членами Группы Фонда, уполномочивают Правление Компании принимать решения о заключении сделок с другими членами Группы Фонда. Решение считается принятым, если 75% всех членов Правления Компании проголосовало за принятие решения. Совет директоров Компании также может, по своему усмотрению, принимать решение о заключении сделки с членами Группы Фонда.

На дату настоящего Предварительного инвестиционного меморандума Фонд является единственным акционером Компании, и после Потенциального предложения Фонду будут принадлежать 90% плюс одна акция. Являясь контролирующим акционером Компании, Фонд контролирует Совет директоров KEGOC и следовательно контролирует Правление Компании. Это создает для Компании риск заключения Компанией сделок, в совершении которых имеется заинтересованность, на условиях менее благоприятных, чем те, которые могут быть получены в рамках сделок между не связанными друг с другом сторонами. Для более подробной информации

ПРОЕКТ

смотрите раздел "Интересы Фонда как основного акционера Компании могут отличаться от интересов Компании и от интересов держателей ее Акций".

Сделки с членами Совета директоров, членами Правления и ключевыми работниками

Компания не заключала сделок с членами Совета директоров или с ключевыми работниками, указанными в настоящем разделе, в период с 1 января 2011 года по 31 декабря 2013 года, за исключением сделок, в связи с их статусами как директорами или сотрудниками Компании

Корпоративное управление

Компания реализует политику совершенствования корпоративного управления. Разработка эффективных методов корпоративного управления и обеспечение стабильного развития являются одной из ключевых стратегических целей Компании, изложенных в Долгосрочной стратегии развития KEGOC на период до 2025 года.

Независимые директора

Согласно Закону об акционерных обществах не менее 30% директоров должны быть независимыми директорами. В настоящий момент независимыми директорами являются три директора из шести. Таким образом, число независимых директоров отвечает требованиям Закона об акционерных обществах.

Согласно Закону об акционерных обществах, а также Уставу Компании директор считается независимым, если он:

- не является аффилиированным лицом Компании или аффилиированных с ней организаций и не являлся им в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров (за исключением случая его пребывания на должности независимого директора Компании);
- не связан подчиненностью с должностными лицами Компании или аффилиированных с ней организаций и не был связан подчиненностью с такими лицами в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров;
- не участвует в аудите Компании в качестве аудитора, работающего в составе аудиторской организации, и не участвовал в таком аудите в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров;
- не является представителем любого акционера на заседаниях органов Компании и не являлся им в течение трех лет, предшествовавших его избранию в Совет директоров;
- не является государственным служащим.

Комитеты Совета директоров

В соответствии с Законом об акционерных обществах и Уставом Компании Компания обязана сформировать комитеты Совета директоров по вопросам:

(1) внутреннего аудита;

(2) кадров и вознаграждений;

(3) стратегического планирования;

(4) социальных вопросов.

В Компании действует три комитета: по внутреннему аудиту, по вопросам кадров и вознаграждений, а также по вопросам стратегического развития и корпоративного управления. Социальные вопросы распределяются между этими тремя комитетами.

В соответствии с Законом об акционерных обществах председателями комитетов по вопросам, перечисленным в пп. (1)-(4) выше, могут быть только независимые директора.

ПРОЕКТ

Комитет по аудиту

Комитет по аудиту является консультативным комитетом Совета директоров. Он несет ответственность за представление Совету директоров рекомендаций по следующим основным вопросам: (i) эффективность системы мониторинга финансовой и экономической деятельности Компании; (ii) эффективность системы управления рисками Компании и (iii) независимость внешних и внутренних аудиторов Компании.

В соответствии с Законом об акционерных обществах председателем комитета по аудиту должен быть независимый директор. Согласно внутренним документам Компании в состав Комитета по аудиту должны входить как минимум два директора, по крайней мере, один из которых должен быть независимым директором и являться председателем Комитета по аудиту. Как минимум один член Комитета по аудиту должен иметь образование и достаточный опыт в сфере бухгалтерского учета, финансов, финансовой отчетности или аудита. Члены Комитета по аудиту избираются простым большинством голосов членов Совета директоров.

В настоящий момент Комитет по аудиту состоит из трех независимых директоров: г-н Даукеев, г-н Спицын и г-н Сутера. Председателем Комитета является г-н Сутера. Все члены Комитета по аудиту обладают достаточными знаниями и квалификациями по функциональным вопросам комитета для его эффективной работы.

Комитет по аудиту разрабатывает годовой план деятельности и проводит заседания в соответствии с данным планом. Заседания Комитета по аудиту могут проводиться в форме видео- или аудиоконференции. При необходимости могут проводиться внеочередные заседания. Комитет по аудиту назначает секретаря, ответственного за организацию и созыв заседаний.

Основные функции Комитета по аудиту: (i) проверка финансовой отчетности Компании; рассмотрение и анализ предлагаемых изменений в Политику бухгалтерского учета и возможные последствия таких изменений; (ii) рассмотрение значимых разногласий между руководством Компании и внешним аудитором; (iii) предварительное утверждение Политики бухгалтерского учета; (iv) предварительное утверждение финансовой отчетности на конец года; (v) рассмотрение отчетов внешних и внутренних аудиторов в отношении системы управления рисками Компании; (vi) анализ последствий предпринимаемых Компанией действий и мер в целях повышения эффективности систем управления рисками и внутреннего мониторинга; (vii) рассмотрение предложений о привлечении внешнего аудитора и представление соответствующих рекомендаций; (viii) рассмотрение проектов договоров об оказании аудиторских услуг и дополнительных услуг; (ix) рассмотрение финансовых результатов на конец года и промежуточной финансовой отчетности, проходящей внешний аудит; (x) контроль за деятельностью Службы внутреннего аудита.

Комитет по назначениям и вознаграждениям

Комитет по назначениям и вознаграждениям является консультативным комитетом Совета директоров. В соответствии с Законом об акционерных обществах председателем комитета по вопросам кадров должен быть независимый директор. Согласно внутренним документам Компании, в состав Комитета по назначениям и вознаграждениям должны входить как минимум три директора, по крайней мере, два из которых должны быть независимыми директорами и являться председателями Комитета. Члены Комитета по назначениям и вознаграждениям избираются простым большинством голосов членов Совета директоров.

В настоящий момент Комитет по назначениям и вознаграждениям состоит из трех независимых директоров: г-н Даукеев, г-н Спицын и г-н Сутера. Председателем Комитета является г-н Даукеев.

Комитет по назначениям и вознаграждениям разрабатывает годовой план деятельности и проводит заседания в соответствии с данным планом. При необходимости могут проводиться внеочередные заседания. Функцию секретаря Комитета по назначениям и вознаграждениям, ответственного за организацию и созыв его заседаний, выполняет корпоративный секретарь.

Основные функции Комитета по назначениям и вознаграждениям: (i) разработка квалификационных требований и критериев отбора независимых директоров и корпоративного секретаря; (ii) разработка рекомендаций о вознаграждении членов Совета директоров, Правления,

корпоративного секретаря и других сотрудников Компании; (iii) разработка рекомендаций по назначению корпоративного секретаря; (v) разработка рекомендаций относительно численного состава и срока полномочий членов Правления; (vi) рассмотрение внутренних документов в отношении вознаграждения и оплаты труда, а также изменений и дополнений к ним.

Комитет по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления

Комитет по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления является консультативным комитетом Совета директоров. В соответствии с Законом об акционерных обществах председателем комитета по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления должен быть независимый директор. Согласно внутренним документам Компании, в состав Комитета по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления должны входить как минимум три директора. Члены Комитета по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления избираются простым большинством голосов членов Совета директоров.

В настоящий момент Комитет по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления состоит из трех независимых директоров: г-н Даукеев, г-н Спицын и г-н Сутера. Председателем Комитета является г-н Спицын.

Комитет по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления разрабатывает годовой план деятельности и проводит заседания в соответствии с данным планом. При необходимости могут проводиться внеочередные заседания. Функцию секретаря Комитета по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления, ответственного за организацию и созыв его заседаний, выполняет корпоративный секретарь.

Основные функции Комитета по вопросам стратегического планирования и корпоративного управления: (i) предварительный анализ долгосрочной стратегии Компании, а также изменений и дополнений к ней; (ii) предварительный анализ планов по реализации долгосрочной стратегии; (iii) предварительный анализ отчетов и других документов, содержащих информацию об эффективности стратегии.

Корпоративный секретарь

Совет директоров простым большинством голосов избирает корпоративного секретаря, подчиненного и подотчетного Совету директоров. Основные обязанности корпоративного секретаря: (i) обеспечение соответствия деятельности Компании, ее руководства и других органов требованиям к корпоративному управлению, содержащимся в законодательстве Республики Казахстан, а также в Уставе и других внутренних документах Компании; (ii) обеспечение эффективности заседаний Совета директоров и его комитетов; (iii) обеспечение эффективной коммуникации между управляющими органами и структурными подразделениями Компании.

Кодекс корпоративного управления

Кодекс корпоративного управления (далее – "Кодекс") был утвержден 17 мая 2011 г. Фондом как единственным акционером Компании. Основными целями принятия Кодекса являются повышение прозрачности корпоративного управления Компании и демонстрация готовности Компании следовать высоким стандартам корпоративного управления.

Кодекс представляет собой свод правил и рекомендаций, которыми Компании необходимо руководствоваться в ходе ее деятельности для соблюдения высоких этических стандартов внутрикорпоративных отношений и отношений с другими участниками рынка.

Кодекс призван сформулировать и внедрить в текущей деятельности Компании надлежащие стандарты и традиции корпоративного поведения, основанные на неукоснительном соблюдении законодательных требований и этических стандартов делового поведения. Целью внедрения и соблюдения Кодекса является создание положительного имиджа Компании в глазах акционеров, клиентов и сотрудников, а также контроль и минимизация рисков, поддержание устойчивых финансовых результатов и успешной уставной деятельности.

ПРОЕКТ

В соответствии с Кодексом основными принципами корпоративного управления Компании являются принцип защиты прав и интересов акционеров, принцип эффективности управления Компанией Советом директоров и Правления, принцип независимости деятельности Компании, принцип прозрачности и объективного раскрытия информации о деятельности Компании, принцип законности и этичности, принцип эффективности дивидендной и кадровой политики, принцип защиты окружающей среды, принцип разрешения корпоративных споров и конфликта интересов, а также принцип ответственности.

Отношения с инвесторами

Для поддержания хороших отношений со своими акционерами Компания создала Департамент по работе с инвесторами, который будет координировать в Компании отношения с инвесторами и станет основным контактным лицом Компании во взаимодействии с ее акционерами.

Управление рисками

Компания разработала и утвердила структуру управления рисками, включающую несколько внутренних политик Компании, утвержденных ее Советом директоров.

Компания также учредила Комитет по вопросам управления рисками, являющийся консультационным органом Правления. В состав Комитета входят следующие члены:

- председатель Комитета, председатель Правления KEGOC - Кажиев Б.Т.;
- заместитель председателя Комитета, заместитель Председателя Правления по корпоративному управлению- Бексары Ж.М.;

Члены комитета:

- первый заместитель Председателя Правления KEGOC - Жазыкбаев Б.М.;
- заместитель Председателя Правления по производству – Акмурзин А.А.;
- Управляющий директор по техническому контролю и обеспечению – Темирбеков Б.Ж.;
- Управляющий директор по экономике – Ботабеков А.Т.;
- Управляющий директор по правовому обеспечению и безопасности – Жакипбаев К.Т.;
- Управляющий директор по развитию НЭС и системным услугам – Куанышбаев А.Д.;
- Управляющий директор по работе с филиалами и ДЗО – Бекенов М.О.;
- Директор юридического Департамента – Сафуани Т.Е.;
- Директор филиала АО "KEGOC" "Национальный диспетчерский центр СО" - Нугманов С.А.;
- Руководитель Службы внутреннего аудита (в качестве наблюдателя без права голоса) – Есетов О.О.;
- Директор Департамента корпоративного развития – Ахметов Е.К..

Ключевые задачи Комитета по вопросам управления рисками: (i) оказание содействия Правлению по любым решениям, связанным с управлением рисками; (ii) предоставление рекомендаций по совершенствованию системы управления рисками; (iii) разработка мер по выявлению рисков, анализу, оценке и управлению рисками; (iv) предоставление рекомендаций по управлению рисками дочерним предприятиям Компании.

Внутренний аудит

В Компании учреждена Служба внутреннего аудита, находящаяся в подчинении и подотчетная Совету директоров. Закон об акционерных обществах определяет, что наличие Службы внутреннего аудита не является обязательным.

Члены Службы внутреннего аудита назначаются Советом директоров. Согласно внутренним политикам Компании, Служба внутреннего аудита должна быть независимой, чтобы

ПРОЕКТ

беспристрастно выполнять свои функции, члены Службы внутреннего аудита не имеют права (i) участвовать в какой-либо деятельности Компании, которая впоследствии может стать объектом внутреннего аудита, или (ii) проводить аудит какой-либо иной деятельности, которую они выполняли ранее. Внутренние политики Компании определяют квалификационные требования к руководителю Службы внутреннего аудита и членам Службы. Квалификационные требования могут различаться в зависимости от должности членов Службы внутреннего аудита.

Ключевые задачи Службы внутреннего аудита:(i) оценка надежности и эффективности систем управления рисками и внутреннего контроля; (ii) оценка соблюдения Компанией требований законов Казахстана, оценка системы выполнения требований; (iii) оценка рациональности и эффективности использования активов Компании; (iv) оценка развития системы корпоративного управления; (v) содействие службам внутреннего аудита дочерних предприятий Компании.

Служба внутреннего аудита выполняет следующие ключевые функции: (i) оценка соответствия и эффективности системы внутреннего контроля Компании; (ii) мониторинг соблюдения Компанией требований законов Казахстана, международных договоров, внутренних политик Компании, распоряжений государственных органов, решений органов Компании и оценка систем мониторинга вышеперечисленного; (iii) мониторинг соблюдения Компанией рекомендаций внешнего аудита; (iv) участие во внешнем аудите Компании.

ПРОЕКТ

ОПИСАНИЕ УСТАВНОГО КАПИТАЛА

Уставный капитал Компании сформирован простыми акциями, которые наделяют их владельцев правом голоса.

Крупным акционером Компании является Фонд, который, до Потенциального предложения владеет простыми акциями в количестве равном 100% всех голосующих акций Компании. После Потенциального предложения акций Фонду будут принадлежать как минимум 90% плюс одна акция Компании. Смотрите также раздел "ОСНОВНОЙ АКЦИОНЕР".

Первоначальный уставный капитал

В 1998 году Компания выпустила 7.406.963 простых акций номинальной стоимостью 10.000,00 тенге. Выпуск акций был зарегистрирован Национальной Комиссией Республики Казахстан по ценным бумагам 27 августа 1998 года. Правительство, в лице Департамента государственного имущества и приватизации Министерства Финансов Республики Казахстан приобрело все 7.406.963 простые акции, оплатив их государственным имуществом, которое было внесено в уставный капитал Компании в соответствии с (i) Постановлением Правительства № 1188 от 28 сентября 1996 года, (ii) Постановлением Правительства № 1193 от 31 июля 1997 года и (iii) Постановлением Правительства № 1210 от 4 августа 1997 года.

Компания приобрела право собственности на эти активы, которые сейчас составляют значительную часть НЭС. Акционерный капитал Компании был равен 74.069,63 млн. тенге.

Увеличение акционерного капитала

1 выпуск

Структура выпуска:

- эмитент – KEGOC;
- общее количество – 7.406.963 штук;
- вид – простые акции;
- номинальная стоимость одной простой акции – 10.000 тенге;
- форма выпуска – бездокументарная;
- орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска ценных бумаг - Национальной Комиссией Республики Казахстан по ценным бумагам;
- государственный регистрационный номер - 02-2-19/4177;
- дата государственной регистрации выпуска ценных бумаг - 27 августа 1998 года;
- аннулирование выпуска акций – нет;
- даты начала и окончания периода размещения ценных бумаг:
  - 27 августа 1998 г.
  - 02 ноября 1998 г.;

2 выпуск

Структура выпуска:

- эмитент – KEGOC;
- общее количество – 155.625 штук;
- вид – простые акции;

ПРОЕКТ

- номинальная стоимость одной простой акции – 10.000 тенге;
- форма выпуска – бездокументарная;
- орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска ценных бумаг - Агентство Республики Казахстан по регулированию и надзору финансового рынка и финансовых организаций;
- государственный регистрационный номер - А3493;
- дата государственной регистрации выпуска ценных бумаг - 09 июня 2005 года;
- аннулирование выпуска акций – нет;
- даты начала и окончания периода размещения ценных бумаг:
  - 09 июня 2005 г. – 21 марта 2006 г. (155.624 простые акции);
  - 22 сентября 2007 г. – 24 декабря 2007 г. (1 простая акция);

3 выпуск

Структура выпуска:

- эмитент – KEGOC;
- общее количество – 935.000 штук;
- вид – простые акции;
- номинальная стоимость одной простой акции – 10.000 тенге;
- форма выпуска – бездокументарная;
- орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска ценных бумаг - Агентство Республики Казахстан по регулированию и надзору финансового рынка и финансовых организаций;
- государственный регистрационный номер - А3493;
- дата государственной регистрации выпуска ценных бумаг - 18 июля 2008 года;
- аннулирование выпуска акций – нет;
- количество неразмещенных акции – 83.000 штук;
- даты начала и окончания периода размещения ценных бумаг:
  - 18 июля 2008 г. – 27 января 2009 г. (423.000 простых акций);
  - 28 января 2009 г. – 27 июля 2009 г. (269.000 простых акций);
  - 28 января 2011 г. – 27 июля 2011 г. (60.000 простых акций);
  - 28 июля 2012 г. – 27 января 2013 г. (100.000 простых акций);
  - 28 января 2013 г. – 27 июля 2013 г. (806.000 простых акций).

4 выпуск

Структура выпуска:

эмитент – KEGOC;

- общее количество – 300.000 штук;
- вид – простые акции;
- номинальная стоимость одной простой акции – 10.000 тенге;

ПРОЕКТ

- форма выпуска – бездокументарная;
- орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска ценных бумаг - Агентство Республики Казахстан по регулированию и надзору финансового рынка и финансовых организаций;
- государственный регистрационный номер - А3493;
- дата государственной регистрации выпуска ценных бумаг - 24 ноября 2008 года;
- аннулирование выпуска акций – нет;
- даты начала и окончания периода размещения ценных бумаг:
  - 18 июля 2008 г. – 27 января 2009 г.;

5 выпуск

Структура выпуска:

- эмитент – KEGOC;
- общее количество – 1.969.709 штук;
- вид – простые акции;
- номинальная стоимость одной простой акции – 10 000 тенге;
- форма выпуска – бездокументарная;
- орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска ценных бумаг - Агентство Республики Казахстан по регулированию и надзору финансового рынка и финансовых организаций;
- государственный регистрационный номер - А3493;
- дата государственной регистрации выпуска ценных бумаг - 25 ноября 2009 года;
- аннулирование выпуска акций – нет;
- даты начала и окончания периода размещения ценных бумаг:
  - 28 июля 2009 г. – 27 января 2010 г.;

18 марта 2013 года Компания увеличила количество акции путем дробления в пропорции 1:20.

6 выпуск

Структура выпуска:

- эмитент – KEGOC;
- общее количество – 22 978 437 штук;
- вид – простые акции;
- номинальная стоимость одной акции – 500 тенге;
- форма выпуска – бездокументарная;
- орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска ценных бумаг - Комитет по контролю и надзору финансового рынка и финансовых организаций Национального Банка Республики Казахстан;
- государственный регистрационный номер - А3493;
- дата государственной регистрации выпуска ценных бумаг - 18 марта 2013 года;

ПРОЕКТ

- аннулирование выпуска акций – нет;
- даты начала и окончания периода размещения ценных бумаг - акции не размещены.

7 выпуск

Структура выпуска:

- эмитент – KEGOC;
- общее количество – 21.675.623 штук;
- вид – простые акции;
- номинальная стоимость одной простой акции – 364 тенге 78 тиын;
- форма выпуска – бездокументарная;
- орган, осуществивший государственную регистрацию выпуска ценных бумаг – Национальный Банк Республики Казахстан;
- государственный регистрационный номер - A3493;
- дата государственной регистрации выпуска ценных бумаг - 10 сентября 2014 года;
- аннулирование выпуска акций – нет;
- дата начала размещения ценных бумаг - 28 июля 2014 г..

Регистратор Компании

АО "Единый регистратор ценных бумаг" (**"Регистратор"**), регистратор предоставляет Компании услуги по ведению реестра акционеров Компании в соответствии с договором, заключенным между Компанией и Регистратором в 2013 году. Деятельность регистратора не лицензируется. Регистратор был утвержден решением № 1 Национального Банка Республики Казахстан от 1 декабря 2011 года на основании постановления Правления Национального Банка Республики Казахстан № 171 от 28 октября 2011 года и в настоящее время является единственным участником рынка ценных бумаг, который вправе вести реестры держателей акций Казахстанских компаний. Право собственности на акции Общества подтверждается выпиской из реестра акционеров Общества.

Регистратор находится по адресу: Алматы, 050000, пр-т Абылай хана, 141 тел. 8 (727) 272 47 60, факс 8 (727) 272 47 60 вн. 230 e-mail info@tisr.kz. Хамитов Бекболат Сабитович является Председателем Правления Регистратора.

ПРОЕКТ

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ

Следующий краткий обзор некоторых вопросов налогообложения Казахстана основан на законодательстве Казахстана и практике налоговых органов Казахстана, существующей на дату составления данного документа и может изменяться в зависимости от изменений, вносимых в законы, изменений в толковании и практике применения таких законов (которые могут иметь обратную силу). Следующий краткий обзор не является всесторонним описанием всех налоговых вопросов, которые могут быть важны для принятия решения о приобретении, владением или отчуждении Акций, и не рассматривает налоговые последствия, применительно ко всем категориям инвесторов, на некоторых из которых (таких как дилеры, финансовые институты, страховые компании, коллективные инвестиционные схемы, организации, освобожденные от налогов, лица, связанные с Компанией или акционерами, которые приобрели Акции (или считается, что приобрели) в силу занимаемой должности или выполняемой работы) могут распространяться специальные требования. Если не указано иное, данный краткий обзор относится только к инвесторам, которые являются гражданами Казахстана.

Изложенные ниже заявления не являются советом какому-либо акционеру относительно его или ее личного налогообложения. Инвесторы, которые сомневаются в своем налогообложении в Казахстане, и акционеры, проживающие за пределами Казахстана, и которые подлежат налогообложению в другой юрисдикции, не являющейся Казахстаном, должны обратиться за консультацией к профессиональному консультанту.

В данном кратком обзоре обсуждаются налоговые последствия, которые возникают в Казахстане, в связи с приобретением, владением и предложением Акций. В целом, налоговое законодательство Казахстана, регулирующее налогообложение ценных бумаг и финансовых инструментов не достаточно развито и, во многих случаях, точный объем казахстанского налогообложения, правила соответствия нормам и механизм принудительного исполнения, не ясны и существует возможность для их различного толкования.

Единственным налогом, который может применяться в Казахстане при определенных обстоятельствах в отношении вышеуказанных сделок, является налог на прибыль. Никакие другие налоги или обязательные платежи не должны выплачиваться в Казахстане в отношении вышеуказанных сделок. Для всех соответствующих целей данного краткого обзора, кроме указанных ниже (например, договор об избежании двойного налогообложения дивидендов), юридические лица и физические лица подлежат схожему налогообложению.

Налоговое резидентство

Граждане Казахстана во всех случаях считаются резидентами Казахстана, если центр их жизненных интересов распложен в Казахстане. Центр жизненных интересов находится в Казахстане, если выполняются все из перечисленных ниже условий:

- Физическое лицо является гражданином Казахстана или имеет вид на жительство в Казахстане;
- Семья или близкие родственники физического лица проживают в Казахстане; и
- Физическое лицо или члены семьи физического лица владеют на праве собственности или любом ином основании недвижимым имуществом в Казахстане, которое доступно для проживания физического лица или членов его семьи.

Договоры об избежании двойного налогообложения могут предусматривать иные правила определения резидентства.

Налоговые резиденты Казахстана облагаются налогом на доход, полученный в любой части мира. Данный краткий обзор основан на презумпции, что все Акционеры и эмитент Акций являются резидентами Казахстана для целей налогообложения.

ПРОЕКТ

Отчуждение акций, которое не облагается налогом

Любой доход от продажи Акций на KASE методом открытых торгов, при условии, что такие акции находятся в официальном списке KASE на момент продажи, освобождаются от любых налоговых платежей.

Налогообложение дивидендов

Дивиденды по Акциям, которые находятся в официальном списке KASE на день начисления таких дивидендов, освобождаются от любых налоговых платежей.

Вышеприведенное описание не является полным анализом всех налоговых последствий, связанных с приобретением, владением и предложением Акций. Инвесторы должны обратиться к своим налоговым консультантам относительно налогообложения в конкретной ситуации.

ПРОЕКТ

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЛИСТИНГЕ

Аффиллиированные лица

Нижеследующая информация представлена согласно требованиям ст.6 раздела 4 Приложения 3 к Листинговым правилам Казахстанской фондовой биржи (ноябрь 2009).

Полное наименование	Юридический и фактический адрес (место нахождения)	Вид деятельности	Информация о первом руководителе	Основание аффиллиированности
АО "Энергоинформ"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Сары-Арка д. 15	Обеспечение надежного функционирования и эффективного развития информационно-телекоммуникационного комплекса ЕЭС РК	Абдугалиев Ануар Молдагалиевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 65 Закона РК "Об акционерных обществах"
ТОО "КазЭнергоПровод"	Республика Казахстан , 071400, ВКО, г. Семей, ул. Рыскулова, 4-Б	Производство и реализация кабельной и проводниковой продукции;	Кузекбаев Акан Галымжанович	подпункт 6) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Батыс транзит"	Республика Казахстан, 050008, г. Алматы, ул. Шевченко 162 ж	Строительство межрегиональной линии передачи, соединяющей Северную Казахстанскую и Актюбинскую область	Искаков Аскар Кенжекович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
ТОО "Мехэнергострой"	Республика Казахстан. 050057 г. Алматы, ул. Маркова, 13	Строительство, реконструкция и ремонт линий электропередачи и электрических подстанций и всех типов и классов напряжений	Мукашев Азат Саматович	подпункт 6) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
ТОО "Компания Паритет"	Республика Казахстан 050057 г. Алматы ул. Толе би 302	Организация, восстановления и введения бухгалтерского учета составление финансовой и статистической отчетности	Бершимбеков Ильяс Кайратбекович	подпункт 6) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
Общественный Фонд "Центр экономического анализа "Ракурс"	Республика Казахстан 050057 г. Алматы пр. Достык,97 Б, офис 7/2	Негосударственная некоммерческая исследовательская организация, занимающаяся изучением социально-экономического развития Казахстана		подпункт 6) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"

ПРОЕКТ

ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии"	Республика Казахстан г. Астана, Бейбитшілік, 37	Осуществление централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.	Нурмаганбетов Жандос Демесинович	подпункт 6) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Фонд национального благосостояния "Самрук-Казына"	Юридический адрес: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Кунаева д. 8, Блок Б	Повышение национального благосостояния Республики Казахстан посредством увеличения долгосрочной стоимости организаций и эффективного управления активами, входящими в группу Фонда	Шукеев Умирзак Естаевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Национальная компания "КазМунайГаз"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Кабанбай Батыра д. 19	Обеспечивает нефтяную и газовую транспортировку, транспортировку танкера, выполненную на территории Казахстана. Компания управляет главными очистительными заводами в Казахстане. Продает нефть и продукты очистки нефти и газа, защищает интересы государства в экспортной политике в торговле этих продуктов	Мынбаев Сауат Мухаметбаевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Национальная компания "Қазақстан темір жолы"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Кунаева д. 6	Осуществляет такие виды деятельности, как выполнение функций оператора магистральной железнодорожной сети, перевозка пассажиров и грузов железнодорожным транспортом	Мамин Аскар Узакпаевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Казпочта"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, район Сарыарка, улица	Предоставление всем клиентам, наиболее полно удовлетворяющего их	Мусин Багдат Батырбекович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных

ПРОЕКТ

	М. Ауэзова, 13	потребности, спектра современных качественных почтовых, финансовых и логистических услуг на всей территории Республики Казахстан		обществах"
АО "Казахтелеком"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, район Есиль, ул. Сауран, 12 (временный почтовый адрес) Республика Казахстан, 050059, г. Алматы, ул.Фурманова, 240 Б	Предоставляет высококачественную цифровую коммуникацию пользователям Республики Казахстан с широким спектром телекоммуникационных услуг	Есекеев Куанышбек Бахытбекович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "КазНИИ энергетики им. Чокина"	Республика Казахстан, 050008, г. Алматы, ул. Байтурсынова д.85	Исследования в области нестандартной электрической энергии и возобновляемые источники энергии, изучение новых типов нанотехнологий, и также эффективность использования энергии и проблема энергосбережения	Абдуллаев Калык Абдуллаевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "КОРЭМ"	Республика Казахстан, 010000, г.Астана, пр.Туран, д. 18, блок А	осуществление организации и проведения спот-торгов электрической энергии	Тиесов Суиншлик Амирхамзиевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Эйр Астана"	Республика Казахстан, 050039Алматы, ул. Закарпатская д. 4А Республика Казахстан, 010000, г.Астана, мкр. Самал, 12 Бизнес-центр "Астана Тауэр" 12 этаж	Обеспечивает внутреннее и международное воздушное сообщение	Питер Фостер	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Национальная атомная компания "Казатомпром"	Республика Казахстан, 010000, г.Астана, ул. Кунаева д. 10	Работает в области услуг цикла уранового и ядерного топлива, производстве бериллия, тантала и ниобия и выработки энергии	Каппаров Нурлан Джамбулович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Национальная компания	Республика Казахстан, 010000, г. Астана,	Участие в государственной программе	Смагулов Болат Советович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных

"Казахстан Инжиниринг"	пр. Д. Кунаева, 10	технологической модернизации вооруженных сил, других войск и воинских формирований Республики Казахстан и развития производства вооружения и военной техники		обществах"
АО "Майкаинзолото"	Республика Казахстан, 140308, Павлодарская область, поселок Майкаин, Баянаульский район, ул. Чкалова, 13	Добыча и переработка золотосодержащих колчеданно-полиметаллических руд	Богачев Игорь Геннадьевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Аэропорт Павлодар"	Республика Казахстан, 140001, г.Павлодар, аэропорт	Обеспечение регулярного, безопасного и эффективного обслуживания воздушных судов, пассажиров, багажа, почты и грузов в соответствии с законодательством Республики Казахстан и международными стандартами	Юдин Владимир Иванович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Международный аэропорт Атырау"	Республика Казахстан, 060011, г. Атырау	Обслуживание воздушных судов, пассажиров, багажа, почты и грузов	Керей Есбол Кусманович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Международный аэропорт Актобе"	Республика Казахстан, 030003, г.Актобе, Авиа городок	Весь спектр аэропортового обслуживания: обеспечение пассажирских перевозок, перевозок багажа и грузов воздушным транспортом, независимо от форм собственности, при выполнении регулярных и разовых (чартерных) рейсов по Казахстану, СНГ и дальнему зарубежью. Также Аэропорт обеспечивает воздушные суда горюче-смазочными материалами и другими дополнительными видами услуг	Аманбаев Бегежан Жанкадырханұлы	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"

ПРОЕКТ

АО "Самрук-Энерго"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, пр. Кабанбай батыра, 17, Блок Е, Бизнес-Центр "Лук Ойл"	Производство электричества, тепловой энергии, передача и распределение электричества, добычу угля, реконструкция, расширение и строительство средств питания энергии	Саткалиев Алмасадам Майданович (Председатель Правления)	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
ТОО "Самрук-Казына Контракт"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Кунаева д. 8, Блок Б, 36 этаж	Мониторинг доли казахстанского содержания в закупках компаний группы АО "Самрук-Казына"; осуществление маркетинга цен закупаемых компаниями группы АО "Самрук-Казына" товаров, работ и услуг; осуществление контрольных мероприятий по закупкам компаний группы АО "Самрук-Казына"	Елшибеков Серикбек Кенесбекович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
ТОО "Самрук-Казына Инвест"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Орынбор, здание "Казына Тауэр", 102 этаж	Участие в инвестиционной деятельности АО "Самрук-Қазына" (Фонд) посредством осуществления экспертизы, участия и управления некоторыми инвестиционными проектами Фонда.	Найзабеков Кайрат Галимжанови	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
ТОО "Объединенная химическая компания"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Д. Кунаева, д. 12/1, офис 5 Б	Получение чистого дохода в процессе независимой предпринимательской деятельности и развитие химической промышленности в Республике Казахстан. Организация и выполнение исследований, экспертиз и других работ, необходимых для инвестирования; участие в учреждении и/или приобретении акций юридических лиц; внедрение лучших международных методов корпоративного	Ердебай Дәурен Иманжанұлы (Председатель Наблюдательного Совета);	подпункт 5) пункта 1 ст. 65 Закона РК "Об акционерных обществах"

ПРОЕКТ

		управления.		
KGF Management	Республика Казахстан, 050059, Алматы, ул. Аль-Фараби д. 19, БЦ "Нурлы Тау", Здание 1Б, офис 502	Инвестиции	Джон Уорд (Исполнительный Председатель); Беспаев Досым (Руководящий Партнер)	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
KGF SLP	15.12.2008г. WK-221029			подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
KGF IM	15.12.2008г. WK - 221054			подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
Акционерное общество "Национальная горнорудная компания "Тау-Кен Самрук"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Д. Кунаева, д. 12/1,	Развитие проектов по формированию и вовлечению в добычу и переработку ресурсной базы; развитие проектов привлечения инновационных технологий;формирование интегрированного портфеля активов в сфере разведки, добычи, переработки твердых полезных ископаемых.	Тумагамбетов Мажит Абдыкаликович	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
АО "Фонд недвижимости "Самрук-Казына"	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Орынбор, здание "Казына Тауэр" Республика Казахстан, 050040, Алматы, ул. Байзакова д.280, БЦ "Алматы Тауэрс", Южная Здание, 7 этаж	Инвестирование в жилищное строительство и эффективное управление недвижимостью, развитие стройиндустрии, поддержка отечественных поставщиков работ, товаров и услуг	Мунжасаров Жумагали Ахметгалиевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"
ТОО "Карагандагипрошахт и К"	Республика Казахстан, г. Караганда, ул. Лободы д.15	Проектные работы для капитального строительства: технологическое проектирование (угольные шахты и разрезы, рудники и карьеры черной и	Мирный Иван Яковлевич	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"

		цветной промышленности, строительных материалов), архитектурное строительное проектирование, проектирование инженерных сетей и систем, разработка проектов производства работ и организации строительства, разработка сметной документации.		
ТОО "Самрук-Қазына Финанс"	Республика Казахстан, 050000, Алматы, ул. Фурманова	Оказание консультационных услуг АО ФНБ Самрук-Қазына по управлению долей участия в финансовых организациях, которые прямо или косвенно принадлежат АО "ФНБ "Самрук-Қазына".	Кошкимбаева Мира Аманкуловна	подпункт 5) пункта 1 ст. 64 Закона РК "Об акционерных обществах"

№ пп	Фамилия, Имя, Отчество (при наличии)	Основание для отнесения к аффилиированным лицам	Город и страна проживания	Примечания
1	Бектемиров Куаныш Абдугалиевич	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Главный директор по управлению активами АО "Фонд национального благосостояния "Самрук-Қазына", Председатель Совета директоров АО "KEGOC"
2	Саткалиев Алмасадам Майданович	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Член Совета директоров KEGOC
3	Кажиев Бакытжан Толеукажиевич	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Председатель Правления KEGOC, Член Совета директоров KEGOC
4	Жазыкбаев Бакытхан Медегалиевич	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Член Правления KEGOC
5	Бексары Жанабай Муратбекулы	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Член Правления KEGOC
6	Темирбеков Болат	подпункт 3) пункта 1	г. Астана,	Член Правления KEGOC

ПРОЕКТ

	Жалболдинович	Статьи 64 Закона РК"Об акционерных обществах"	Казахстан	
7	Жакипбаев Кайрат Тулегенович	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Член Правления KEGOC
8	Ботабеков Айбек Толеубекович	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Член Правления KEGOC
9	Акмурзин Абат Аманович	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана Казахстан	Член Правления KEGOC
10	Куанышбаев Аскербек Досаевич	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"	г. Астана, Казахстан	Член Правления KEGOC
11	Бекенов Муктар Онгарбаевич	подпункт 3) пункта 1 Статьи 64 Закона РК "Об акционерных обществах"		Член Правления KEGOC

ПРОЕКТ

ГЛОССАРИЙ ТЕРМИНОВ

АРЕМ	Агентство Республики Казахстан по регулированию естественных монополий – соответствующее государственное агентство, ранее регулировавшее деятельность естественных монополий в Казахстане, включая вопросы расчета и введения тарифов. Агентство упразднено в 2014 г., его функции переданы МНЭ;
АСКУЭ	автоматизированная система контроля и учета энергии.
Аудированная финансовая отчетность	прошедшая аудит финансовая отчетность Компании, по состоянию на и за периоды, заканчивающиеся 31 декабря 2011, 2012 и 2013 гг;
Воздушные линии электропередачи или ВЛ	устройство для передачи электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и прочих);
Гражданский кодекс	Гражданский кодекс Республики Казахстан (Общая часть) от 27 декабря 1994 года и Гражданский кодекс Республики Казахстан (Особенная часть) от 1 июля 1999 года № 409-I;
Группа	Компания и ее дочерние компании;
Группа Фонда	(i) Фонд; (ii) организации, в которых Фонд владеет более 50% акций с правом голоса или долей участия ("Организации Фонда"); (iii) дочерние предприятия Организаций Фонда, в которых Организации Фонда владеют более 50% акций (с правом голоса) или долей участия ("Дочерние предприятия"); и (iv) компании, в которых Дочерние предприятия владеют более 50% акций (с правом голоса) или долей участия;
ДУП	допустимый уровень прибыли;
ЕАЭС	Евразийский экономический союз;
ЕНПФ	Акционерное Общество "Единый накопительный пенсионный фонд";
ЕЭС	единая электроэнергетическая система Казахстана;
Закон об акционерных обществах	Закон Республики Казахстан от 13 мая 2003 года № 415-II "Об акционерных обществах";
Закон о валютном регулировании	Закон Республики Казахстан от 13 июня 2005 года № 57-III "О валютном регулировании и валютном контроле";
Закон о государственных закупках	Закон Республики Казахстан "О государственных закупках" № 303-III ЗРК от 21 июля 2007 г.;
Закон о гражданской защите	Закон Республики Казахстан №188-V "О гражданской защите" от 11 апреля 2014 года;
Закон о государственном имуществе	Закон Республики Казахстан от 1 марта 2011 года № 413-IV "О государственном имуществе";
Закон о естественных монополиях	Законом Республики Казахстан "О естественных монополиях и регулируемых рынках" № 272-I от 9 июля 1998 года;

ПРОЕКТ

Закон о рынке ценных бумаг	Закон Республики Казахстан "О рынке ценных бумаг" от 2 июля 2003 года № 461;
Закон о ФНБ	Закон Республики Казахстан "О Фонде национального благосостояния" от 1 февраля 2012 г.;
Закон об электроэнергетике	Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588-II "Об электроэнергетике";
Закон США о ценных бумагах	Закон США "О Ценных бумагах" 1933 года (с изменениями);
Заявка	заявка на рассмотрение предельного уровня тарифов и тарифных смет на регулируемые услуги;
Инвестиционный меморандум	настоящий инвестиционный меморандум Компании;
Компания или KEGOC	Акционерное Общество "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) "KEGOC";
КОРЭМ	АО "КОРЭМ" (казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности);
КГ	(время работы ВЛ, час) / (8760 часов);
МВФ	Международный валютный фонд;
МСФО	Международные Стандарты Финансовой Отчетности;
МЭ	Министерство энергетики Республики Казахстан;
МНЭ	Министерство национальной экономики Республики Казахстан;
МИНТ	Министерство индустрии и новых технологий Республики Казахстан;
МРИ	Месячный расчетный индекс, устанавливаемый согласно законодательству, регулирующему республиканский бюджет, на соответствующие годы;
Национальный фонд	Национальный фонд Казахстана;
НБК	Национальный Банк Республики Казахстан;
НДЦ	Национальный Диспетчерский Центр;
Неаудированная финансовая отчетность	неаудированная финансовая отчетность Компании на 30 июня 2014 года и за 6 месяцев по вышеуказанную дату;
НЭС	национальная электрическая сеть, как определено в Законе об электроэнергетике, состоящая из совокупности подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и (или) межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 киловольт и выше;
НП	норма прибыли;
ОСА	общее собрание акционеров;
Правительство	Правительство Республики Казахстан;
Правила закупок Самрук-	правила, регулирующие порядок осуществления закупок

ПРОЕКТ

Казына	товаров, работ и услуг, принятых в отношении Фонда и юридических лиц, в которых Фонд прямо или косвенно владеет на правах собственности или в порядке доверительного управления 50 и более процентами голосующих акций (долей участия), утвержденные Советом директоров Фонда 26 мая 2012 г.;
Правила заключения сделок между компаниями Группы Фонда	Правила заключения сделок между организациями, входящими в группу АО «Самрук-Қазына», в отношении совершения которых Законом Республики Казахстан «Об акционерных обществах» установлены особые условия, утвержденные Совета директоров АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» от 27 апреля 2009 года;
Подстанция	электроустановка, служащая для преобразования и распределения электрической энергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений;
Проспект	Проспект, зарегистрированный Национальным банком Республики Казахстан 28 мая 2013 года;
РБА	Регулируемая база задействованных активов;
РДЦ	региональный диспетчерский центр;
РЭК	региональная электросетевая компания;
Регистратор	АО "Единый регистратор ценных бумаг";
Самрук	АО "Казахстанский холдинг по управлению государственными активами АО "САМРУК";
Соответствующее Государство-член	государство-член Европейского экономического пространства, реализовавшее "Директиву об эмиссионных проспектах";
Соответствующая дата реализации	дата реализации "Директивы об эмиссионных проспектах" Соответствующим Государством-членом;
СМП	средние и малые предприятия;
США	Соединенные Штаты Америки;
Тенге	официальная валюта Казахстана;
Устав	действующий Устав Компании;
Узбекэнерго	ГАК "Узбекэнерго";
Фонд	Акционерное Общество "Фонд национального благосостояния "Самрук-Қазына";
Финансовый консультант	Акционерное Общество "Дочерняя организация "Народного Банка Казахстана Halyk Finance";
Финансовая отчетность	Неаудированная финансовая отчетность совместно с Аудированной финансовой отчетностью;
ЦАЭС	Центральноазиатская энергосистема;
Центр по поддержке возобновляемых источников	ТОО "Расчетно-финансовый центр по поддержке

ПРОЕКТ

энергии	возобновляемых источников энергии";
Центральный депозитарий	АО "Центральный депозитарий ценных бумаг";
ЭПО	энергопередающая организация;
ЭСО	энергоснабжающая организация;
Экологический кодекс	Экологический кодекс Республики Казахстан № 212-III от 9 января 2007 г.;
"EUR" или "евро"	единая валюта Европейского экономического и валютного союза;
KASE	Акционерное общество "Казахстанская фондовая биржа";
SEC	Комиссия по ценным бумагам и биржам США;
"USD" или "доллары США"	официальная валюта США.

ПРОЕКТ

ФИНАНСОВЫЕ ОТЧЕТЫ

ПРОЕКТ

ИНДЕКС ФИНАНСОВЫХ ОТЧЕТОВ

Страницы

Неаудированная консолидированная финансовая отчетность АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 г.

Промежуточный консолидированный отчет о финансовом положении

Промежуточный консолидированный отчет о совокупном доходе

Промежуточный консолидированный отчет о движении денежных средств

Промежуточный консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале

Примечания к промежуточной консолидированной финансовой отчетности

Аудированная консолидированная финансовая отчетность АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" за год, закончившийся 31 декабря 2013 г.

Консолидированный отчет о финансовом положении

Консолидированный отчет о совокупном доходе

Консолидированный отчет о движении денежных средств

Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

Аудированная консолидированная финансовая отчетность АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" за год, зак ончившийся 31 декабря 2012 г.

Консолидированный отчет о финансовом положении

Консолидированный отчет о совокупном доходе

Консолидированный отчет о движении денежных средств

Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

Аудированная консолидированная финансовая отчетность АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

Консолидированный отчет о финансовом положении

Консолидированный отчет о совокупном доходе

Консолидированный отчет о движении денежных средств

Консолидированный отчет об изменениях в собственном капитале

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

ПРОЕКТ

АО «Казахстанская Компания
по Управлению Электрическими Сетями»

Неаудированная промежуточная
консолидированная финансовая отчётность

По состоянию на и за шесть месяцев,
закончившихся 30 июня 2014 года

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт по результатам обзора промежуточной консолидированной финансовой отчётности

Промежуточная консолидированная финансовая отчётность

Промежуточный консолидированный отчёт о финансовом положении 1
Промежуточный консолидированный отчёт о совокупном доходе 2-3
Промежуточный консолидированный отчёт о движении денежных средств 4
Промежуточный консолидированный отчёт об изменениях в капитале 5
Примечания к промежуточной консолидированной финансовой отчётности 6-47

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 30 июня 2014 года

В тысячах тенге	**Прим.**	**30 июня 2014 г. (неаудировано)**	31 декабря 2013 г. (аудировано)
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	**461.096.910**	308.819.164
Нематериальные активы		**822.259**	885.708
Авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов	6	**7.487.279**	8.765.506
Инвестиции в ассоциированные компании	7	**169.413**	220.446
Прочие финансовые активы	10	**3.671.689**	868.269
Прочие долгосрочные активы		**197.792**	56.662
		473.445.342	319.615.755
Текущие активы			
Запасы	8	**2.451.096**	1.916.887
Торговая дебиторская задолженность	9	**13.093.000**	8.501.318
НДС к возмещению и предоплата по прочим налогам		**2.156.193**	2.817.752
Предоплата по подоходному налогу		**1.259.371**	1.141.931
Прочие финансовые активы	10	**15.473.092**	18.992.431
Денежные средства, ограниченные в использовании	11	**2.024.648**	1.688.834
Прочие текущие активы	12	**1.139.038**	919.263
Денежные средства и их эквиваленты	13	**18.213.201**	11.727.555
		55.809.639	47.705.971
Итого активов		**529.254.981**	367.321.726
Капитал и обязательства			
Капитал			
Уставный капитал	14	**107.245.972**	107.245.972
Фонд переоценки резервов	14	**221.986.464**	110.878.954
Прочие резервы	14	**(170.701)**	(170.701)
Нераспределенная прибыль		**3.136.016**	3.227.238
		332.197.751	221.181.463
Долгосрочные обязательства			
Займы	15	**104.079.840**	82.323.069
Обязательство по отложенному подоходному налогу	24	**64.901.783**	36.090.576
		168.981.623	118.413.645
Текущие обязательства			
Торговая и прочая кредиторская задолженность	17	**10.536.211**	14.713.802
Займы	15	**13.402.909**	10.218.204
Авансы полученные		**1.530.029**	789.884
Резерв на строительство	16	**681.463**	–
Задолженность по прочим налогам, кроме подоходного налога		**479.085**	713.332
Прочие текущие обязательства	18	**1.445.910**	1.291.396
		28.075.607	27.726.618
Итого обязательств		**197.057.230**	146.140.263
Итого капитала и обязательств		**529.254.981**	367.321.726
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	14	**1.545**	1.027

Председатель Правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 6 по 47 являются неотъемлемой частью данной промежуточной консолидированной финансовой отчётности.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года

		Три месяца, закончившихся 30 июня		**Шесть месяцев, закончившихся 30 июня**	
В тысячах тенге	**Прим.**	**2014 г. (неаудировано)**	2013 г. (аудировано)	**2014 г. (неаудировано)**	2013 г. (аудировано)
Доходы	19	**17.746.469**	15.325.856	**42.685.668**	34.976.552
Себестоимость оказанных услуг	20	**(16.336.066)**	(11.811.113)	**(34.650.783)**	(26.152.847)
Валовая прибыль		**1.410.403**	3.514.743	**8.034.885**	8.823.705
Общие и административные расходы	21	**(4.409.411)**	(1.483.358)	**(6.332.064)**	(2.837.073)
Расходы по реализации		**(38.562)**	(46.800)	**(74.386)**	(87.131)
Доход от переоценки основных средств		**14.194.012**	–	**14.194.012**	–
Операционная прибыль		**11.156.442**	1.984.585	**15.822.447**	5.899.501
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям		**394.978**	437.547	**822.647**	862.971
Финансовые расходы	22	**(935.815)**	(570.813)	**(1.693.881)**	(967.831)
Отрицательная курсовая разница, нетто	23	**(326.900)**	(878.469)	**(13.367.026)**	(100.897)
Доля в убытке ассоциированной компании		**(2.976)**	–	**(6.323)**	–
Прочие доходы		**64.388**	41.689	**115.677**	74.102
Прочие расходы		**(24.809)**	(117.869)	**(29.609)**	(120.388)
Прибыль до налогообложения		**10.325.308**	896.670	**1.663.932**	5.647.458
Расходы по налогу на прибыль	24	**(2.770.435)**	(332.300)	**(1.076.012)**	(1.337.303)
Прибыль за отчетный период		**7.554.873**	564.370	**587.920**	4.310.155
Прибыль на акцию					
Базовая и разводненная прибыль за отчётный период, приходящаяся на держателей обыкновенных акций материнской компании (в тенге)	14	**35,22**	2,64	**2,74**	20,15

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

		Три месяца, закончившихся 30 июня		Шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**Прим.**	**2014 г. (неаудировано)**	2013 г. (аудировано)	**2014 г. (неаудировано)**	2013 г. (аудировано)
Прибыль за отчетный период		**7.554.873**	564.370	**587.920**	4.310.155
Прочий совокупный (убыток) / доход					
Прочий совокупный убыток, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:					
Чистый убыток по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи		**–**	(115.578)	**–**	(115.578)
Влияние налога на прибыль		**–**	–	**–**	–
Чистый прочий совокупный убыток, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		**–**	(115.578)	**–**	(115.578)
Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:					
Доходы от переоценки основных средств		**138.887.289**	–	**138.887.289**	–
Влияние налога на прибыль		**(27.777.458)**	–	**(27.777.458)**	–
Чистый прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		**111.109.831**	–	**111.109.831**	–
Прочий совокупный доход / (убыток) за отчетный период, за вычетом налога на прибыль		**111.109.831**	(115.578)	**111.109.831**	(115.578)
Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль		**118.664.704**	448.792	**111.697.751**	4.194.577

Председатель Правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 6 по 47 являются неотъемлемой частью данной промежуточной консолидированной финансовой отчётности.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года

В тысячах тенге	**Прим.**	**2014 г. (неаудировано)**	2013 г. (аудировано)
Операционная деятельность			
Прибыль до налогообложения		**1.663.932**	5.647.458
Корректировки на сведение прибыли до налогообложения к чистым денежным потокам:			
Износ и амортизацию		**7.906.137**	3.616.557
Финансовые расходы	22	**1.693.881**	967.831
Убытки по курсовой разнице		**13.477.770**	147.648
Начисление резерва по сомнительной торговой и прочей дебиторской задолженности и прочим текущим активам	21	**2.284.397**	273.658
Начисление / (восстановление) резерва на устаревшие запасы	21	**39.730**	(190.118)
Доход от переоценки основных средств		**(14.194.012)**	–
Убыток от выбытия основных средств и нематериальных активов		**20.090**	112.581
Процентный доход		**(822.647)**	(862.971)
Доля в убытке ассоциированной компании		**6.323**	–
Корректировки на оборотный капитал:			
Изменение в запасах		**(573.939)**	(783.049)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		**(6.841.147)**	948.228
Изменение в НДС к возмещению и предоплате по прочим налогам		**661.559**	748.863
Изменение в прочих текущих активах		**(254.707)**	(321.754)
Изменение торговой и прочей кредиторской задолженности		**1.334.801**	(196.300)
Изменение авансов полученных		**740.145**	188.108
Изменение задолженности по налогам кроме налога на прибыль		**(234.249)**	73.445
Изменение в прочих текущих обязательствах		**(239.076)**	207.240
Денежные потоки от операционной деятельности		**6.668.988**	10.577.425
Проценты уплаченные		**(1.404.775)**	(1.484.074)
Подоходный налог уплаченный		**(159.703)**	(3.513)
Проценты полученные		**734.879**	759.971
Чистые денежные потоки от операционной деятельности		**5.839.389**	9.849.809
Инвестиционная деятельность			
Снятие с депозитных счетов		**10.610.008**	7.752.311
Пополнение депозитных счетов		**(6.327.444)**	(9.384.020)
Изменение в денежных средствах, ограниченных в использовании		**(119.606)**	88.820
Выручка от реализации основных средств и нематериальных активов		**43.160**	25.507
Приобретение основных средств		**(11.074.737)**	(5.719.945)
Приобретение нематериальных активов		**(18.631)**	(20.471)
Средства, выплаченные на строительство детского сада		**(202.522)**	–
Погашение займов, выданных сотрудникам		**10.972**	–
Инвестиции в ассоциированную компанию		**–**	(100.530)
Распределение от ассоциированной компании		**44.710**	–
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		**(7.034.090)**	(7.358.328)
Финансовая деятельность			
Поступление от выпуска акций		**–**	403.000
Дивиденды выплаченные		**–**	(2.082.309)
Погашение займов		**(5.009.901)**	(3.725.669)
Получение займов		**11.925.058**	6.405.866
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности		**6.915.157**	1.000.888
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		**5.720.456**	3.492.369
Чистая курсовая разница		**765.190**	47.001
Денежные средства и их эквиваленты на начало периода	13	**11.727.555**	8.044.502
Денежные средства и их эквиваленты на конец периода	13	**18.213.201**	11.583.872

Председатель Правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 6 по 47 являются неотъемлемой частью данной промежуточной консолидированной финансовой отчётности.

ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЁТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года

В тысячах тенге	**Уставный капитал** *(Примечание 14)*	**Фонд переоценки активов**	**Резервы** *(Примечание 14)*	**Нераспре-делённая прибыль**	**Итого**
На 1 января 2013 года (аудировано)	106.842.972	–	(55.123)	19.772.193	126.560.042
Прибыль за отчётный период	–	–	–	4.310.155	4.310.155
Чистый убыток по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи, за вычетом налога прибыль *(Примечание 14)*	–	–	(115.578)	–	(115.578)
Итого совокупный убыток	–	–	(115.578)	4.310.155	4.194.577
Вклад в уставный капитал *(Примечание 14)*	403.000	–	–	–	403.000
Дивиденды *(Примечание 14)*	–	–	–	(2.082.309)	(2.082.309)
На 30 июня 2013 года (аудировано)	107.245.972	–	(170.701)	22.000.039	129.075.310
На 1 января 2014 года (аудировано)	**107.245.972**	**110.878.954**	**(170.701)**	**3.227.238**	**221.181.463**
Убыток за отчётный период	**–**	**–**	**–**	**587.920**	**587.920**
Доход от переоценки основных средств, за вычетом налога на прибыль *(Примечание 14)*	**–**	**111.109.831**	**–**	**–**	**111.109.831**
Итого совокупный доход	**–**	**111.109.831**	**–**	**587.920**	**111.697.751**
Перенос фонда переоценки активов *(Примечание 14)*	**–**	**(2.321)**	**–**	**2.321**	**–**
Распределение акционеру (*Примечание 16*)	**–**	**–**	**–**	**(681.463)**	**(681.463)**
На 30 июня 2014 года (неаудировано)	**107.245.972**	**221.986.464**	**(170.701)**	**3.136.016**	**332.197.751**

Председатель Правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 6 по 47 являются неотъемлемой частью данной промежуточной консолидированной финансовой отчётности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «Компания» или «KEGOC») было образовано в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 1188 от 28 сентября 1996 года путем передачи части активов бывшей Национальной энергетической системы «Казахстанэнерго».

Единственным акционером Компании является АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»). Самрук-Казына находится под контролем Правительства Республики Казахстан.

KEGOC является национальной компанией, осуществляющей услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии в Казахстане. В качестве назначенного государством системного оператора Компания осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети (НЭС), ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности. НЭС состоит из подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и (или) межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 киловольт и выше.

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года Компания имела доли участия в следующих компаниях:

		Доля участия	
Компания	**Деятельность**	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
АО «Энергоинформ»	Информационное обеспечение деятельности KEGOC	**100%**	100%
ТОО «Расчётно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии»	Централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан	**100%**	100%

Компания и ее дочерние организации далее вместе именуются «Группа».

Деятельность Группы регулируется Законом Республики Казахстан от 9 июля 1998 года № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках», поскольку она является естественным монополистом в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Согласно Закону, тарифы Группы на услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии утверждаются Агентством по регулированию естественных монополий Республики Казахстан (далее – «Агентство»).

Головной офис Компании зарегистрирован по адресу: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Бейбитшилик, 37.

Прилагаемая промежуточная консолидированная финансовая отчётность была утверждена к выпуску Председателем Правления и Главным бухгалтером Компании 20 августа 2014 года.

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Промежуточная консолидированная финансовая отчётность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности («МСФО») в редакции утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчётности («Совет по МСФО»).

Данная промежуточная консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением некоторых классов основных средств, которые отражены по переоцененной стоимости, и финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, которые оцениваются по справедливой стоимости, как указано в учётной политике и примечаниях к настоящей промежуточной консолидированной финансовой отчётности. Промежуточная консолидированная финансовая отчётность представлена в Тенге, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Основа консолидации

Промежуточная консолидированная финансовая отчётность включает финансовую отчётность Компании и её дочерних организаций по состоянию на 30 июня 2014 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиции или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- Наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- Наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиции или подверженности риску, связанному с ее изменением;
- Наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиции.

При наличии у Группы менее чем большинства прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- Соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- Права, обусловленные другими соглашениями;
- Права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трёх компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в отчёт о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода (ПСД) относятся на собственников материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчётность дочерних компаний корректируется для приведения учётной политики таких компаний в соответствие с учётной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации.

Изменение доли участия в дочерней компании без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней компанией, она:

- Прекращает признание активов и обязательства дочерней компании (в том числе относящегося к ней гудвила);
- Прекращает признание балансовой стоимости неконтрольных долей участия;
- Прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале;
- Признает справедливую стоимость полученного вознаграждения;
- Признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции;
- Признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в составе прибыли или убытка;
- Переклассифицирует долю материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе ПСД, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с конкретными требованиями МСФО, как если бы Группа осуществила непосредственное выбытие соответствующих активов или обязательств.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учётной политике

Переоценка сооружений НЭС

В 2013 году Группа пересмотрела метод учёта основных средств в части оценки определенных классов основных средств после их первоначального признания. Ранее Группа оценивала все основные средства с использованием модели учёта по первоначальной стоимости согласно МСФО (IAS) 16.30, в соответствии с которой после первоначального признания актив, классифицированный в качестве объекта основных средств, отражался по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения.

С 1 ноября 2013 года Группа изменила метод учёта сооружений НЭС, классифицированных в качестве основных средств, поскольку Группа считает, что модель переоценки более уместно отражает финансовое положение сооружений НЭС. После первоначального признания Группа использует модель переоценки, согласно которой сооружения НЭС оцениваются по справедливой стоимости на дату переоценки за вычетом накопленной впоследствии амортизации и накопленных впоследствии убытков от обесценения.

Группа применила исключение в МСФО (IAS) 8, освобождающее ее от ретроспективного применения такого изменения учётной политики и необходимости раскрытия большого объёма информации.

Новые стандарты, интерпретации и поправки к действующим стандартам и интерпретациям

Принципы учёта, принятые при составлении промежуточной консолидированной финансовой отчётности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой консолидированной финансовой отчётности Группы за год, завершившийся 31 декабря 2013 года, за исключением принятых на 1 января 2014 год поправок к стандартам и интерпретациям, отмеченным ниже:

- МСБУ 32 *«Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств»*;
- МСБУ 39 *«Замена обязательства по производным и продолжение учёта хеджирования»*;
- IFRIC 21 *«Взыскания»*;
- МСФО 10 *«Инвестиционные организации»*;
- Поправки к МСФО (IAS) 36 *«Обесценение активов» − «Раскрытие информации о возмещаемой стоимости для нефинансовых активов»*.

Характер и влияние каждого/ой нового/ой стандарта/поправки описаны ниже:

МСБУ 32 «Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств»

В рамках данных поправок разъясняется значение фразы «в настоящий момент обладает юридическим закрепленным правом на осуществление взаимозачёта». Поправки также описывают, как следует правильно применять критерии взаимозачёта в МСБУ 32 в отношении систем расчётов (таких как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы неодновременных валовых платежей. Поправки не оказали влияния на финансовое положение или результаты Группы.

МСБУ 39 «Замена обязательства по производным и продолжение учёта хеджирования»

В июне 2013 года Совет по МСФО опубликовал «*Замена обязательства по производным и продолжение учёта хеджирования − изменения в МСБУ 39*». Это изменение в МСБУ 39 *«Финансовые инструменты: признание и оценка»* представляет исключения к требованию о прекращении учёта хеджирования, когда внебиржевые производные, разработанные как инструмент хеджирования, прямо или косвенно переведены основному контрагенту в результате законов и постановлений, либо введения законов и постановлений. Поправка не оказала влияния на финансовое положение или результаты Группы.

IFRIC 21 «Взыскания»

В мае 2013 года Совет по МСФО опубликовал Интерпретацию IFRIC 21 *«Взыскания»*. Интерпретация поясняет, что компания признаёт обязательство по взысканию когда возникает действие, повлекшее за собой выплату, как определено соответствующим законодательством. Также интерпретация поясняет, что обязательство по взысканию начисляется прогрессивно только в том случае, если действие, повлекшее за собой выплату возникает в период времени, согласно соответствующему законодательству. Для взысканий, которые возникают после достижения определённого порога, интерпретация поясняет, что обязательство не должно быть признано до тех пор пока установленный порог не достигнут. Интерпретация не оказала влияния на финансовое положение или результаты Группы.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, интерпретации и поправки к действующим стандартам и интерпретациям (продолжение)

МСФО 10 «Инвестиционные организации»

Поправка к МСФО 10 *«Консолидированная финансовая отчётность»* предоставляет исключения к требованию по консолидации для предприятий, которые подпадают под определение инвестиционных организаций. Согласно данному исключению, инвестиционные предприятия должны учитывать дочерние организации по справедливой стоимости через прибыль или убытки в соответствии с МСФО 9 *«Финансовые инструменты»*. Поправка не оказала влияния на финансовое положение или результаты Группы.

Поправки к МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов» − «Раскрытие информации о возмещаемой стоимости для нефинансовых активов»

Данные поправки устраняют нежелательные последствия для раскрытия информации согласно МСФО (IAS) 36, связанные с вступлением в силу МСФО (IFRS) 13. Кроме того, данные поправки требуют раскрытия информации о возмещаемой стоимости активов или ПГДП, по которым в течение отчётного периода был признан или восстановлен убыток от обесценения. Данные поправки применяются ретроспективно в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2014 года или после этой даты, при этом допускается досрочное применение при условии применения МСФО (IFRS) 13. В соответствии с данными поправками Группа представила дополнительное раскрытие информации о возмещаемой стоимости для нефинансовых активов в *Примечании 6*.

Стандарты, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но ещё не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчётности Группы. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО 9 «Финансовые инструменты: классификация и оценка»

МСФО 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся с 1 января 2013 года или после этой даты, но в результате выпуска поправок к МСФО 9 *«Дата обязательного применения МСФО 9 и переходные требования к раскрытию информации»*, опубликованных в декабре 2011 года, дата обязательного применения была перенесена на 1 января 2015 года. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учёт хеджирования и обесценение финансовых активов. Группа оценит влияние этого стандарта на суммы в финансовой отчётности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

МСФО 15 «Выручка по договорам с покупателями»

МСФО 15 определяет как и когда компания признает выручку, а также требует более информативное раскрытие соответствующей информации пользователям финансовой отчётности. Стандарт рассматривает единую, основанную на принципах, пятиступенчатую модель, которая будет применима ко всем договорам с клиентами. МСФО 15 был выпущен в мае 2014 года и вступает в силу в отношении годовых отчётных периодов, начинающихся 1 января 2017 года или позднее.

Классификация активов и обязательств на текущие и долгосрочные

В отчёте о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на текущие и долгосрочные. Актив является текущим, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи или потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение двенадцати месяцев после окончания отчётного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашения обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после окончания отчётного периода.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Классификация активов и обязательств на текущие и долгосрочные (продолжение)

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных. Обязательство является текущим, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение двенадцати месяцев после окончания отчётного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум двенадцати месяцев после окончания отчётного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Оценка справедливой стоимости

Группа оценивает такие финансовые инструменты, как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, по справедливой стоимости на каждую отчётную дату, и нефинансовые активы (сооружения НЭС) по справедливой стоимости, когда их справедливая стоимость значительно отличается от их остаточной стоимости. Информация о справедливой стоимости финансовых инструментов, оцениваемых по амортизированной стоимости, раскрывается в *Примечании 26*.

Справедливая стоимость является ценой, которая была бы получена за продажу актива или выплачена за передачу обязательства в рамках сделки, совершаемой в обычном порядке между участниками рынка на дату оценки. Оценка справедливой стоимости предполагает, что сделка по продаже актива или передаче обязательства происходит:

- либо на основном рынке для данного актива или обязательства;
- либо, в условиях отсутствия основного рынка, на наиболее благоприятном рынке для данного актива или обязательства.

У Группы должен быть доступ к основному или наиболее благоприятному рынку. Справедливая стоимость актива или обязательства оценивается с использованием допущений, которые использовались бы участниками рынка при определении цены актива или обязательства, при этом предполагается, что участники рынка действуют в своих лучших интересах.

Оценка справедливой стоимости нефинансового актива учитывает возможность участника рынка генерировать экономические выгоды либо посредством использования актива наилучшим и наиболее эффективным образом либо в результате его продажи другому участнику рынка, который будет использовать данный актив наилучшим и наиболее эффективным образом.

Группа использует такие методики оценки, которые являются приемлемыми в сложившихся обстоятельствах и для которых доступны данные, достаточные для оценки справедливой стоимости, при этом максимально используя уместные наблюдаемые исходные данные и минимально используя ненаблюдаемые исходные данные.

Все активы и обязательства, справедливая стоимость которых оценивается или раскрывается в финансовой отчётности, классифицируются в рамках описанной ниже иерархии источников справедливой стоимости на основе исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом:

- Уровень 1 − Рыночные котировки цен на активном рынке по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок);
- Уровень 2 − Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке;
- Уровень 3 − Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Оценка справедливой стоимости (продолжение)

В случае активов и обязательств, которые переоцениваются в финансовой отчётности на периодической основе, Группа определяет необходимость их перевода между уровнями источников иерархии, повторно анализируя классификацию (на основании исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом) на конец каждого отчётного периода.

Финансовое руководство Группы определяет политику и процедуры как для периодической оценки справедливой стоимости сооружений НЭС и некотируемых финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, так и для единовременной оценки справедливой стоимости активов, где применимо.

Для оценки стоимости сооружений НЭС привлекаются внешние оценщики. Решение о привлечении внешних оценщиков принимается ежегодно финансовым руководством. В качестве критериев отбора применяются знание рынка, репутация, независимость и соответствие профессиональным стандартам. После обсуждения с внешними оценщиками финансовое руководство принимает решение о том, какие методики оценки и исходные данные необходимо использовать в каждом случае.

На каждую отчётную дату финансовое руководство анализирует изменения стоимости активов и обязательств, которые необходимо повторно проанализировать и повторно оценить в соответствии с учётной политикой Группы. В рамках такого анализа финансовое руководство проверяет основные исходные данные, которые применялись при последней оценке, путем сравнения информации, используемой при оценке, с договорами и прочими уместными документами.

Финансовое руководство и внешние оценщики Группы также сравнивают изменения справедливой стоимости каждого актива по переоцениваемому классу основных средств, в соответствии с учётной политикой, с соответствующими внешними источниками с целью определения обоснованности изменения.

Финансовое руководство и внешние оценщики Группы обсуждают основные допущения, которые использовались при оценке.

Для целей раскрытия информации о справедливой стоимости Группа классифицировала активы и обязательства на основе их характера, присущих им характеристик и рисков, а также применимого уровня в иерархии источников справедливой стоимости, как указано выше.

Операции в иностранной валюте

Консолидированная финансовая отчётность Группы представлена в тенге. Тенге также является функциональной валютой материнской компании Группы. Каждая компания Группы определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчётность каждой компании, оцениваются в этой функциональной валюте.

Операции в иностранной валюте первоначально учитываются компаниями Группы в их функциональной валюте по спот-курсу, действующему на дату, когда операция удовлетворяет критериям признания.

Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по спот-курсу функциональной валюты, действующему на отчётную дату.

Все курсовые разницы, возникающие при погашении или пересчёте монетарных статей, включаются в отчёт о совокупном доходе, за исключением монетарных статей, обеспечивающих хеджирование чистой инвестиции Группы в зарубежное подразделение. Они отражаются в составе прочего совокупного дохода до момента выбытия чистой инвестиции, когда они признаются в прибылях и убытках.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок.

Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости. Доходы или расходы, возникающие при пересчёте немонетарных статей, учитываются в соответствии с принципами признания доходов или расходов в результате изменения справедливой стоимости статьи (т.е. курсовые разницы по статьям, доходы или расходы от изменения справедливой стоимости которых признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, также признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, соответственно).

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Операции в иностранной валюте (продолжение)

Обменные курсы иностранных валют, в которых Группа проводила существенные сделки, представлены следующим образом:

Обменный курс на конец периода (к тенге)	**30 июня 2014 года**	31 декабря 2013 года
1 доллар США	**183,51**	153,61
1 евро	**249,92**	211,17
1 российский рубль	**5,45**	4,69

Средний обменный курс за шесть месяцев, закончившихся 30 июня (к тенге)	**2014 год**	2013 год
1 доллар США	**176,23**	151,01
1 евро	**241,69**	197,61
1 российский рубль	**5,03**	4,84

Основные средства

Основные средства, за исключением сооружений НЭС, учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения в случае их наличия. Такая стоимость включает стоимость замены частей основных средств и затраты по займам в случае долгосрочных строительных проектов, если выполняются критерии их капитализации. При необходимости замены значительных компонентов основных средств через определенные промежутки времени Группа признает подобные компоненты в качестве отдельных активов с соответствующими им индивидуальными сроками полезного использования и амортизирует их соответствующим образом. Аналогичным образом, при проведении основного технического осмотра, затраты, связанные с ним, признаются в балансовой стоимости основных средств как замена оборудования, если выполняются все критерии признания.

Все прочие затраты на ремонт и техническое обслуживание признаются в составе прибыли или убытка в момент их понесения.

Сооружения НЭС оцениваются по справедливой стоимости за вычетом накопленной амортизации и убытков от обесценения, признанных после даты переоценки. Переоценка осуществляется с достаточной частотой для обеспечения уверенности в том, что справедливая стоимость переоцененного актива не отличается существенно от его балансовой стоимости.

Прирост стоимости от переоценки отражается в составе ПСД и относится на увеличение фонда переоценки активов, входящего в состав капитала, за исключением той его части, которая восстанавливает убыток от переоценки этого же актива, признанный вследствие ранее проведенной переоценки в составе прибыли или убытка. Убыток от переоценки признается в отчёте о совокупном доходе, за исключением той его части, которая непосредственно уменьшает положительную переоценку по тому же активу, ранее признанную в составе фонда переоценки. В случае выбытия актива, часть фонда переоценки, непосредственно относящаяся к данному активу, переводится из фонда переоценки активов в состав нераспределенной прибыли.

Амортизация рассчитывается линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов следующим образом:

Здания:	60 лет
Сооружения НЭС:	
Линии электропередачи	50 лет
Оборудование подстанций	12-30 лет
Сооружения	10-30 лет
Транспорт и прочие основные средства:	
Прочие машины и оборудования	7-25 лет
Транспортные средства	11 лет
Компьютеры и прочее оборудование по обработке данных	4-10 лет
Предметы интерьера и хозяйственного назначения	7 лет
Прочие основные средства	3-15 лет

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основные средства (продолжение)

Земля не подлежит амортизации.

Сроки полезного использования и ликвидационная стоимость основных средств анализируются в конце каждого годового отчётного периода и при необходимости корректируются. В случае если ожидания отличаются от предыдущих ожиданий, изменения учитываются как изменения в бухгалтерской оценке в соответствии с МСФО (IAS) 8 *«Учётная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки»*. Данная бухгалтерская оценка может оказать существенное влияние на остаточную стоимость основных средств и на сумму износа основных средств, признаваемого в отчёте о совокупном доходе.

Признание объекта основных средств прекращается при его выбытии или тогда, когда более не ожидается получение будущих экономических выгод от его использования или выбытия. Любые доходы или убытки, возникающие при прекращении признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива) включаются в состав прибыли или убытка в том отчётном году, когда прекращено признание актива.

Нематериальные активы

Нематериальные активы при первоначальном признании оцениваются по первоначальной стоимости. После первоначального признания нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы, произведенные внутри компании, за исключением капитализированных затрат на разработку продуктов, не капитализируются, и соответствующий расход отражается в прибылях и убытках в отчётный период, в котором он возник.

Нематериальные активы Группы включают, главным образом, компьютерное программное обеспечение и лицензии. Нематериальные активы амортизируются линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов от 3 до 20 лет.

Затраты на исследования и разработки

Затраты на исследования относятся на расходы по мере их возникновения. Нематериальный актив, возникающий в результате затрат на разработку конкретного продукта, признается тогда, когда Группа может продемонстрировать следующее:

- техническую осуществимость создания нематериального актива, так, чтобы он был доступен для использования или продажи;
- свое намерение создать нематериальный актив и использовать или продать его;
- то, как нематериальный актив будет создавать будущие экономические выгоды;
- наличие достаточных ресурсов для завершения разработки;
- способность надежно оценить затраты, относящиеся к нематериальному активу, в ходе его разработки.

После первоначального признания затрат на разработку в качестве актива активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Амортизация актива начинается после окончания разработки, когда актив уже готов к использованию. Амортизация производится в течение предполагаемого периода получения будущих экономических выгод. Амортизация отражается в составе себестоимости. В течение периода разработки актив ежегодно тестируется на предмет обесценения.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчётную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП) – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Обесценение нефинансовых активов (продолжение)

При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчёты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из ценности от использования, которая подготавливается отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчёты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Убытки от обесценения продолжающейся деятельности (включая обесценение запасов) признаются в консолидированном отчёте о совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива, за исключением ранее переоцененных сооружений НЭС, в отношении которых переоценка была признана в прочем совокупном доходе. Обесценение таких активов признается в прочем совокупном доходе в пределах суммы ранее признанной переоценки.

На каждую отчётную дату Группа определяет, имеются ли признаки того, что ранее признанные убытки от обесценения актива, за исключением гудвила, больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. Восстановление ограничено таким образом, что балансовая стоимость актива не превышает его возмещаемой стоимости, а также не может превышать балансовую стоимость, за вычетом амортизации, по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения. Такое восстановление стоимости признается в прибылях и убытках, за исключением тех случаев, когда актив признан по переоцененной стоимости. В этих случаях восстановление резерва по обесценению признается в прочем совокупном доходе.

Инвестиции в ассоциированную компанию

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции Группы в ее ассоциированную компанию и совместное предприятие учитываются по методу долевого участия.

В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиции впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов ассоциированной компании, возникающих после даты приобретения. Гудвил, относящийся к ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчёт о совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности ассоциированной компании. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в отчёте об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в ассоциированной компании.

Доля Группы в прибыли ассоциированной компании представлена непосредственно в отчёте о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров ассоциированной компании, и поэтому определяется как прибыль после учёта налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях ассоциированной компании.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в ассоциированную компанию (продолжение)

Финансовая отчётность ассоциированной компании составляется за тот же отчётный период, что и финансовая отчётность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учётной политики в соответствие с учётной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в ассоциированную компанию. На каждую отчётную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании и ее балансовой стоимостью, и признает эту сумму в прибылях и убытках по статье «Доля в прибыли ассоциированной компании».

В случае потери существенного влияния над ассоциированной компанией Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

Финансовые инструменты − первоначальное признание и последующая оценка

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы Группы включают денежные средства, краткосрочные и долгосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность, котируемые и не котируемые финансовые инструменты.

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Все финансовые активы, за исключением финансовых активов, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав процентных доходов в отчёте о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых расходов в случае займов и в составе операционных расходов в случае дебиторской задолженности.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты − первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав процентных доходов в отчёте о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчёте о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

Финансовые инвестиции, имеющиеся для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые и долговые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, − это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории – это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий.

После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе резервов вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы признаются в составе прочего операционного дохода, либо до момента, когда инвестиция считается обесцененной, в который накопленные расходы переклассифицируются из резервов в состав прибыли или убытка, и признаются в качестве финансовых расходов. Проценты, полученные в период удержания финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, отражаются в качестве процентных доходов по методу эффективной процентной ставки.

Группа оценивает свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если в редких случаях Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация в категорию займов и дебиторской задолженности разрешается в том случае, если финансовый актив удовлетворяет определению займов и дебиторской задолженности, и при этом Группа имеет возможность и намеревается удерживать данные активы в обозримом будущем или до погашения. Переклассификация в категорию инструментов, удерживаемых до погашения, разрешается только в том случае, если Группа имеет возможность и намеревается удерживать финансовый актив до погашения.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», справедливая стоимость на дату переклассификации становится новой амортизируемой стоимостью, а связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в прибыля и убытки.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты − первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться на балансе, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истёк;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объёме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и если да, то в каком объёме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы, выплата которой может быть потребована от Группы.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчётную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объёмов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учёта будущих ожидаемых кредитных убытков, которые ещё не были понесены). Приведенная стоимость расчётных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если процентная ставка по займу является переменной, ставка дисконтирования для оценки убытка от обесценения представляет собой текущую эффективную ставку процента.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты − первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости (продолжение)

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счёта резерва, а сумма убытка признается в отчёте о совокупном доходе. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчёте о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчётного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счёта резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается как уменьшение затрат по финансированию в отчёте о совокупном доходе.

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчётную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» оценивается в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» − в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в отчёте о прибылях и убытках убытка от обесценения по данным инвестициям исключается из прочего совокупного дохода и признается в отчёте о прибылях и убытках. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через прибыль или убыток; увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного в отчёте о совокупном доходе.

Начисление процентов в отношении уменьшенной балансовой стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в отчёте о совокупном доходе. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения в прибылях и убытках, убыток от обесценения восстанавливается через прибыли и убытки.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае займов и кредитов на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и займы.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты − первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в прибылях и убытках при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учётом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав финансовых расходов в отчёте о совокупном доходе.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истёк.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается в отчёте о совокупном доходе.

Взаимозачёт финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачёту, а нетто-сумма представлению в промежуточном консолидированном отчёте о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачёт признанных сумм и когда имеется намерение произвести расчёт на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Запасы

Запасы учитываются по методу ФИФО.

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: стоимости приобретения и чистой стоимости реализации.

Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом предполагаемых расходов на завершение производства и оцененных затрат на продажу.

Денежные средства и краткосрочные депозиты

Денежные средства и краткосрочные депозиты в отчёте о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе, и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения трёх месяцев или менее.

Для целей промежуточного консолидированного отчёта о движении денежных средств, денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и краткосрочных депозитов, согласно определению выше, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Денежные средства, ограниченные в использовании

В соответствии с кредитными соглашениями по финансированию проектов, подписанными с Международным Банком Реконструкции и Развития («МБРР») и Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР»), Группа открыла банковские счета, необходимые для обслуживания долга. Денежные средства, отраженные на этих банковских счетах, могут быть использованы исключительно для осуществления плановых платежей по процентам и основному долгу. Если денежные средства каким-либо образом ограничены в использовании в период до двенадцати месяцев с отчётной даты, такие денежные средства классифицируются как краткосрочные активы и соответствующим образом раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчётности. Если денежные средства ограничены в использовании в период более двенадцати месяцев с отчётной даты, такие денежные средства отражаются в составе долгосрочных активов.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребуется для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчёте о совокупном доходе за вычетом возмещения.

Признание выручки

Выручка признается в том случае, если получение экономических выгод Группой оценивается как вероятное, и если выручка может быть надежно оценена, вне зависимости от времени осуществления платежа. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения с учётом определенных в договоре условий платежа и за вычетом налогов или пошлин. Группа анализирует заключаемые ею договоры, предусматривающие получение выручки, в соответствии с определенными критериями с целью определения того, выступает ли она в качестве принципала или агента. Группа пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем таким договорам. Для признания выручки также должны выполняться следующие критерии:

Предоставление услуг

Доходы от предоставленных услуг признаются по мере оказания услуг.

Группа получает доход от оказания услуг по передаче электроэнергии от производителей до оптовых и крупных потребителей, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства и потребления электрической энергии, а также услуг по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств и прочих услуг.

Тарифы для начисления дохода по услугам по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства потребления электрической энергии утверждаются Агентством.

Доходы по услугам по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств, признаются в соответствии с условиями договоров, заключенных на основании Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации «О мерах по обеспечению параллельной работы Единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации».

Процентный доход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, классифицированным в качестве имеющихся в наличии для продажи, процентный доход или расход признаются с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства. Процентный доход включается в отчёт о совокупном доходе.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Затраты по займам

Затраты по займам, непосредственно связанные с приобретением, строительством или производством актива, который обязательно требует продолжительного периода времени для его подготовки к использованию в соответствии с намерениями Группы или к продаже, капитализируются как часть первоначальной стоимости такого актива. Все прочие затраты по займам относятся на расходы в том отчётном периоде, в котором они были понесены. Затраты по займам включают в себя выплату процентов и прочие затраты, понесенные компанией в связи с заёмными средствами.

Аренда

Определение того, является ли сделка арендой, либо содержит ли она признаки аренды, основано на анализе содержания сделки на дату начала действия договора. В рамках такого анализа требуется установить, зависит ли выполнение договора от использования конкретного актива или активов, и переходит ли право пользования активом или активами в результате данной сделки.

Группа в качестве арендатора

Финансовая аренда, по которой к Группе переходят практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом, капитализируется на дату начала срока аренды по справедливой стоимости арендованного имущества, или, если эта сумма меньше, − по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи распределяются между финансовыми расходами и уменьшением основной суммы обязательства по аренде таким образом, чтобы получилась постоянная ставка процента на непогашенную сумму обязательства. Финансовые расходы отражаются непосредственно в прибылях и убытках.

Арендованный актив амортизируется в течение периода полезного использования актива. Однако если отсутствует обоснованная уверенность в том, что к Группе перейдет право собственности на актив в конце срока аренды, актив амортизируется в течение более короткого из следующих периодов: расчётный срок полезного использования актива и срок аренды.

Платежи по операционной аренде признаются как расход в отчёте о прибылях и убытках равномерно на протяжении всего срока аренды.

Пенсионные обязательства

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 149.745 тенге в месяц (2013 г.: 139.950 тенге) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по оплате труда совместно с прочими отчислениями, связанными с оплатой труда в консолидированном отчёте о совокупном доходе, в момент их возникновения. Группа не имеет каких-либо других обязательств по пенсионным платежам.

Текущий налог на прибыль

Налоговые активы и обязательства по текущему налогу на прибыль за текущий период и предыдущие периоды оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчёта данной суммы, – это ставки и законодательство, принятые или фактически принятые на отчётную дату в странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

Текущий налог на прибыль, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчёте о совокупном доходе. Руководство периодически осуществляет оценку позиций, отраженных в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создает резервы.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Отложенный налог

Отложенный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчётности на отчётную дату.

Отложенные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- Отложенное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если можно контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

Отложенные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отложенный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

Балансовая стоимость отложенных налоговых активов пересматривается на каждую отчётную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть отложенных налоговых активов, оценивается как маловероятное. Непризнанные отложенные налоговые активы пересматриваются на каждую отчётную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отложенные налоговые активы.

Отложенные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчётном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчётную дату были приняты или фактически приняты.

Отложенный налог, относящийся к статьям, признанным не в составе прибыли или убытка, также не признается в составе прибыли или убытка. Статьи отложенных налогов признаются в соответствии с лежащими в их основе операциями либо в составе прочего совокупного дохода, либо непосредственно в капитале.

Отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачёта текущих налоговых активов и обязательств, и отложенные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЁТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчётную дату только в том случае, если они были объявлены до отчётной даты включительно. Дивиденды раскрываются в отчётности, если они были рекомендованы до отчётной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчётной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчётности к выпуску.

Условные обязательства и условные активы

Условные обязательства не признаются в консолидированной финансовой отчётности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчётности, за исключением тех случаев, когда выбытие ресурсов в связи с их погашением является маловероятным.

Условные активы не признаются в консолидированной финансовой отчётности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчётности в тех случаях, когда получение связанных с ними экономических выгод является вероятным.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчётности Группы требует от ее руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчётного периода, которые влияют на представляемые в отчётности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

Оценочные значения и допущения

Основные допущения о будущем и прочие основные источники неопределенности в оценках на отчётную дату, которые могут послужить причиной существенных корректировок балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, рассматриваются ниже. Допущения и оценочные значения Группы основаны на исходных данных, которыми она располагала на момент подготовки промежуточной консолидированной финансовой отчётности. Однако текущие обстоятельства и допущения относительно будущего могут изменяться ввиду рыночных изменений или неподконтрольных Группе обстоятельств. Такие изменения отражаются в допущениях по мере того, как они происходят.

Переоценка основных средств

С 1 ноября 2013 года Группа изменила метод учёта сооружений НЭС на модель переоценки и провела переоценку сооружений НЭС по состоянию на эту дату. Группа привлекла аккредитованного независимого оценщика ТОО «Делойт ТСФ» для оценки справедливой стоимости сооружений НЭС.

Переоценённые сооружения НЭС представляют один класс активов согласно МСБУ 13, основываясь на природе, характеристике и рисках, присущих активу. Исходные данные для определения справедливой стоимости сооружений НЭС, относятся к 3-му уровню в иерархии справедливой стоимости (ненаблюдаемые исходные данные).

В мае 2014 года Агентство утвердило увеличение тарифов на услуги по передаче электроэнергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства и потребления электроэнергии, вступающих в силу с момента принятия решения о размещении акций Компании, запланированном до конца 2014 года. Соответственно, Группа провела переоценку сооружений НЭС по состоянию на 1 июня 2014 года. Увеличение тарифов привело к приросту стоимости от переоценки некоторых активов, включённому в состав прочего совокупного дохода, в сумме 138.887.289 тысяч тенге, и соответствующего отложенного налогового обязательства в сумме 27.777.458 тысяч тенге, а также приросту стоимости некоторых ранее обесцененных активов, включённому в прибыли и убытки в сумме 14.194.012 тысяч тенге.

Справедливая стоимость сооружений НЭС была определена затратным методом. Стоимость, определенная затратным методом, отражает сумму, необходимую для замещения производственной мощности актива (стоимость замещения). Затратный метод был использован ввиду того, что активы узкоспециализированы, и что исторически данные активы никогда не продавались.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Переоценка основных средств (продолжение)

Рассчитанная текущая стоимость замещения сооружений НЭС составила 487.254.886 тысяч тенге по состоянию на 1 июня 2014 года.

Рассчитанная текущая стоимость замещения в последующем была протестирована на предмет обесценения, используя возмещаемую стоимость, оцениваемую как стоимость от использования актива. В результате оценки сумма стоимости от использования составила 415.708.160 тысяч тенге по состоянию на 1 июня 2014 года. Следовательно, Группа признала обесценение на переоцененную стоимость замещения. Расчёт стоимости от использования проведен на основании модели дисконтирования денежных потоков. Денежные потоки извлекаются из бюджета на следующие пять лет и не включают в себя деятельность по реструктуризации, по проведению которой у Группы ещё не имеется обязательств, или существенные инвестиции в будущем, которые улучшат результаты активов проверяемого на предмет обесценения подразделения, генерирующего денежные потоки.

При расчёте стоимости от использования были применены следующие основные допущения:

Ставка дисконтирования (WACC)	11,61%
Долгосрочный темп роста	2,88%
Остаточный срок службы основного актива	40 лет

Увеличение ставки дисконтирования на 0,5% или уменьшение долгосрочного темпа роста на 0,5% приведет к уменьшению справедливой стоимости основных средств Группы на 9.089.485 тысяч тенге или 9.602.177 тысяч тенге, соответственно.

Резерв по сомнительной дебиторской задолженности

Группа формирует резервы по сомнительной дебиторской задолженности. Значительные суждения используются при определении сомнительных долгов. При определении сомнительных долгов рассматривается историческое и ожидаемое поведение клиентов. Изменения в экономике или индивидуальные условия клиента могут потребовать корректировок резерва по сомнительной задолженности в данной промежуточной консолидированной финансовой отчётности. Группа оценивает безнадежную просроченную задолженность следующим образом: 31-90 дней – 5%, 91-180 дней – 20%, 181-360 дней – 50% и свыше 361 дня – 100%. Более подробная информация приводится в *Примечании 9*.

Налоги

В отношении интерпретации сложного налогового законодательства, а также сумм и сроков получения будущего налогооблагаемого дохода существует неопределенность. С учётом значительного разнообразия международных операций Группы, а также долгосрочного характера и сложности имеющихся договорных отношений, разница, возникающая между фактическими результатами и принятыми допущениями, или будущие изменения таких допущений могут повлечь за собой будущие корректировки уже отраженных в отчётности сумм расходов или доходов по налогу на прибыль. Основываясь на обоснованных допущениях, Группа создает резервы под возможные последствия налогового аудита. Величина подобных резервов зависит от различных факторов, например, от результатов предыдущих аудитов и различных интерпретаций налогового законодательства компанией налогоплательщиком и соответствующим налоговым органом. Подобные различия в интерпретации могут возникнуть по большому количеству вопросов в зависимости от условий, преобладающих в стране, в которой зарегистрирована соответствующая компания Группы.

Поскольку Группа оценивает возникновение судебных разбирательств в связи с налоговым законодательством и последующий отток денежных средств как маловероятные, условное обязательство не признавалось.

Отложенные налоговые активы признаются по всем неиспользованным налоговым убыткам в той мере, в которой является вероятным получение налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены налоговые убытки. Для определения суммы отложенных налоговых активов, которую можно признать в консолидированной финансовой отчётности, на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЁТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчёте о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учёт таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчётности.

5. ИНФОРМАЦИЯ ПО ОПЕРАЦИОННЫМ СЕГМЕНТАМ

Операционные сегменты

Для управленческих целей, Группа представляет собой одну хозяйственную единицу, которая занимается передачей электроэнергии, технической диспетчеризацией отпуска в сеть и потребления электрической энергии, организацией балансирования производства и потребления электрической энергии в Казахстане. Данный операционный сегмент представляет собой единственный отчётный сегмент.

Географическая информация

Информация по географическому расположению потребителей представлена следующим образом:

	За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.
Доходы от Казахстанских потребителей	**32.779.444**	27.829.552
Доходы от Российских потребителей	**3.317.506**	6.034.221
Доходы от Узбекистанских потребителей	**6.588.718**	1.112.779
Итого доходы согласно промежуточному консолидированному отчёту о совокупном доходе	**42.685.668**	34.976.552

Руководство анализирует доходы и прибыль до налогообложения в соответствии с МСФО.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, доходы от одного клиента составили 6.588.718 тысяч тенге, включают доходы от регулирования мощности и продажи покупной электроэнергии.

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года, доходы от одного клиента составили 3.730.898 тысяч тенге, включают доходы от передачи электроэнергии.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ АКТИВОВ

В тысячах тенге	Земля	Здание	Сооруже-ния НЭС	Транспорт и прочие основные средства	Незавер-шенное строите-льство	Итого
Первоначальная стоимость						
На 1 января 2013 года*	1.161.998	6.549.853	166.102.477	25.105.370	34.447.386	233.367.084
Поступления	7.584	155	273	305.045	7.390.030	7.703.087
Переводы	2.392	8.661	4.419.111	(537.929)	(3.892.235)	–
Выбытия	(146)	(63.878)	(15.166)	(69.958)	(114.897)	(264.045)
На 30 июня 2013 года*	1.171.828	6.494.791	170.506.695	24.802.528	37.830.284	240.806.126
На 1 января 2014 года	**1.324.235**	**6.984.370**	**496.334.581**	**26.978.560**	**36.937.761**	**568.559.507**
Поступления	**418**	**–**	**46.168**	**296.532**	**6.697.474**	**7.040.592**
Переводы	**72.079**	**6.603.236**	**15.253.026**	**1.876.800**	**(23.805.141)**	**–**
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	**–**	**–**	**241.801.480**	**–**	**–**	**241.801.480**
Прирост стоимости от переоценки (ОПиУ)	**–**	**–**	**16.767.840**	**–**	**(56.150)**	**16.711.690**
Выбытия	**–**	**–**	**(52.943)**	**(163.441)**	**(33.855)**	**(250.239)**
На 30 июня 2014 года	**1.396.732**	**13.587.606**	**770.150.152**	**28.988.451**	**19.740.089**	**833.863.030**
Накопленный износ						
На 1 января 2013 года*	–	(1.311.423)	(54.553.326)	(14.058.108)	–	(69.922.857)
Отчисления за период	–	(70.773)	(2.686.876)	(776.251)	–	(3.533.900)
Выбытия	–	5.650	11.904	69.512	–	87.066
На 30 июня 2013 года*	–	(1.376.546)	(57.228.298)	(14.764.847)	–	(73.369.691)
На 1 января 2014 года	**–**	**(1.405.936)**	**(242.805.084)**	**(15.529.323)**	**–**	**(259.740.343)**
Отчисления за период	**–**	**(78.639)**	**(6.753.153)**	**(962.834)**	**–**	**(7.794.626)**
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	**–**	**–**	**(102.914.191)**	**–**	**–**	**(102.914.191)**
Прирост стоимости от переоценки (ОПиУ)	**–**	**–**	**(2.517.678)**	**–**	**–**	**(2.517.678)**
Выбытия	**–**	**–**	**52.343**	**148.375**	**–**	**200.718**
На 30 июня 2014 года	**–**	**(1.484.575)**	**(354.937.763)**	**(16.343.782)**	**–**	**(372.766.120)**
Остаточная стоимость						
На 1 января 2013 года	1.161.998	5.238.430	111.549.151	11.047.262	34.447.386	163.444.227
На 30 июня 2013 года	1.171.828	5.118.245	113.278.397	10.037.681	37.830.284	167.436.435
На 1 января 2014 года	**1.324.235**	**5.578.434**	**253.529.497**	**11.449.237**	**36.937.761**	**308.819.164**
На 30 июня 2014 года	**1.396.732**	**12.103.031**	**415.212.389**	**12.644.669**	**19.740.089**	**461.096.910**

* В 2013 году Группа изменила классификацию основных средств («ОС») между классами ОС. Данная переклассификация не оказала влияния на итоговую первоначальную стоимость по состоянию на 1 января и 30 июня 2013 года, и итоговый накопленный износ по состоянию на 1 января и 30 июня 2013 года.

Переоценка основных средств

Как изложено в *Примечаниях 3* и *4*, с 1 ноября 2013 года Группа изменила метод учёта сооружений НЭС на модель переоценки. Группа провела переоценку сооружений НЭС по состоянию на 1 июня 2014 года. Предыдущая переоценка проводилась по состоянию на 1 ноября 2013 года. Группа привлекла аккредитованного независимого оценщика ТОО «Делойт ТСФ» для оценки справедливой стоимости сооружений НЭС.

Переоцененные сооружения НЭС представляют один класс активов согласно МСБУ 13, основываясь на природе, характеристике и рисках, присущих активу. Исходные данные для определения справедливой стоимости сооружений НЭС, относятся 3-му уровню в иерархии справедливой стоимости (ненаблюдаемые исходные данные). Метод оценки и основные примененные допущения изложены в *Примечании 4.*

В результате переоценки Группа признала прирост стоимости от переоценки некоторых активов, включенный в состав прочего совокупного дохода в сумме 138.887.289 тысяч тенге, и соответствующее отложенное налоговое обязательство в сумме 27.777.458 тысяч тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА И АВАНСЫ, ВЫДАННЫЕ НА ПРИОБРЕТЕНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ АКТИВОВ (продолжение)

Переоценка основных средств (продолжение)

Сумма превышения справедливой стоимости над балансовой стоимости была отражена в отчете о прибылях и убытках как доход от переоценки на общую сумму 14.194.012 тысяч тенге в той степени, в которой данные активы были ранее обесценены, в то время как оставшаяся сумма была отражена как увеличение соответствующего резерва по переоценке.

Балансовая стоимость сооружений НЭС, если бы они были учтены по первоначальной стоимости за вычетом накопленного износа, представлена следующим образом:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Первоначальная стоимость	**217.121.742**	201.961.515
Накопленный износ	**(62.741.603)**	(59.478.037)
Остаточная стоимость	**154.380.139**	142.483.478

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года информация по основным средствам включает следущее:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Полностью самортизированные основные средства (по первоначальной стоимости), находящиеся в использовании	**6.849.708**	5.270.606

Капитализация затрат по займам

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года Группа капитализировала затраты по займам, по ставке капитализации в размере 1,5% - 4,2% на сумму 260.509 тысяч тенге (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 529.241 тысячу тенге по ставке капитализации в размере 1,7% - 4,3%).

Незавершенное строительство

Незавершенное строительство, в основном, представлено оборудованием и строительно-монтажными работами по реализации проектов «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500кВ, 220 кВ», «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка» и «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап.

Авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов

По состоянию на 30 июня 2014 года авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов, в основном представлены авансами, выплаченными поставщикам за строительные работы и услуги, относящиеся к следующим проектам:

- «Строительство линии 500кВ Экибастуз – Шульбинская ГЭС (Семей) – Усть-Каменогорск»;
- «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ»;
- «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап;
- «Реконструкции ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка».

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

Инвестиции в ассоциированные компании представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
ТОО «КазЭнергоПровод»	**169.413**	220.446
АО «Батыс Транзит»	**–**	–
	169.413	220.446

Доля владения Группы в ассоциированных компаниях представлена следующим образом:

	30 июня 2014 г.	31 декабря 2013 г.
ТОО «КазЭнергоПровод»	**49,9%**	49,9%
АО «Батыс Транзит»	**20,0%**	20,0%

ТОО «КазЭнергоПровод»

В октябре 2012 г. Группа и ТОО «East Industry Company Ltd», третья сторона, создали ТОО «КазЭнергоПровод» (далее по тексту «КазЭнергоПровод»). Доля владения Группы в КазЭнергоПровод составляет 49,9%. Основным местом деятельности КазЭнергоПровод и страной регистрации является Республика Казахстан. Основной деятельностью КазЭнергоПровод является производство и реализация кабельной и проводниковой продукции. Инвестиции в КазЭнергоПровод учитываются по методу долевого участия.

30 января 2014 года Группа и ТОО «East Industry Company Ltd» подписали дополнительное соглашение к Уставному договору об уменьшении уставного капитала ТОО «КазЭнергоПровод» до 360.000 тысяч тенге, в результате чего был произведен возврат денежных средств Группе в размере 44.710 тысяч тенге.

Нижеприведенная таблица содержит обобщенную финансовую информацию КазЭнергоПровод:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Отчёт о финансовом положении		
Текущие активы	**172.330**	214.167
Долгосрочные активы	**167.431**	153.012
Текущие обязательства	**(256)**	(652)
Чистые активы	**339.505**	366.527

	За шесть месяцев, закончившихся	
В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	30 июня 2013 г.
Отчёт о совокупном доходе		
Доходы	**–**	18.865
Чистый убыток	**(12.672)**	(5.865)

Доля в убытке ассоциированной компании составила 6.323 тысяч тенге в промежуточном консолидированном отчёте о совокупном доходе за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года.

Сверка обобщенной финансовой информации к балансовой стоимости КазЭнергоПровод представлена следующим образом:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Доля Группы в чистых активах	**169.413**	182.897
Неуплаченный взнос в уставной капитал прочими учредителями	**–**	37.549
Балансовая стоимость инвестиции	**169.413**	220.446

АО «Батыс Транзит»

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года Группе принадлежала 20% доля в АО «Батыс Транзит» (далее по тексту «Батыс Транзит»). Основным местом деятельности Батыс Транзит и страной регистрации является Республика Казахстан. Основной деятельностью Батыс транзит является реализация проекта по строительству и эксплуатации межрегиональной линии электропередачи, соединяющей Северный Казахстан с Актюбинской областью. Облигации Батыс Транзит выпущены на Казахстанской Фондовой Бирже. Инвестиции в Батыс Транзит учитываются по методу долевого участия.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

7. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

АО «Батыс Транзит» (продолжение)

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года балансовая стоимость инвестиций в Батыс Транзит была списана до нуля в связи с накопленными убытками, которые снизили стоимость капитала до нуля. Общая сумма непризнанной доли в убытках Батыс Транзит по состоянию на 30 июня 2014 года составила 37.641 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2013 года: 49.520 тысяч тенге).

Нижеприведенная таблица содержит обобщенную финансовую информацию Батыс Транзит:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Отчёт о финансовом положении		
Текущие активы	**377.915**	1.709.039
Долгосрочные активы	**22.399.027**	22.548.744
Текущие обязательства	**(2.255.867)**	(3.568.396)
Долгосрочные обязательства	**(20.709.282)**	(20.936.989)
Чистые обязательства	**(188.207)**	(247.602)

	За шесть месяцев, закончившихся	
В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	30 июня 2013 г.
Отчёт о совокупном доходе		
Доходы	**2.056.146**	1.923.467
Чистая прибыль	**59.395**	198.906

Сверка обобщенной финансовой информации к балансовой стоимости Батыс Транзит представлена следующим образом:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Доля Группы в чистых обязательствах	**(37.641)**	(49.520)
Непризнанная доля в убытке	**37.641**	49.520
Балансовая стоимость инвестиции	**–**	–

8. ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Запасные части	**1.271.008**	1.064.197
Сырье и прочие материалы	**985.976**	841.503
Горюче-смазочные материалы	**325.613**	118.636
Прочие запасы	**72.178**	56.523
Минус: резерв на устаревшие запасы	**(203.679)**	(163.972)
	2.451.096	1.916.887

Движение по резерву на устаревшие запасы представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**2014**	2013
На 1 января	**163.972**	565.505
Отчисление за период	**39.730**	–
Списано	**–**	(190.118)
Восстановлено за период	**(23)**	(39.654)
На 30 июня	**203.679**	335.733

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Торговая задолженность	**16.227.435**	9.394.712
Минус: резерв по сомнительной задолженности	**(3.134.435)**	(893.394)
	13.093.000	8.501.318

Движение по резерву по сомнительной задолженности представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**2014**	2013
На 1 января	**893.394**	666.260
Отчисление за период	**2.407.705**	304.077
Восстановлено	**(158.240)**	(27.767)
Списано	**(8.424)**	(6.312)
На 30 июня	**3.134.435**	936.258

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Группа начислила резерва по сомнительной дебиторской задолженности от Узбек Энерго ГАК в размере 2.158.816 тысяч тенге за услуги регулирования мощности и продажу покупной электроэнергии (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 227.323 тысячи тенге). В соответствии с условиями договора с Узбек Энерго ГАК в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года срок оплаты дебиторской задолженности был увеличен с 30 до 60 дней со дня получения счёта.

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

			Просроченная, но не обесцененная			
В тысячах тенге	**Итого**	**Не просроченная, не обесцененная**	**30-90 дней**	**91-180 дней**	**181-270 дней**	**свыше 271 дня**
30 июня 2014 года	**13.093.000**	**3.890.210**	**5.298.114**	**2.665.974**	**1.238.702**	**–**
31 декабря 2013 года	8.501.318	8.037.914	160.121	2.731	300.552	–

Торговая дебиторская задолженность была выражена в следующих валютах:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Доллар США	**9.673.556**	4.388.875
Тенге	**3.023.706**	3.830.074
Российский рубль	**395.738**	282.369
	13.093.000	8.501.318

10. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Долгосрочные финансовые активы		
Депозиты	**2.803.420**	–
Облигации АО «Батыс-Транзит»	**868.269**	868.269
	3.671.689	868.269
Краткосрочные финансовые активы		
Депозиты	**15.459.987**	18.937.123
Начисленные вознаграждения по облигациям АО «Батыс-Транзит»	**13.105**	55.308
	15.473.092	18.992.431
Итого прочие финансовые активы	**19.144.781**	19.860.700

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

10. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

В 2007-2009 годах Группа приобрела облигации АО «Батыс Транзит», предприятие, чьи облигации выпущены на Казахстанской фондовой бирже. Процентная ставка по облигациям составляет 5%. Облигации классифицированы как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Справедливая стоимость облигаций основана на цене, получаемой в случае продажи актива или выплачиваемая для передачи обязательства, и следовательно, это цена выхода, а не цена входа. Группа также имеет инвестиции в ассоциированную компанию АО «Батыс Транзит», балансовая стоимость которых была списана до нуля в связи с накопленными убытками компании (*Примечание 7*). Группа не учитывает непризнанную долю в убытке ассоциированной компании совместно с инвестициями в облигации АО «Батыс Транзит», поскольку данные облигации являются обеспеченными гарантией Правительства Республики Казахстан в соответствии с договором поручительства от 9 января 2006 года.

В январе 2014 года Группа разместила долгосрочный депозит в АТФ банке на сумму 15.000 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 2.752.650 тысяч тенге) с фиксированной процентной ставкой 4,5% годовых. Баланс по состоянию на 30 июня 2014 года включает начисленный процентный доход на сумму 50.770 тысяч тенге.

Краткосрочные депозиты по состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года представлены депозитами в казахстанских банках с фиксированной процентной ставкой 5%-8,5% годовых; а также включает начисленный процентный доход на сумму 420.242 тысячи тенге и 322.929 тысяч тенге, соответственно.

Прочие финансовые активы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Доллар США	**14.879.580**	12.064.220
Тенге	**4.265.201**	7.796.480
	19.144.781	19.860.700

11. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Денежные средства на резервных счетах	**1.481.376**	1.240.009
Денежные средства на счетах обслуживания долга	**465.463**	369.953
Прочие денежные средства в ограничении	**77.809**	78.872
	2.024.648	1.688.834

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года денежные средства, ограниченные в использовании представлены денежными средствами в банках на счетах обслуживания долга и резервных счетах.

В соответствии с условиями кредитных соглашений с МБРР и ЕБРР, кредиторами Группы, Группа аккумулирует денежные средства на специальном банковском счёте обслуживания долга, открытом в Казахстанском банке, в течение полугодового периода до даты выплаты основного долга, процентов и комиссий по займам МБРР и ЕБРР.

В соответствии с условиями соглашений о предоставлении гарантий с Правительством Республики Казахстан, поручителем по займам Группы *(Примечание 15),* Группа обязуется держать денежные средства на специальном резервном счёте, открытом в Казахстанском банке и требуемый баланс счёта должен составлять не менее 110% от предстоящей полугодовой выплаты основного долга, процентов и комиссий по займам МБРР и ЕБРР.

Денежные средства, ограниченные в использовании по состоянию на 30 июня 2014 и 31 декабря 2013 годов были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Доллар США	**1.946.839**	1.609.962
Тенге	**77.809**	78.872
	2.024.648	1.688.834

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

12. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Расходы будущих периодов	**585.210**	410.330
Авансы, уплаченные за поставку материалов и оказание услуг	**460.135**	427.372
Займы, выданные сотрудникам	**28.810**	30.082
Прочая дебиторская задолженность	**126.483**	81.053
Минус: резерв по обесценению прочих текущих активов	**(61.600)**	(29.574)
	1.139.038	919.263

Изменения в резерве по обесценению прочих текущих активов представлены следующим:

В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.
На 1 января	**29.574**	65.366
Отчисление за период	**36.044**	12.399
Восстановлено	**(1.112)**	(15.051)
Списано	**(2.906)**	(3.447)
На 30 июня	**61.600**	59.267

13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Расчётные счета в банках в иностранной валюте	**12.163.548**	4.855.815
Расчётные счета в банках в тенге	**6.042.542**	2.862.774
Краткосрочные депозиты	**–**	4.000.000
Наличность в кассе	**5.865**	4.550
Деньги на специальных счетах	**1.246**	4.416
	18.213.201	11.727.555

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года, денежные средства и их эквиваленты были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Доллар США	**6.554.270**	3.082.412
Тенге	**6.049.653**	6.871.741
Евро	**5.112.722**	1.658.253
Российский рубль	**496.161**	114.821
Прочие	**395**	328
	18.213.201	11.727.555

14. КАПИТАЛ

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года уставный капитал Компании состоял из 238.324.377 акций номинальной стоимостью 500 тенге каждая, из которых 214.491.940 были выпущены и полностью оплачены.

Каждая обыкновенная акция имеет равное право голоса. Группа не имеет привилегированных акций. Держатели обыкновенных акций имеют право голоса, но выплата дивидендов не гарантирована.

Дивиденды

29 марта 2013 года Группа объявила дивиденды по результатам 2012 года на общую сумму 2.082.309 тысяч тенге. Дивиденды составили 9,74 тенге на одну обыкновенную акцию в соответствии с общим числом акций, равную 213.685.940 штук. 11 апреля 2013 года объявленные дивиденды были выплачены. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Группа не объявляла и не выплачивала дивиденды.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

14. КАПИТАЛ (продолжение)

Прибыль на акцию

Суммы базовой прибыли на акцию рассчитаны путем деления чистой прибыли за период на средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение периода. Группа имела 214.491.940 средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года (в течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 213.865.656). У Группы отсутствуют потенциальные разводненные обыкновенные акции. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года и 2013 года, базовая прибыль на акцию составила 2,74 тенге и 20,15 тенге, соответственно.

Балансовая стоимость акций

В соответствии с решением Биржевого совета АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее по тексту «КФБ») от 4 октября 2010 года, финансовая отчётность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчётную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Итого активов	**529.254.981**	367.321.726
Минус: нематериальные активы	**(822.259)**	(885.708)
Минус: итого обязательств	**(197.057.230)**	(146.140.263)
Чистые активы для обыкновенных акций	**331.375.492**	220.295.755
Количество обыкновенных акций	**214.491.940**	214.491.940
Балансовая стоимость простой акции, тенге	**1.545**	1.027

Фонд переоценки активов

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года фонд переоценки активов представлен приростом стоимости в результате переоценки сооружений НЭС Группы, проведенной по состоянию на 1 июня 2014 года (предыдущая переоценка была проведена по состоянию на 1 ноября 2013 года) (*Примечание 6*). Перевод из фонда переоценки активов в накопленный убыток, в результате выбытия основных средств, за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, составил 2.321 тысячу тенге (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: ноль).

Прочие резервы

Прочие резервы представляют собой накопленные резервы по переоценке инвестиций, имеющихся в наличии для продажи. После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе резервов вплоть до момента прекращения признания инвестиции. Справедливая стоимость облигаций основана на цене, получаемой в случае продажи актива или выплачиваемая для передачи обязательства, и следовательно, это цена выхода, а не цена входа.

15. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Международный банк реконструкции и развития («МБРР»)	**45.748.490**	37.906.593
Европейский банк реконструкции и развития («ЕБРР»)	**71.734.259**	54.634.680
	117.482.749	92.541.273
За вычетом текущей части займов подлежащего погашению в течение 12 месяцев	**(13.402.909)**	(10.218.204)
	104.079.840	82.323.069

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года начисленное, невыплаченное вознаграждение по займам Группы составило 966.944 тысячи тенге и 712.253 тысячи тенге, соответственно.

По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года несамортизированная часть комиссии по организации займов составила 936.018 тысяч тенге и 976.862 тысячи тенге, соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

15. ЗАЙМЫ (продолжение)

Займы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
В долларах США	**69.507.714**	57.725.280
В евро	**47.975.035**	34.815.993
	117.482.749	92.541.273

«Модернизация Национальной Электрической Сети»

В 1999 года Группа открыла следующие кредитные линии для реализации проекта «Модернизация Национальной Электрической Сети»:

(а) 140.000 тысяч долларов США, предоставленных МБРР сроком на 20 лет, обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Заём подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2005 года. Проценты по займу начисляются по ставке ЛИБОР плюс общий спрэд и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 65.415 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 12.004.307 тысяч) и 70.415 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 10.816.448 тысяч), соответственно;

(б) 45.000 тысяч долларов США, предоставленных ЕБРР сроком на 15 лет, обеспечены гарантией Правительства Республики Казахстан. Заём подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2004 года. Проценты по займу начисляются по ставке ЛИБОР плюс маржа 1%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 5.866 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 1.076.470 тысяч) и 7.827 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 1.202.305 тысяч), соответственно.

«Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана»

В 2005 году, для осуществления 2 этапа «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана» получена кредитная линия на сумму 100.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР на период 17 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс общий спрэд и погашаются дважды в год. В 2011 году неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 1.918 тысяч долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 69.363 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 12.728.751 тысяча) и 73.441 тысяча долларов США (эквивалент в тенге 11.281.206 тысяч), соответственно.

«Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап

В 2008 году для осуществления проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап были открыты следующие кредитные линии:

(а) две кредитные линии на суммы 127.500 тысяч евро и 75.000 тысяч евро, предоставленные ЕБРР на период 15 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,85% и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 149.795 тысяч евро (эквивалент в тенге 37.436.651 тысяча) и 130.252 тысячи евро (эквивалент в тенге 27.505.277 тысяч), соответственно;

(б) кредитная линия на сумму 47.500 тысяч евро, предоставленная ЕБРР на 12 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,55%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 37.118 тысяч евро (эквивалент в тенге 9.276.631 тысяча) и 30.743 тысяч евро (эквивалент в тенге 6.492.013 тысяч), соответственно;

(в) кредитная линия на сумму 5.000 тысяч евро, предоставленная ЕБРР на 9 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 2,75%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 3.405 тысяч евро (эквивалент в тенге 850.898 тысяч) и 2.918 тысяча евро (эквивалент в тенге 616.299 тысяч), соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

15. ЗАЙМЫ (продолжение)

«Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап (продолжение)

В ноябре 2013 года с ЕБРР было заключено дополнительное соглашение, в соответствии с условиями которого, сумма второй кредитной линии была уменьшена с 75.000 тысяч евро до 53.443 тысячи евро.

«Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС»

В 2009 году для осуществления проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС» Группа получила кредитную линию на сумму 48.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд и погашается дважды в год. В мае 2013 года неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 3.274 тысячи долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 44.726 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 8.207.688 тысяч) и 44.726 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 6.870.377 тысяч), соответственно.

«Строительство ПС 500кВ Алма»

В 2010 году для осуществления проекта «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ» была открыта кредитная линия на сумму 78.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР сроком на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд и погашается дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 70.901 тысячу долларов США (эквивалент в тенге 13.011.083 тысячи) и 59.869 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 9.196.545 тысяч), соответственно.

«Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка»

В 2011 году для рефинансирования займов ЕБРР и БРК, полученных в 2004-2005 годах в рамках реализации 1, 2, 3 этапов проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана», Группой были открыты следующие кредитные линии ЕБРР в рамках проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка»:

(а) две кредитные линии на суммы 77.293 тысячи долларов США и 44.942 тысячи долларов США предоставленные ЕБРР на период 15 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,95%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 99.158 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 18.196.500 тысяч) и 103.290 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 15.866.327 тысяч), соответственно;

(б) кредитная линия на сумму 17.973 тысячи долларов США, предоставленная ЕБРР на период 12 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,70%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 13.718 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 2.517.339 тысяч) и 14.480 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 2.224.245 тысяч), соответственно.

В 2011 году для осуществления проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка» были открыты кредитные линии на сумму 12.900 тысяч долларов США (A2, B1b) и 1.900 тысяч долларов США (B2b), предоставленные ЕБРР на период 12 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс 3,95% (A2, B1b) и 3,70% (B2b), и погашаются дважды в год. По состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года остаток задолженности по займу составляет 11.691 тысячу долларов США (эквивалент в тенге 2.145.505 тысяч) и 4.783 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 734.803 тысячи), соответственно.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

16. РЕЗЕРВ НА СТРОИТЕЛЬСТВО

В соответствии с решением Членов Правления Самрук-Казына от 28 ноября 2013 года Группа обязуется построить детский сад в городе Астана. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года Группа оценила затраты на строительство и заключила договор со строительной компанией. Соответственно, Группа признала резерв на строительство на общую сумму 681.463 тысячи тенге и соответствующее распределение акционеру.

17. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Кредиторская задолженность за основные средства и незавершенное строительство	**5.466.313**	10.978.705
Кредиторская задолженность за покупную электроэнергию	**4.062.619**	2.005.930
Кредиторская задолженность за запасы и оказанные услуги	**1.007.279**	1.729.167
	10.536.211	14.713.802

Кредиторская задолженность по состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года была выражена в следующих валютах:

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Тенге	**5.999.057**	7.530.783
Евро	**2.024.589**	4.951.818
Доллары США	**1.767.736**	1.579.960
Российский рубль	**744.829**	650.229
Британский фунт стерлингов	**–**	1.012
	10.536.211	14.713.802

18. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Обязательства перед работниками	**1.186.261**	1.000.599
Начисленная комиссия за неиспользованную часть займа ЕБРР*	**30.156**	84.620
Прочее	**229.493**	206.177
	1.445.910	1.291.396

* Группа обязуется выплачивать ежегодную комиссию за неиспользованную часть займа ЕБРР по ставкам 0,5% и 1%. За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, сумма начисленной комиссии за неиспользованную часть займа составила 43.752 тысячи тенге (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 87.088 тысяч тенге) *(Примечание 22)*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

19. ДОХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.	**2014 г.**	2013 г.
Передача электроэнергии	**11.382.461**	10.740.380	**24.342.742**	23.912.320
Услуги по технической диспетчеризации	**2.567.359**	2.479.710	**5.662.140**	5.389.880
Доход от реализации покупной электроэнергии	**132.489**	1.159	**4.877.166**	1.114.610
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	**2.164.982**	1.446.259	**4.762.995**	3.149.408
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	**1.247.410**	1.155.026	**1.958.141**	2.300.578
Услуги по регулированию мощности	**661.818**	--	**1.711.551**	–
Прочее	**253.437**	218.306	**620.231**	431.064
	18.409.956	16.040.840	**43.934.966**	36.297.860
Скидки потребителям	**(663.487)**	(714.984)	**(1.249.298)**	(1.321.308)
	17.746.469	15.325.856	**42.685.668**	34.976.552

Скидки потребителям утверждаются приказом Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий.

6 января 2014 года Группа заключила договор с Узбек Энерго ГАК на оказание услуг по регулированию мощности.

20. СЕБЕСТОИМОСТЬ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.	**2014 г.**	2013 г.
Технологический расход электрической энергии	**4.128.841**	3.526.193	**10.394.356**	9.263.121
Износ и амортизация	**4.218.618**	1.711.190	**7.744.376**	3.483.452
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	**1.538.532**	2.131.648	**4.889.010**	4.651.858
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	**2.609.960**	2.357.094	**4.741.366**	4.337.970
Себестоимость покупной электроэнергии	**1.911.278**	1.159	**3.444.221**	964.778
Расходы по эксплуатации и ремонту	**1.049.681**	1.055.473	**1.882.790**	1.763.463
Расходы по охране сторонними организациями	**229.784**	226.434	**455.214**	455.042
Запасы	**220.715**	228.634	**365.198**	350.410
Прочее	**428.657**	573.288	**734.252**	882.753
	16.336.066	11.811.113	**34.650.783**	26.152.847

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

21. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.	**2014 г.**	2013 г.
Начисление резерва по сомнительной задолженности и по обесценению авансов *(Примечания 9 и 12)*	**2.205.018**	242.226	**2.284.397**	273.658
Налоги, кроме подоходного налога	**1.090.380**	419.729	**2.047.617**	806.768
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	**637.911**	508.805	**1.208.821**	1.008.944
Износ и амортизация	**80.047**	66.754	**160.188**	131.111
Консультационные услуги	**37.413**	40.408	**80.368**	101.689
Расходы на аренду	**53.089**	69.814	**71.359**	82.099
Расходы по страхованию	**37.831**	35.041	**57.804**	69.171
Командировочные расходы	**29.226**	25.825	**49.851**	56.245
Начисление резерва / (восстановление резерва) на устаревшие запасы *(Примечание 8)*	**33.360**	(162.421)	**39.730**	(190.118)
Материалы	**17.574**	18.857	**35.662**	42.100
Тренинги и обучение	**25.993**	24.273	**28.008**	30.997
Коммунальные расходы	**8.541**	8.353	**24.341**	21.682
Услуги охраны	**9.149**	7.918	**16.893**	15.756
Услуги банка	**9.238**	8.401	**16.466**	15.211
Услуги связи	**5.277**	5.745	**10.293**	12.072
Корпоративные мероприятия	**7.235**	11.807	**9.615**	15.059
Расходы на ремонт	**4.209**	783	**4.209**	1.707
Спонсорство	**15**	97.195	**15**	206.303
Прочие	**117.905**	53.845	**186.427**	136.619
	4.409.411	1.483.358	**6.332.064**	2.837.073

22. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.	**2014 г.**	2013 г.
Проценты по займам	**818.570**	583.619	**1.567.355**	1.169.932
Комиссия по банковским гарантиям	**205.094**	171.552	**223.705**	198.072
Расходы по дисконтированию	**–**	–	**75.384**	–
Комиссия за неиспользованную сумму займа ЕБРР *(Примечание 18)*	**18.735**	41.848	**43.752**	87.088
Амортизация комиссии за организацию займа	**21.791**	20.994	**43.505**	41.980
Прочие	**1**		**689**	
За вычетом процентов, капитализируемых в стоимость квалифицированных активов *(Примечание 6)*	**(128.376)**	(247.200)	**(260.509)**	(529.241)
	935.815	570.813	**1.693.881**	967.831

23. УБЫТОК ОТ КУРСОВОЙ РАЗНИЦЫ

11 февраля 2014 года Национальный банк Республики Казахстан принял решение отказаться от поддержания обменного курса тенге по отношению к доллару США и другим основным валютам на прежнем уровне, снизить объёмы валютных интервенций и сократить вмешательство в процесс формирования обменного курса тенге. В результате девальвации Группа признала существенный убыток от отрицательной курсовой разницы, нетто за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.	**2014 г.**	2013 г.
Текущий налог на прибыль				
Расходы по текущему подоходному налогу	**24.001**	(31.385)	**42.263**	654.098
Отложенный налог на прибыль				
Расходы по отложенному налогу на прибыль	**2.746.434**	363.685	**1.033.749**	683.205
Расходы по налогу на прибыль, отраженные в отчёте о прибылях и убытках	**2.770.435**	332.300	**1.076.012**	1.337.303
Отложенный налог на прибыль, связанный со статьями, которые относятся непосредственно в состав ПСД в течение периода				
Расходы по налогу на прибыль от переоценки сооружений НЭС	**27.777.458**	–	**27.777.458**	–
Расходы по налогу на прибыль, отраженные непосредственно в составе ПСД	**27.777.458**	–	**27.777.458**	–

В Республике Казахстан в 2014 и 2013 годах ставка налога на прибыль составляла 20%.

Ниже приведена сверка 20% ставки подоходного налога и фактической суммы подоходного налога, учтенной в консолидированном отчёте о совокупном доходе:

	За три месяца, закончившихся 30 июня		За шесть месяцев, закончившихся 30 июня	
В тысячах тенге	**2014 г.**	2013 г.	**2014 г.**	2013 г.
Прибыль до учёта расхода по подоходному налогу	**10.325.308**	896.670	**1.663.932**	5.647.458
Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%	**2.065.062**	179.334	**332.786**	1.129.492
Начисление резерва по сомнительной задолженности нерезидентов	**433.622**	37.430	**439.191**	45.465
Финансовые расходы	**163.262**	19.234	**163.262**	67.792
Прочие невычитаемые расходы	**108.489**	96.302	**140.773**	94.554
Расходы по налогу на прибыль, отраженные в отчете о прибылях и убытках	**2.770.435**	332.300	**1.076.012**	1.337.303

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отложенному подоходному налогу по состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года:

	Промежуточный консолидированный отчёт о финансовом положении				Промежуточный консолидированный отчёт о совокупном доходе За шесть месяцев, закончившихся	
В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.	30 июня 2013 г.	1 января 2013 г.	**30 июня 2014 г.**	30 июня 2013 г.
Перенесенные убытки	**2.543.409**	–	–	–	**2.543.409**	–
Резерв по сомнительной задолженности	**37.631**	24.460	20.483	10.479	**13.171**	10.004
Начисленные обязательства	**216.316**	309.246	205.963	217.117	**(92.930)**	(11.154)
Основные средства	**(67.699.139)**	(36.424.282)	(12.638.479)	(11.956.424)	**(3.497.399)**	(682.055)
Расходы по отложенному налогу					**(1.033.749)**	(683.205)
Чистые отложенные налоговые обязательства	**(64.901.783)**	(36.090.576)	(12.412.033)	(11.728.828)		

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

24. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ (продолжение)

Сверка отложенных налоговых обязательств, нетто:

В тысячах тенге	**2014**	2013
Начальное сальдо на 1 января	**(36.090.576)**	(11.728.828)
Расходы по налогу на прибыль за отчетный период, признанные в составе прибыли или убытка	**(1.033.749)**	(683.205)
Расходы по налогу на прибыль за отчетный период, признанные в составе ПСД (*Примечание 6*)	**(27.777.458)**	–
Конечное сальдо на 30 июня	**(64.901.783)**	(12.412.033)

Группа производит зачёт налоговых активов и налоговых обязательств только в тех случаях, когда у нее имеется юридически закрепленное право на зачёт текущих налоговых активов и текущих налоговых обязательств, а отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства относятся к налогам на прибыль, которые взимаются одним и тем же налоговым органом.

25. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗНЫМИ СТОРОНАМИ

Связанные стороны включают в себя ключевой управляющий персонал Группы, организации, в которых ключевому управляющему персоналу Группы прямо или косвенно принадлежит существенная доля участия, а также прочие предприятия, контролируемые Правительством. Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года:

В тысячах тенге		**Торговая дебиторская задолженность связанных сторон**	**Торговая кредиторская задолженность связанным сторонам**
Компании, входящие в Группу Самрук-Казына	**2014**	**166.301**	**1.546.153**
	2013	436.939	308.585
Ассоциированные компании Самрук-Казына	**2014**	**287.025**	**232.708**
	2013	8.726	214.072
Компании под общим контролем Самрук-Казына	**2014**	**144.566**	**1.265.573**
	2013	93.532	872.269
Ассоциированные компании Группы	**2014**	**33.019**	**–**
	2013	12.484	13.308

За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года и 30 июня 2013 года, Группа имела следующие операции со связанными сторонами:

В тысячах тенге		**Продажи связанным сторонам**	**Приобретения у связанных сторон**
Компании, входящие в Группу Самрук-Казына	**2014**	**8.281.204**	**4.127.328**
	2013	6.073.933	753.693
Ассоциированные компании Самрук-Казына	**2014**	**1.675.595**	**578.130**
	2013	772.700	402.441
Компании под общим контролем Самрук-Казына	**2014**	**919.550**	**6.214.451**
	2013	2.160.292	9.362.783
Ассоциированные компании Группы	**2014**	**105.236**	**–**
	2013	58.629	34.998

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

25. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗНЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Самрук-Казына является единственным акционером Группы.

Продажи Группы связанным сторонам, в основном, включают передачу электроэнергии, услуги по технической диспетчеризации и услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии. Приобретения Группы у связанных сторон, в основном включают услуги связи, услуги по энергетике и покупку электроэнергии.

По состоянию на 31 декабря 2013 года депозит в размере 12.500 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 1.932.094 тысячи) был размещен в АО «Темирбанк», которое до 15 мая 2014 года рассматривалось как связанная сторона Группы, являясь дочерней компанией Самрук-Казына с долей участия в 79,9%. 15 мая 2014 года решением Самрук-Казына была осуществлена продажа 79,9% доли участия в АО «Темирбанк».

По состоянию на 30 июня 2014 года, задолженность Группы по займам в размере 47.173.221 тысячи тенге была гарантирована Правительством Республики Казахстан (на 31 декабря 2013 года: 39.467.236 тысяч тенге).

29 марта 2013 года Группа объявила выплату дивидендов по результатам за 2012 год в размере 2.082.309 тысяч тенге, которые были выплачены 11 апреля 2013 года.

В 2007-2009 годах Группа приобрела облигации АО «Батыс Транзит», предприятие, чьи облигации выпущены на Казахстанской фондовой бирже. Процентная ставка по облигациям составляет 5%. Облигации классифицированы как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Справедливая стоимость облигаций основана на цене, получаемой в случае продажи актива или выплачиваемая для передачи обязательства, и следовательно, это цена выхода, а не цена входа. Балансовая стоимость облигаций Батыс Транзит составила 868.269 тысяч тенге по состоянию на 30 июня 2014 года (на 31 декабря 2013 года: 868.269 тысяч тенге).

Процентный доход, начисленный на облигации АО «Батыс транзит», ассоциированной компании, составил 31.328 тысяч тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 34.953 тысячи тенге).

По состоянию на 30 июня 2014 года Группа имела дебиторскую задолженность за продажу основных средств от АО «Балхашская ТЭС», связанной стороны, в размере 147.682 тысяч тенге, отраженную в составе прочих долгосрочных активов. В соответствии с договором продажи АО «Балхашская ТЭС» произведет оплату задолженности в декабре 2018 года. В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, Группа признала расходы от дисконтирования дебиторской задолженности от АО «Балхашская ТЭС» в сумме 75.384 тысячи тенге (*Примечание 22*).

Итого вознаграждение ключевого управленческого персонала, включенное в состав расходов по заработной плате в прилагаемом промежуточном консолидированном отчёте о совокупном доходе, составило 218.081 тысячу тенге за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года (за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года: 275.309 тысяч тенге). Вознаграждение ключевого управленческого персонала в основном состоит из договорной заработной платы и премий по результатам операционной деятельности.

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, торговую и прочую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Группы. У Группы имеются торговая и прочая дебиторская задолженность, денежные средства, краткосрочные и долгосрочные депозиты, которые возникают непосредственно в ходе ее операционной деятельности. Группа также имеет инвестиции, имеющие для продажи.

Группа подвержена риску изменения процентных ставок, валютному риску, кредитному риску и риску ликвидности.

Риск изменения процентных ставок

Риск изменения процентных ставок – это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться ввиду изменений рыночных процентных ставок. Подверженность Группы риску изменения рыночных процентных ставок относится прежде всего к долгосрочным и краткосрочным долговым обязательствам Группы с плавающей процентной ставкой *(Примечание 15)*. Группа ограничивает свой риск изменения процентной ставки посредством мониторинга изменения процентных ставок в валюте, в которой выражены займы.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск изменения процентных ставок (продолжение)

При условии неизменности всех прочих параметров займы с плавающей процентной ставкой оказывают следующее влияние на прибыль до налогообложения Группы:

В тысячах тенге	**Увеличение/ уменьшение в базисных пунктах***	**Влияние на прибыль до налогообложения**
За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года		
Либор	**3/(3)**	**(20.996) / 20.996**
Евробор	**12/(12)**	**(57.077) / 57.077**
За шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2013 года		
Либор	5/(5)	(27.141) / 27.141
Евробор	16/(16)	(47.795) / 47.795

* 1 базисный пункт = 0,01%.

Допущения об изменениях в базовых пунктах в рамках анализа чувствительности к изменениям процентных ставок основываются на наблюдаемой в данный момент рыночной ситуации, которая характеризуется значительно большей волатильностью по сравнению с предыдущими годами.

Валютный риск

Валютный риск – это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться вследствие изменений в валютных курсах. Подверженность Группы риску изменения обменных курсов иностранных валют обусловлена, прежде всего, финансовой деятельностью Группы. Также, подверженность Группы риску изменения обменных курсов связана с операционной деятельностью (когда доходы и расходы выражены в валюте, отличной от функциональной валюты Группы).

В следующих таблицах представлен анализ чувствительности к возможным изменениям в обменном курсе доллара США и евро, при условии неизменности всех прочих параметров. Подверженность Группы риску изменения курсов иных валют является несущественной.

В тысячах тенге	**Увеличение обменного курса**	**Влияние на прибыль до налогообложения**
На 30 июня 2014 года		
Доллары США	**30%/10%**	**(11.466.362)/ (3.822.121)**
Евро	**30%/10%**	**(13.466.071)/ (4.488.690)**
На 31 декабря 2013 года		
Доллары США	30%/10%	(11.447.961)/ (3.815.987)
Евро	30%/10%	(11.432.867)/ (3.810.956)

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск того, что Группа понесет финансовые убытки, поскольку контрагенты не выполнят свои обязательства по финансовому инструменту или клиентскому договору. Группа подвержена кредитному риску, связанному с ее операционной деятельностью, прежде всего, в отношении торговой дебиторской задолженности *(Примечание 9)*, и финансовой деятельностью, включая депозиты в банках *(Примечания 10, 11 и 13)*. Подверженность Группы и кредитоспособность ее контрагентов постоянно контролируются. Максимальная подверженность кредитному риску, ограничена балансовой стоимостью каждого финансового актива *(Примечания 9, 10, 11, 13)*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

Балансовая стоимость финансовых активов, признанных в консолидированной финансовой отчётности Группы, за вычетом резервов на обесценение, отражает максимальную величину кредитного риска Группы.

Кредитный риск по денежным средствам и депозитам ограничен, так как контрагентами Группы являются банки с высокими кредитными рейтингами, присвоенными международными рейтинговыми агентствами.

Риск ликвидности

Руководство Группы создало необходимую систему управления риском ликвидности согласно требованиям управления ликвидностью и краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного финансирования. Группа управляет риском ликвидности путем поддержания адекватных резервов, банковских займов и доступных кредитных линий, путем постоянного мониторинга прогнозируемого и фактического движения денег и сравнения сроков погашения финансовых активов и обязательств.

В следующих таблицах отражаются контрактные сроки Группы по ее финансовым обязательствам на основе договорных недисконтированных денежных потоков.

В тысячах тенге	**До востребования**	**От 1 до 3 месяцев**	**От 3 месяцев до 1 года**	**От 1 года до 5 лет**	**Свыше 5 лет**	**Итого**
На 30 июня 2014 года						
Займы	**–**	**4.198.749**	**11.595.912**	**61.422.166**	**57.454.543**	**134.671.370**
Торговая и прочая кредиторская задолженность	**–**	**10.536.211**	**–**	**–**	**–**	**10.536.211**
	–	**14.734.960**	**11.595.912**	**61.422.166**	**57.454.543**	**145.207.581**
На 31 декабря 2013 года						
Займы	–	3.008.118	9.111.297	51.220.352	42.982.662	106.322.429
Торговая и прочая кредиторская задолженность	–	14.713.802	–	–	–	14.713.802
	–	17.721.920	9.111.297	51.220.352	42.982.662	121.036.231

Управление капиталом

Главная цель управления капиталом Группы состоит в обеспечении того, что Группа будет в состоянии продолжать придерживаться принципа непрерывности деятельности наряду с максимизацией доходов для акционера посредством оптимизации отношения задолженности и капитала.

Группа управляет своим капиталом с учётом изменений в экономических условиях. Чтобы управлять или изменять свой капитал, Группа может менять выплату дивидендов акционерам, возвращать капитал акционерам или выпускать новые акции.

В течение шести месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года не было каких-либо изменений в целях, по политике или процессах управления капиталом.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Группа управляет капиталом, используя коэффициент долга к капиталу, что является долгом, разделенным на итого капитал. Задача Группы состоит в том, чтобы удерживать коэффициент на уровне не выше 0,5. Долг включает все займы. Капитал равен сумме всех обязательств и всего акционерного капитала.

	30 июня 2014 г.	31 декабря 2013 г.
Долг/капитал	**0,22**	0,25

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	31 декабря 2013 г.
Долгосрочная часть займов	**104.079.840**	82.323.069
Краткосрочная часть займов	**13.402.909**	10.218.204
Долг	**117.482.749**	92.541.273
Итого обязательств	**197.057.230**	146.140.263
Капитал	**332.197.751**	221.181.463
Итого капитала и обязательств	**529.254.981**	367.321.726

Структура капитала Группы включает акционерный капитал, как раскрыто в *Примечании 14*, резервы и накопленный убыток.

Иерархия справедливой стоимости

Группа использует следующую иерархию для определения справедливой стоимости финансовых инструментов и раскрытия информации о ней в разрезе моделей оценки:

- Уровень 1: цены на активных рынках по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок);
- Уровень 2: другие методы, все исходные данные для которых, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, наблюдаются на рынке, либо непосредственно, либо опосредованно;
- Уровень 3: методы, в которых используются исходные данные, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, которые не основываются на наблюдаемой рыночной информации.

По состоянию на 30 июня 2014 года у Группы имелись следующие финансовые инструменты, отраженные по справедливой стоимости в отчёте о финансовом положении:

Активы, оцениваемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	**Уровень 1**	**Уровень 2**	**Уровень 3**
Финансовые активы				
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи *(Примечание 10)*	**868.269**	**–**	**868.269**	**–**
Нефинансовые активы				
Сооружения НЭС *(Примечание 6)*	**415.212.389**	**–**	**–**	**415.212.389**

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Иерархия справедливой стоимости (продолжение)

Обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	**30 июня 2014 г.**	**Уровень 1**	**Уровень 2**	**Уровень 3**
Финансовые обязательства				
Займы (Примечание 15)	**117.482.749**	**–**	**117.482.749**	**–**

Активы, оцениваемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	31 декабря 2013 г.	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Финансовые активы				
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи *(Примечание 10)*	868.269	–	868.269	–
Нефинансовые активы				
Сооружения НЭС *(Примечание 6)*	253.529.497	–	–	253.529.497

Обязательства, оцениваемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	31 декабря 2013 г.	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Финансовые обязательства				
Займы (Примечание 15)	92.541.273	–	92.541.273	–

За отчётный период переводы между Уровнем 1 и Уровнем 2 иерархии источников справедливой стоимости не осуществлялись.

На 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года справедливая стоимость облигаций АО «Батыс Транзит» была установлена на уровне цены последней сделки.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

На 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года руководство определило, что справедливая стоимость финансовых инструментов Группы таких, как торговая дебиторская и кредиторская задолженность, прочие финансовые активы, денежные средства и их эквиваленты, денежные средства, ограниченные в использовании, приблизительно равна их балансовой стоимости, главным образом, ввиду непродолжительных сроков погашения данных инструментов. Займы отражены по амортизированной стоимости, которая приблизительно равна их справедливой стоимости.

Метод оценки и основные примененные допущения изложены в *Примечании 4*.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

27. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банков Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах, налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду вышеизложенного, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы в настоящее время и начисленную на 30 июня 2014 года.

По состоянию на 30 июня 2014 года руководство Группы считает, что толкование применимого законодательства является верным и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, за исключением случаев, предусмотренных или раскрытых в данной промежуточной консолидированной финансовой отчётности.

Условия кредитных соглашений

С 1999 года по 2011 год Группа заключила кредитные соглашения с Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР») и Международным Банком Реконструкции и Развития («МБРР») (далее «кредиторы») на общую сумму 558 миллионов долларов США и 233 миллиона евро (*Примечание 15*). Согласно кредитным соглашениям между Группой и кредиторами Группа обязана соблюдать следующие условия кредитных соглашений:

- Отношение текущих активов к текущим обязательствам не менее 1:1;
- Отношение совокупной задолженности к общей капитализации не более 50%;
- Отношение доходов до вычета финансовых расходов, налога на прибыль, износа и амортизации (“EBITDA”) к финансовым расходам не менее 3:1;
- Отношение чистого долга к EBITDA не более 4:1;
- Коэффициент самофинансирования не менее 20%;
- Коэффициент обслуживания долга не менее 1,2.

Руководство считает, что Группой были соблюдены все условия кредитных соглашений с ЕБРР и МБРР по состоянию на 30 июня 2014 года и 31 декабря 2013 года. При расчёте EBITDA Группа исключает убыток от курсовой разницы, поскольку считает, что убыток от курсовой разницы соответствует определению неденежного обесценения и подлежит исключению из расчёта EBITDA, что отражено в кредитных соглашениях. На 30 июня 2014 года при расчёте EBITDA Группа исключила убыток от курсовой разницы за шесть месяцев, закончившихся 30 июня 2014 года, в сумме 13.367.026 тысяч тенге.

ПРИМЕЧАНИЯ К ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

27. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Страхование

По состоянию на 30 июня 2014 года, Группа застраховала производственные активы балансовой стоимостью на сумму 134.361.065 тысяч тенге. При наступлении страхового случая страховая выплата производится в пределах балансовой стоимости активов. Группа не производила страхование остальных производственных активов. Так как отсутствие страхования не означает уменьшение стоимости активов или возникновение обязательств, никакого резерва не было создано в данной промежуточной консолидированной финансовой отчётности на непредвиденные расходы, связанные с порчей или потерей таких активов.

Контрактные обязательства

С целью обеспечения стабильной работы оборудования национальной электрической сети, Группой был разработан план капитальных инвестиций. По состоянию на 30 июня 2014 года сумма обязательств по открытым контрактам, заключенным Группой в рамках данного плана, составила 68.951.486 тысяч тенге (31 декабря 2013 года: 68.611.801 тысячу тенге), включая следующие обязательства по совместному финансированию:

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап, согласованным с ЕБРР, контрактные обязательства Группы по совместному финансированию составляют 489.843 тысячи тенге.

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ», контрактные обязательства Группы по совместному финансированию составляют 15.867.548 тысяч тенге.

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка», контрактные обязательства Группы по совместному финансированию составляют 1.924.561 тысячу тенге.

АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

Консолидированная финансовая отчётность

На 31 декабря 2013 года

СОДЕРЖАНИЕ

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о финансовом положении 1
Консолидированный отчёт о совокупном доходе 2-3
Консолидированный отчёт о движении денежных средств 4-5
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале 6
Примечания к консолидированной финансовой отчётности 7-48

Отчёт независимых аудиторов

Акционеру АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями» и его дочерних компаний (далее – «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2013 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчетности

Руководство Группы несет ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчетности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления компанией консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

Мнение

По нашему мнению, консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы на 31 декабря 2013 г., а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP

Айсулу Нарбаева
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора №0000137 от 21 октября 1994 года

Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО "Эрнст энд Янг"

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельность в Республике Казахстан: серия МФЮ-2, № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 15 июля 2005 года

4 марта 2014 года

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2013 года

В тысячах тенге	**Прим.**	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	6	**308.819.164**	163.444.227
Нематериальные активы		**885.708**	752.000
Авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов	6	**8.765.506**	23.967.873
Инвестиции в ассоциированные компании	7	**220.446**	114.756
Прочие финансовые активы	10	**868.269**	983.847
Прочие долгосрочные активы		**56.662**	82.243
		319.615.755	189.344.946
Текущие активы			
Запасы	8	**1.916.887**	1.646.174
Торговая дебиторская задолженность	9	**8.501.318**	3.944.197
НДС к возмещению и предоплата по прочим налогам		**2.817.752**	1.190.546
Предоплата по подоходному налогу		**1.141.931**	1.437.851
Прочие финансовые активы	10	**18.992.431**	24.844.456
Денежные средства, ограниченные в использовании	11	**1.688.834**	1.629.862
Прочие текущие активы	12	**919.263**	322.302
Денежные средства и их эквиваленты	13	**11.727.555**	8.044.502
		47.705.971	43.059.890
Итого активов		**367.321.726**	232.404.836
Капитал и обязательства			
Капитал			
Уставный капитал	14	**107.245.972**	106.842.972
Фонд переоценки резервов	14	**110.878.954**	–
Прочие резервы	14	**(170.701)**	(55.123)
Нераспределенная прибыль		**3.227.238**	19.772.193
		221.181.463	126.560.042
Долгосрочные обязательства			
Займы	15	**82.323.069**	72.674.498
Отложенное налоговое обязательство	22	**36.090.576**	11.728.828
		118.413.645	84.403.326
Текущие обязательства			
Торговая и прочая кредиторская задолженность	16	**14.713.802**	11.348.499
Займы	15	**10.218.204**	8.134.316
Авансы полученные		**789.884**	574.972
Задолженность по прочим налогам, кроме подоходного налога		**713.332**	185.861
Прочие текущие обязательства	17	**1.291.396**	1.197.820
		27.726.618	21.441.468
Итого обязательств		**146.140.263**	105.844.794
Итого капитала и обязательств		**367.321.726**	232.404.836
Балансовая стоимость одной простой акции (в тенге)	14	**1.027**	589

Председатель Правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

Учётная политика и пояснительные примечания на страницах с 7 по 48 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

В тысячах тенге	**Прим.**	**2013 г.**	2012 г.
Доходы	18	**73.811.723**	65.855.173
Себестоимость оказанных услуг	19	**(55.574.322)**	(49.268.483)
Валовая прибыль		**18.237.401**	16.586.690
Общие и административные расходы	20	**(6.422.878)**	(5.829.446)
Расходы по реализации		**(154.408)**	(168.612)
Убыток от переоценки	6	**(26.807.757)**	–
Операционный (убыток) / прибыль		**(15.147.642)**	10.588.632
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям		**1.797.051**	1.604.788
Финансовые расходы	21	**(2.021.023)**	(1.991.132)
Отрицательная курсовая разница, нетто		**(2.680.967)**	(1.806.822)
Доля в убытке ассоциированной компании		**(3.659)**	–
Прочие доходы		**381.865**	138.783
Прочие расходы		**(13.972)**	(49.423)
(Убыток) / прибыль до налогообложения		**(17.688.347)**	8.484.826
Доходы / (расходы) по налогу на прибыль	22	**3.188.073**	(1.543.797)
(Убыток) / прибыль за отчетный период		**(14.500.274)**	6.941.029
(Убыток) / прибыль на акцию			
Базовый (убыток) / прибыль за отчетный период, приходящийся на держателей обыкновенных акций материнской компании (в тенге)	14	**(67,70)**	32,72

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ (продолжение)

В тысячах тенге	**Прим.**	**2013 г.**	2012 г.
(Убыток) / прибыль за отчетный период		**(14.500.274)**	6.941.029
Прочий совокупный (убыток) / доход			
Прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:			
Чистый убыток по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи		**(115.578)**	–
Влияние налога на прибыль		**–**	–
Чистый прочий совокупный доход, подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:		**(115.578)**	–
Прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах:			
Доходы от переоценки основных средств	6	**138.645.728**	–
Влияние налога на прибыль	22	**(27.729.146)**	–
Чистый прочий совокупный доход, не подлежащий переклассификации в состав прибыли или убытка в последующих периодах		**110.916.582**	–
Прочий совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль		**110.801.004**	–
Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль		**96.300.730**	6.941.029

Председатель Правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

В тысячах тенге	**Прим.**	**2013 г.**	2012 г.
Операционная деятельность			
(Убыток) / прибыль до налогообложения		**(17.688.347)**	8.484.826
Корректировки для сверки прибыли до налогообложения с чистыми денежными потоками:			
Износ и амортизация		**8.549.023**	7.282.676
Финансовые расходы	21	**2.021.023**	1.991.132
Убытки по курсовой разнице		**2.470.792**	1.585.679
Начисление резерва по сомнительной торговой и прочей дебиторской задолженности и прочим текущим активам	20	**195.153**	26.065
Движение в резерве на устаревшие запасы	20	**(217.628)**	146.702
(Доходы) / убытки от выбытия основных средств и нематериальных активов		**(9.841)**	3.285
Процентный доход		**(1.797.051)**	(1.604.788)
Доля в убытке ассоциированной компании	7	**3.659**	–
Убыток от обесценения	6	**26.807.757**	–
Корректировки на оборотный капитал:			
Изменение в запасах		**(53.085)**	(351.108)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		**(4.784.595)**	407.202
Изменение в НДС к возмещению и предоплате по прочим налогам		**(1.627.206)**	(145.147)
Изменение в прочих текущих активах		**(564.640)**	745.528
Изменение торговой и прочей кредиторской задолженности		**849.837**	(1.832.731)
Изменение авансов полученных		**214.912**	99.949
Изменение задолженности по налогам кроме налога на прибыль		**977.477**	326.859
Изменение в прочих текущих обязательствах		**96.672**	80.859
Денежные потоки от операционной деятельности		**15.443.912**	17.246.988
Проценты уплаченные		**(2.925.527)**	(3.032.611)
Подоходный налог уплаченный		**(333.411)**	(445.903)
Проценты полученные		**2.273.350**	896.352
Чистые денежные потоки от операционной деятельности		**14.458.324**	14.664.826
Инвестиционная деятельность			
(Снятие с) / пополнение депозитных счетов, нетто		**5.537.427**	(3.981.216)
Изменение в денежных средствах, ограниченных в использовании		**(19.500)**	2.854.448
Выручка от реализации основных средств и нематериальных активов		**314.149**	68.114
Приобретение основных средств		**(23.706.522)**	(17.925.504)
Приобретение нематериальных активов		**(51.764)**	(177.307)
Погашение по займам, выданным сотрудникам		**35.697**	–
Инвестиции в ассоциированную компанию	7	**(109.350)**	(115.000)
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		**(17.999.863)**	(19.276.465)
Финансовая деятельность			
Взнос в уставный капитал	14	**403.000**	1.000.000
Дивиденды выплаченные	14	**(2.082.309)**	(2.346.674)
Погашение займов		**(7.858.832)**	(5.689.903)
Получение займов		**16.526.701**	10.164.236
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности		**6.988.560**	3.127.659

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге	**Прим.**	**2013 г.**	2012 г.
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		**3.447.021**	(1.483.980)
Чистая курсовая разница		**236.032**	(15.155)
Денежные средства и их эквиваленты на 1 января		**8.044.502**	9.543.637
Денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря	13	**11.727.555**	8.044.502

Неденежные операции:

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Группа использовала предоплату по подоходному налогу на сумму 450.006 тысяч тенге в счет погашения задолженности по прочим налогам кроме налога на прибыль (2012: 326.715 тысяч тенге).

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Группа капитализировала затраты по займам, на сумму 1.047.882 тысяч тенге (2012: 1.149.583 тысяч тенге).

Председатель Правления _____
Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер _____
Муканова Д.Т.

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

В тысячах тенге	**Уставный капитал**	**Фонд переоценки активов**	**Прочие резервы**	**Нераспре-делённая прибыль**	**Итого**
На 1 января 2012 года	105.842.972	–	(55.123)	15.177.838	120.965.687
Прибыль за отчетный период	–	–	–	6.941.029	6.941.029
Итого совокупный доход	–	–	–	6.941.029	6.941.029
Выпуск акций *(Примечание 14)*	1.000.000	–	–	–	1.000.000
Дивиденды *(Примечание14)*	–	–	–	(2.346.674)	(2.346.674)
На 31 декабря 2012 года	**106.842.972**	**–**	**(55.123)**	**19.772.193**	**126.560.042**
Убыток за отчетный период	–	–	–	(14.500.274)	(14.500.274)
Чистый убыток по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи, за вычетом налога прибыль *(Примечание 14)*	–	–	(115.578)	–	(115.578)
Доход от переоценки основных средств, за вычетом налога на прибыль *(Примечание 14)*	–	110.916.582	–	–	110.916.582
Итого совокупный доход	–	110.916.582	(115.578)	(14.500.274)	96.300.730
Перенос фонда переоценки активов *(Примечание 14)*	–	(37.628)	–	37.628	–
Вклад в уставный капитал *(Примечание 14)*	403.000	–	–	–	403.000
Дивиденды *(Примечание 14)*	–	–	–	(2.082.309)	(2.082.309)
На 31 декабря 2013 года	**107.245.972**	**110.878.954**	**(170.701)**	**3.227.238**	**221.181.463**

Председатель Правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «Компания» или «KEGOC») было образовано в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 1188 от 28 сентября 1996 г. путем передачи части активов бывшей Национальной энергетической системы «Казахстанэнерго».

Единственным акционером Компании является АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»). Самрук-Казына находится под контролем Правительства Республики Казахстан.

KEGOC является национальной компанией, осуществляющей услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии в Казахстане. В качестве назначенного государством системного оператора Компания осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление, обеспечение параллельной работы с энергосистемами других государств, поддержание баланса в энергосистеме, оказание системных услуг и приобретение вспомогательных услуг у субъектов оптового рынка электрической энергии, а также передачу электрической энергии по национальной электрической сети (НЭС), ее техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности. НЭС состоит подстанций, распределительных устройств, межрегиональных и (или) межгосударственных линий электропередачи и линий электропередачи, осуществляющих выдачу электрической энергии электрических станций, напряжением 220 киловольт и выше.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012 г. KEGOC являлся материнской компанией дочерней организации АО «Энергоинформ». АО «Энергоинформ» занимается информационным обеспечением деятельности Компании.

В 2013 году Компанией было создано товарищество с ограниченной ответственностью "Расчетно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии" со 100% участием KEGOC в его уставном капитале. Основная деятельность данной компании будет заключаться в осуществлении централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии и поставленной в электрические сети единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.

Компания и ее дочерние организации далее вместе именуются «Группа».

Деятельность Группы регулируется Законом Республики Казахстан от 9 июля 1998 г. № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках», поскольку она является естественным монополистом в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Согласно Закону, тарифы Группы на услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии утверждаются Агентством по регулированию естественных монополий Республики Казахстан (далее – «Агентство»).

Головной офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Бейбитшилик, 37.

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была утверждена к выпуску Председателем Правления и Главным бухгалтером Компании 4 марта 2014 года.

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Данная консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, за исключением некоторых классов основных средств, которые отражены по переоцененной стоимости, и финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, которые оцениваются по справедливой стоимости, как указано в учетной политике и примечаниях к настоящей консолидированной финансовой отчетности. Консолидированная финансовая отчетность представлена в Тенге, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и ее дочерних организаций по состоянию на 31 декабря 2013 года. Контроль осуществляется в том случае, если Группа имеет право на переменную отдачу от инвестиции или подвержена риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций. В частности, Группа контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия:

- Наличие у Группы полномочий в отношении объекта инвестиций (т.е. существующие права, обеспечивающие текущую возможность управлять значимой деятельностью объекта инвестиций);
- Наличие у Группы права на переменную отдачу от инвестиции или подверженности риску, связанному с ее изменением;
- Наличие у Группы возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиции.

При наличии у Группы менее чем большинство прав голоса или аналогичных прав в отношении объекта инвестиций, Группа учитывает все уместные факты и обстоятельства при оценке наличия полномочий в отношении данного объекта инвестиций:

- Соглашение с другими лицами, обладающими правами голоса в объекте инвестиций;
- Права, обусловленные другими соглашениями;
- Права голоса и потенциальные права голоса, принадлежащие Группе.

Группа повторно анализирует наличие контроля в отношении объекта инвестиций, если факты и обстоятельства свидетельствуют об изменении одного или нескольких из трех компонентов контроля. Консолидация дочерней компании начинается, когда Группа получает контроль над дочерней компанией, и прекращается, когда Группа утрачивает контроль над дочерней компанией. Активы, обязательства, доходы и расходы дочерней компании, приобретение или выбытие которой произошло в течение года, включаются в отчет о совокупном доходе с даты получения Группой контроля и отражаются до даты потери Группой контроля над дочерней компанией.

Прибыль или убыток и каждый компонент прочего совокупного дохода (ПСД) относятся на собственников материнской компании Группы и неконтрольные доли участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо у неконтрольных долей участия. При необходимости финансовая отчетность дочерних компаний корректируется для приведения учетной политики таких компаний в соответствие с учетной политикой Группы. Все внутригрупповые активы и обязательства, капитал, доходы, расходы и денежные потоки, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, полностью исключаются при консолидации.

Изменение доли участия в дочерней компании без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней компанией, она:

- Прекращает признание активов и обязательства дочерней компании (в том числе относящегося к ней гудвила)
- Прекращает признание балансовой стоимости неконтрольных долей участия
- Прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале
- Признает справедливую стоимость полученного вознаграждения
- Признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции
- Признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в составе прибыли или убытка
- Переклассифицирует долю материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе ПСД, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с конкретными требованиями МСФО, как если бы Группа осуществила непосредственное выбытие соответствующих активов или обязательств.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Изменения в учетной политике

Переоценка сооружений НЭС

Группа пересмотрела метод учета основных средств в части оценки определенных классов основных средств после их первоначального признания. Ранее Группа оценивала все основные средства с использованием модели учета по первоначальной стоимости согласно МСФО (IAS) 16.30, в соответствии с которой после первоначального признания актив, классифицированный в качестве объекта основных средств, отражался по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения.

С 1 ноября 2013 г. Группа изменила метод учета сооружений НЭС, классифицированных в качестве основных средств, поскольку Группа считает, что модель переоценки более уместно отражает финансовое положение сооружений НЭС. После первоначального признания Группа использует модель переоценки, согласно которой сооружения НЭС оцениваются по справедливой стоимости на дату переоценки за вычетом накопленной впоследствии амортизации и накопленных впоследствии убытков от обесценения.

Группа применила исключение в МСФО (IAS) 8, освобождающее ее от ретроспективного применения такого изменения учетной политики и необходимости раскрытия большого объема информации.

Новые стандарты, интерпретации и поправки к действующим стандартам и интерпретациям

Принятая учётная политика соответствует учётной политике, применявшейся в предыдущем отчётном году, за исключением описанного выше учета сооружений НЭС, и принятия приведенных ниже новых или пересмотренных стандартов, вступивших в силу 1 января 2013 года.

- МСФО 10 «*Консолидированная финансовая отчётность*» и МСБУ 27 «*Отдельная финансовая отчётность*»;
- МСФО 11 «*Соглашения о совместной деятельности*» и МСБУ 28 «*Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия*»;
- МСФО 12 «*Раскрытие информации о долях участия в других компаниях*»;
- МСФО 13 «*Оценка справедливой стоимости*»;
- МСФО (IAS) 1 «*Представление статей прочего совокупного дохода*» (поправка);
- МСФО (IAS) 1 - «*Разъяснение требований в отношении сравнительной информации*» (поправка);
- МСФО 7 «*Финансовые инструменты: Раскрытие информации – Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств*» - Поправки в МСФО 7;
- МСБУ 19 «*Вознаграждения работникам*» (пересмотрено в 2011 году) (Поправка к МСБУ 19);
- МСБУ 32 «*Налоговые последствия выплат владельцам долевых инструментов»* (Поправка);
- МСБУ 34 «*Промежуточная финансовая отчетность и сегментная информация в отношении общих активов и обязательств*» (Поправка).

Характер и влияние каждого/ой нового/ой стандарта/поправки описаны ниже:

МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчётность» и МСБУ 27 «Отдельная финансовая отчётность»

МСФО (IFRS) 10 предусматривает единую модель контроля, которая применяется в отношении всех компаний, включая структурированные компании. МСФО (IFRS) 10 заменяет ту часть МСФО (IAS) 27 *«Консолидированная и отдельная финансовая отчётность»*, в которой содержались требования к консолидированной финансовой отчётности. Стандарт также содержит указания по вопросам, которые рассматривались в Интерпретации ПКИ-12 *«Консолидация – компании специального назначения»*. МСФО (IFRS) 10 изменяет определение «контроль» таким образом, что считается, что инвестор контролирует объект инвестиций, если он имеет право на переменную отдачу от инвестиции или подвержен риску, связанному с ее изменением и может влиять на данную отдачу вследствие своих полномочий в отношении объекта инвестиций.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, интерпретации и поправки к действующим стандартам и интерпретациям

МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчётность» и МСБУ 27 «Отдельная финансовая отчётность» (продолжение)

Согласно определению контроля в МСФО (IFRS) 10 инвестор контролирует объект инвестиций только в том случае, если выполняются следующие условия: (а) наличие у инвестора полномочий в отношении объекта инвестиций; (б) наличие у инвестора права на переменную отдачу от инвестиции или подверженность риску, связанному с ее изменением; (в) наличие у инвестора возможности использования своих полномочий в отношении объекта инвестиций с целью влияния на переменную отдачу от инвестиции.

МСФО (IFRS) 10 не оказал влияние на консолидированную финансовую отчётность Группы.

МСФО 11 «Соглашения о совместной деятельности» и МСБУ 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»

МСФО 11 исключает возможность учета совместно контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных предприятий, согласно МСФО 11, учитываются по методу долевого участия. МСФО 11 заменяет МСБУ 31 «*Участие в совместной деятельности*» и ПКИ-13 «*Совместно контролируемые компании – немонетарные вклады участников*» и применим для отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 года.

В результате опубликования МСФО (IFRS) 11 и МСФО (IFRS) 12, наименование МСФО (IAS) 28 изменилось на МСФО (IAS) 28 *«Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»*. Новая редакция стандарта описывает применение метода долевого участия не только в отношении инвестиций в ассоциированные компании, но также и в отношении инвестиций в совместные предприятия. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г.

Данные поправки не оказали влияния на финансовое положение или результаты Группы.

МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»

МСФО 12 описывает требования в отношении раскрытия информации о долях участия предприятия в дочерних организациях, совместной деятельности, ассоциированных компаниях и структурированных организациях. Раскрытия по МСФО 12 представлены в *Примечаниях 1* и *7*.

МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО (IFRS) 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО (IFRS) 13 не вносит изменений в отношении определения того, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО, в тех случаях, когда использование справедливой стоимости требуется или разрешается в соответствии с другими стандартами в составе МСФО. Применение МСФО (IFRS) 13 не оказало существенного влияния на оценки справедливой стоимости, определяемые Группой.

МСФО (IFRS) 13 также предусматривает требования о раскрытии определенной информации о справедливой стоимости, которые заменяют действующие требования к раскрытию информации, содержащиеся в других стандартах в составе МСФО, включая МСФО (IFRS) 7 «Финансовые инструменты: раскрытие информации». Некоторые из этих требований, относящиеся к раскрытию информации в отношении финансовых инструментов согласно МСФО (IAS) 34.16A(j), применяются и к сокращенной консолидированной финансовой отчетности. Данные требования не оказали существенного влияния на оценки справедливой стоимости, определяемые Группой. Там, где это необходимо, дополнительная информация раскрывается в отдельных примечаниях по активам и обязательствам, для которых определялась справедливая стоимость.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Новые стандарты, интерпретации и поправки к действующим стандартам и интерпретациям

МСФО (IAS) 1 «Представление статей прочего совокупного дохода» (поправка)

Поправки к МСФО (IAS) 1 изменяют группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода (ПСД). Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав прибыли или убытка в определенный момент в будущем (например, чистые расходы или доходы по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи), должны представляться отдельно от статей, которые никогда не будут переклассифицированы (например, переоценка сооружений НЭС). Поправки оказывают влияние исключительно на представление информации в финансовой отчетности и не изменяют финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

МСФО (IAS) 1 - «Разъяснение требований в отношении сравнительной информации» (поправка)

Данная поправка разъясняет разницу между добровольным раскрытием дополнительной сравнительной информации и минимумом необходимой сравнительной информации. Компания должна включить сравнительную информацию в соответствующие примечания к финансовой отчетности, когда она на добровольной основе предоставляет сравнительную информацию сверх минимума данных за один сравнительный период. Поправка разъясняет, что соответствующие примечания к вступительному отчету о финансовом положении (в случае Группы – по состоянию на 1 января 2012 г.) представляемому в случаях, когда компания ретроспективно применяет учетную политику, осуществляет ретроспективный перерасчет или переклассифицирует статьи финансовой отчетности, представлять не требуется. В результате Группа не представила сравнительную информацию в отношении вступительного отчета о финансовом положении на 1 января 2012 г. Поправка оказывает влияние исключительно на представление информации в финансовой отчетности и не изменяет финансовое положение или результаты деятельности Группы.

МСФО 7 «Финансовые инструменты: Раскрытие информации – Взаимозачёт финансовых активов и финансовых обязательств» - Поправки в МСФО 7

Данные поправки требуют от предприятия раскрывать информацию о правах зачёта финансовых инструментов и соответствующих договорённостях (например, соглашения о предоставлении обеспечения). Благодаря таким требованиям пользователи будут располагать информацией, полезной для оценки влияния соглашений о взаимозачете на финансовое положение компании. Новые раскрытия требуются в отношении всех признанных финансовых инструментов, которые взаимозачитываются в соответствии с МСБУ 32. Требования в отношении раскрытия информации также применяются к признанным финансовым инструментам, которые являются предметом юридически закрепленного генерального соглашения о взаимозачете или аналогичного соглашения вне зависимости от того, подлежат ли они взаимозачету согласно МСБУ 32. Поправки не оказали влияния на финансовое положение и результаты деятельности Группы.

МСБУ 19 «Вознаграждения работникам» (Поправка к МСБУ 19)

Совет по МСФО опубликовал поправки к МСФО (IAS) 19 «Вознаграждения работникам», которые вступают в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты. Поправки вносят существенные изменения в учет вознаграждений работникам, в частности, устраняют возможность отложенного признания изменений в активах и обязательствах пенсионного плана (так называемый «коридорный метод»). Кроме того, поправки ограничивают изменения чистых пенсионных активов (обязательств), признаваемых в прибыли или убытке, чистым доходом (расходом) по процентам и стоимостью услуг. Поправки не оказали влияния на финансовое положение или результаты Группы.

МСБУ 32 Налоговые последствия выплат владельцам долевых инструментов (Поправка)

Поправка к МСБУ 32 «Финансовые инструменты: представление информации» поясняет, подоходные налоги относящиеся к выплатам в пользу акционеров, учитываются в соответствии с МСБУ 12 «Подоходный налог». Поправка исключает существующие требования в отношении подоходного налога из МСБУ 32 и требует, чтобы предприятия соблюдали требования МСБУ 12 в отношении любого подоходного налога, связанного с выплатами акционерам. Поправка не оказала влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы, и налоговые последствия, связанные с денежными и не денежными выплатами, отсутствуют.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска финансовой отчетности Группы. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО 9 «Финансовые инструменты: классификация и оценка»

МСФО 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся с 1 января 2013 г. или после этой даты, но в результате выпуска поправок к МСФО 9 *«Дата обязательного применения МСФО 9 и переходные требования к раскрытию информации»*, опубликованных в декабре 2011 г., дата обязательного применения была перенесена на 1 января 2015 г. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценение финансовых активов. Применение первого этапа МСФО 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Группы, но не окажет влияния на классификацию и оценку финансовых обязательств. Группа оценит влияние этого стандарта на суммы в финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

Поправки к МСБУ 32 «Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»

В рамках данных поправок разъясняется значение фразы «в настоящий момент обладает юридическим закрепленным правом на осуществление взаимозачета». Поправки также описывают, как следует правильно применять критерии взаимозачета в МСБУ 32 в отношении систем расчетов (таких как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы неодновременных валовых платежей.

МСБУ 39 «Замена обязательства по производным и продолжение учета хеджирования (поправка)»

В июне 2013 г. Совет по МСФО опубликовал «Замена обязательства по производным и продолжение учета хеджирования - изменения в МСБУ 39». Это изменение в МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» представляет исключения к требованию о прекращении учета хеджирования, когда внебиржевые производные, разработанные как инструмент хеджирования, прямо или косвенно переведены основному контрагенту в результате законов и постановлений, либо введения законов и постановлений. Изменение вступит в силу с 1 января 2014 г., допускается досрочное применение.

IFRIC 21 «Взыскания»

В мае 2013 г. Совет по МСФО опубликовал Интерпретацию IFRIC 21 «*Взыскания*». Интерпретация поясняет, что компания признаёт обязательство по взысканию когда возникает действие, повлекшее за собой выплату, как определено соответствующим законодательством. Также интерпретация поясняет, что обязательство по взысканию начисляется прогрессивно только в том случае, если действие, повлекшее за собой выплату возникает в период времени, согласно соответствующему законодательству. Для взысканий, которые возникают после достижения определённого порога, интерпретация поясняет, что обязательство не должно быть признано до тех пор пока установленный порог не достигнут. Интерпретация применяется в отношении годовых периодов, начинающихся с или после 1 января 2014 г. допускается досрочное применение.

МСФО 10 «Инвестиционные организации (поправка)»

Поправка к МСФО 10 «*Консолидированная финансовая отчётность*» предоставляет исключения к требованию по консолидации для предприятий, которые подпадают под определение инвестиционных организаций. Согласно данному исключению, инвестиционные предприятия должны учитывать дочерние организации по справедливой стоимости через прибыль или убытки в соответствии с МСФО 9 «*Финансовые инструменты*». Поправка применяется в отношении годовых периодов, начинающихся с или после 1 января 2014 г. допускается досрочное применение.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Стандарты, которые были выпущены, но еще не вступили в силу (продолжение)

МСФО (IAS) 36 «Обесценение активов»» - «Раскрытие информации о возмещаемой стоимости для нефинансовых активов»

Данные поправки устраняют нежелательные последствия для раскрытия информации согласно МСФО (IAS) 36, связанные с вступлением в силу МСФО (IFRS) 13. Кроме того, данные поправки требуют раскрытия информации о возмещаемой стоимости активов или ПГДП, по которым в течение отчетного периода был признан или восстановлен убыток от обесценения. Данные поправки применяются ретроспективно в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или после этой даты, при этом допускается досрочное применение при условии применения МСФО (IFRS) 13. Когда данные поправки будут применены, потребуется более обширное раскрытие информации по обесценению нефинансовых активов

Классификация активов и обязательств на текущие и долгосрочные

В отчете о финансовом положении Группа представляет активы и обязательства на основе их классификации на текущие и долгосрочные. Актив является текущим, если:

- его предполагается реализовать или он предназначен для продажи или потребления в рамках обычного операционного цикла;
- он предназначен в основном для целей торговли;
- его предполагается реализовать в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- он представляет собой денежные средства или их эквиваленты, за исключением случаев наличия ограничений на его обмен или использование для погашения обязательств в течение как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Все прочие активы классифицируются в качестве долгосрочных. Обязательство является текущим, если:

- его предполагается погасить в рамках обычного операционного цикла;
- оно удерживается в основном для целей торговли;
- оно подлежит погашению в течение двенадцати месяцев после окончания отчетного периода; или
- у компании отсутствует безусловное право отсрочить погашение обязательства в течении как минимум двенадцати месяцев после окончания отчетного периода.

Группа классифицирует все прочие обязательства в качестве долгосрочных.

Отложенные налоговые активы и обязательства классифицируются как долгосрочные активы и обязательства.

Оценка справедливой стоимости

Группа оценивает такие финансовые инструменты, как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, по справедливой стоимости на каждую отчетную дату, и нефинансовые активы (сооружения НЭС) по справедливой стоимости, когда их справедливая стоимость значительно отличается от их остаточной стоимости. Информация о справедливой стоимости финансовых инструментов, оцениваемых по амортизированной стоимости, раскрывается в *Примечании 24*.

Справедливая стоимость является ценой, которая была бы получена за продажу актива или выплачена за передачу обязательства в рамках сделки, совершаемой в обычном порядке между участниками рынка на дату оценки. Оценка справедливой стоимости предполагает, что сделка по продаже актива или передаче обязательства происходит:

- либо на основном рынке для данного актива или обязательства;
- либо, в условиях отсутствия основного рынка, на наиболее благоприятном рынке для данного актива или обязательства.

У Группы должен быть доступ к основному или наиболее благоприятному рынку. Справедливая стоимость актива или обязательства оценивается с использованием допущений, которые использовались бы участниками рынка при определении цены актива или обязательства, при этом предполагается, что участники рынка действуют в своих лучших интересах.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Оценка справедливой стоимости (продолжение)

Оценка справедливой стоимости нефинансового актива учитывает возможность участника рынка генерировать экономические выгоды либо посредством использования актива наилучшим и наиболее эффективным образом либо в результате его продажи другому участнику рынка, который будет использовать данный актив наилучшим и наиболее эффективным образом.

Группа использует такие методики оценки, которые являются приемлемыми в сложившихся обстоятельствах и для которых доступны данные, достаточные для оценки справедливой стоимости, при этом максимально используя уместные наблюдаемые исходные данные и минимально используя ненаблюдаемые исходные данные.

Все активы и обязательства, справедливая стоимость которых оценивается или раскрывается в финансовой отчетности, классифицируются в рамках описанной ниже иерархии источников справедливой стоимости на основе исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом:

- Уровень 1 - Рыночные котировки цен на активном рынке по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок);
- Уровень 2 - Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, являются прямо или косвенно наблюдаемыми на рынке;
- Уровень 3 - Модели оценки, в которых существенные для оценки справедливой стоимости исходные данные, относящиеся к наиболее низкому уровню иерархии, не являются наблюдаемыми на рынке.

В случае активов и обязательств, которые переоцениваются в финансовой отчетности на периодической основе, Группа определяет необходимость их перевода между уровнями источников иерархии, повторно анализируя классификацию (на основании исходных данных самого низкого уровня, которые являются существенными для оценки справедливой стоимости в целом) на конец каждого отчетного периода.

Финансовое руководство Группы определяет политику и процедуры как для периодической оценки справедливой стоимости сооружений НЭС и некотируемых финансовых активов, имеющихся в наличии для продажи, так и для единовременной оценки справедливой стоимости активов, где применимо.

Для оценки стоимости сооружений НЭС привлекаются внешние оценщики. Решение о привлечении внешних оценщиков принимается ежегодно финансовым руководством. В качестве критериев отбора применяются знание рынка, репутация, независимость и соответствие профессиональным стандартам. После обсуждения с внешними оценщиками финансовое руководство принимает решение о том, какие методики оценки и исходные данные необходимо использовать в каждом случае.

На каждую отчетную дату финансовое руководство анализирует изменения стоимости активов и обязательств, которые необходимо повторно проанализировать и повторно оценить в соответствии с учетной политикой Группы. В рамках такого анализа финансовое руководство проверяет основные исходные данные, которые применялись при последней оценке, путем сравнения информации, используемой при оценке, с договорами и прочими уместными документами.

Финансовое руководство и внешние оценщики Группы также сравнивают изменения справедливой стоимости каждого актива по переоцениваемому классу основных средств, в соответствии с учетной политикой, с соответствующими внешними источниками с целью определения обоснованности изменения.

Финансовое руководство и внешние оценщики Группы обсуждают основные допущения, которые использовались при оценке. Для целей раскрытия информации о справедливой стоимости Группа классифицировала активы и обязательства на основе их характера, присущих им характеристик и рисков, а также применимого уровня в иерархии источников справедливой стоимости, как указано выше.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Операции в иностранной валюте

Консолидированная финансовая отчетность Группы представлена в тенге. Тенге также является функциональной валютой Группы. Каждая компания Группы определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчетность каждой компании, оцениваются в этой функциональной валюте.

Операции в иностранной валюте первоначально учитываются компаниями Группы в их функциональной валюте по спот-курсу, действующему на дату, когда операция удовлетворяет критериям признания.

Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по спот-курсу функциональной валюты, действующему на отчетную дату.

Все курсовые разницы, возникающие при погашении или пересчете монетарных статей, включаются в отчет о совокупном доходе, за исключением монетарных статей, обеспечивающих хеджирование чистой инвестиции Группы в зарубежное подразделение. Они отражаются в составе прочего совокупного дохода до момента выбытия чистой инвестиции, когда они признаются в отчете о совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок.

Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости. Доходы или расходы, возникающие при пересчете немонетарных статей, учитываются в соответствии с принципами признания доходов или расходов в результате изменения справедливой стоимости статьи (т.е. курсовые разницы по статьям, доходы или расходы от изменения справедливой стоимости которых признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, также признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, соответственно).

Обменные курсы иностранных валют, в которых Группа проводила существенные сделки, представлены следующим образом:

Обменный курс на конец периода (к тенге)	**31 декабря 2013 года**	**31 декабря 2012 года**
1 доллар США	153,61	150,74
1 евро	211,17	199,22
1 Российский рубль	4,69	4,96

Средний обменный курс за год (к тенге)	**2013 год**	**2012 год**
1 доллар США	152,14	149,11
1 евро	202,08	191,71
1 Российский рубль	4,78	4,80

Основные средства

Основные средства, за исключением сооружений НЭС, учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения в случае их наличия. Такая стоимость включает стоимость замены частей основных средств и затраты по займам в случае долгосрочных строительных проектов, если выполняются критерии их капитализации. При необходимости замены значительных компонентов основных средств через определенные промежутки времени Группа признает подобные компоненты в качестве отдельных активов с соответствующими им индивидуальными сроками полезного использования и амортизирует их соответствующим образом. Аналогичным образом, при проведении основного технического осмотра, затраты, связанные с ним, признаются в балансовой стоимости основных средств как замена оборудования, если выполняются все критерии признания.

Все прочие затраты на ремонт и техническое обслуживание признаются в составе прибыли или убытка в момент их понесения.

Сооружения НЭС оцениваются по справедливой стоимости за вычетом накопленной амортизации и убытков от обесценения, признанных после даты переоценки. Переоценка осуществляется с достаточной частотой для обеспечения уверенности в том, что справедливая стоимость переоцененного актива не отличается существенно от его балансовой стоимости.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основные средства (продолжение)

Прирост стоимости от переоценки отражается в составе ПСД и относится на увеличение фонда переоценки активов, входящего в состав капитала, за исключением той его части, которая восстанавливает убыток от переоценки этого же актива, признанный вследствие ранее проведенной переоценки в составе прибыли или убытка. Убыток от переоценки признается в отчете о прибылях и убытках, за исключением той его части, которая непосредственно уменьшает положительную переоценку по тому же активу, ранее признанную в составе фонда переоценки. В случае выбытия актива, часть фонда переоценки, непосредственно относящаяся к данному активу, переводится из фонда переоценки активов в состав нераспределенной прибыли.

Амортизация рассчитывается линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов следующим образом:

Здания:	60 лет
Сооружения НЭС:	
Линии электропередачи	50 лет
Оборудование подстанций	12-30 лет
Сооружения	10-30 лет
Транспорт и прочие основные средства:	
Прочие машины и оборудования	7-25 лет
Транспортные средства	11 лет
Компьютеры и прочее оборудование по обработке данных	4-10 лет
Предметы интерьера и хозяйственного назначения	7 лет
Прочие основные средства	3-15 лет

Земля не подлежит амортизации.

Сроки полезного использования и ликвидационная стоимость основных средств анализируются в конце каждого годового отчётного периода и при необходимости корректируются. В случае если ожидания отличаются от предыдущих ожиданий, изменения учитываются как изменения в бухгалтерской оценке в соответствии с МСФО (IAS) 8 «*Учетная политика, изменения в бухгалтерских оценках и ошибки*». Данная бухгалтерская оценка может оказать существенное влияние на остаточную стоимость основных средств и на сумму износа основных средств, признаваемого в отчете о совокупном доходе.

Признание объекта основных средств прекращается при его выбытии или тогда, когда более не ожидается получение будущих экономических выгод от его использования или выбытия. Любые доходы или убытки, возникающие при прекращении признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива) включаются в состав прибыли или убытка в том отчетном году, когда прекращено признание актива.

Нематериальные активы

Нематериальные активы при первоначальном признании оцениваются по первоначальной стоимости. После первоначального признания нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы, произведенные внутри компании, за исключением капитализированных затрат на разработку продуктов, не капитализируются, и соответствующий расход отражается в отчете о совокупном доходе в отчетный год, в котором он возник.

Нематериальные активы Группы включают, главным образом, компьютерное программное обеспечение и лицензии. Нематериальные активы амортизируются линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов от 3 до 20 лет.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Затраты на исследования и разработки

Затраты на исследования относятся на расходы по мере их возникновения. Нематериальный актив, возникающий в результате затрат на разработку конкретного продукта, признается тогда, когда Группа может продемонстрировать следующее:

- техническую осуществимость создания нематериального актива, так, чтобы он был доступен для использования или продажи;
- свое намерение создать нематериальный актив и использовать или продать его;
- то, как нематериальный актив будет создавать будущие экономические выгоды;
- наличие достаточных ресурсов для завершения разработки;
- способность надежно оценить затраты, относящиеся к нематериальному активу, в ходе его разработки.

После первоначального признания затрат на разработку в качестве актива активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Амортизация актива начинается после окончания разработки, когда актив уже готов к использованию. Амортизация производится в течение предполагаемого периода получения будущих экономических выгод. Амортизация отражается в составе себестоимости. В течение периода разработки актив ежегодно тестируется на предмет обесценения.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП) – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости.

При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами, котировками цен свободно обращающихся на рынке акций или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из ценности от использования, которая подготавливается отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Убытки от обесценения продолжающейся деятельности (включая обесценение запасов) признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива.

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки того, что ранее признанные убытки от обесценения актива, за исключением гудвила, больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. Восстановление ограничено таким образом, что балансовая стоимость актива не превышает его возмещаемой стоимости, а также не может превышать балансовую стоимость, за вычетом амортизации, по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения. Такое восстановление стоимости признается в отчете о совокупном доходе.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в ассоциированную компанию

Ассоциированная компания – это компания, в отношении которой Группа обладает значительным влиянием. Значительное влияние – это полномочия на участие в принятии решений относительно финансовой и операционной политики объекта инвестиций, но не контроль или совместный контроль в отношении такой политики.

Факторы, учитываемые при определении наличия значительного влияния или совместного контроля, аналогичны факторам, учитываемым при определении наличия контроля над дочерними компаниями.

Инвестиции Группы в ее ассоциированную компанию и совместное предприятие учитываются по методу долевого участия.

В соответствии с методом долевого участия инвестиция в ассоциированную компанию первоначально признается по первоначальной стоимости. Балансовая стоимость инвестиции впоследствии увеличивается или уменьшается вследствие признания доли Группы в изменениях чистых активов ассоциированной компании, возникающих после даты приобретения. Гудвил, относящийся к ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчет о совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности ассоциированной компании. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в ассоциированной компании.

Доля Группы в прибыли ассоциированной компании представлена непосредственно в отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров ассоциированной компании, и поэтому определяется как прибыль после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях ассоциированной компании.

Финансовая отчетность ассоциированной компании составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании и ее балансовой стоимостью, и признает эту сумму в отчете о прибылях и убытках по статье «Доля в прибыли ассоциированной компании».

В случае потери существенного влияния над ассоциированной компанией Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы Группы включают денежные средства, краткосрочные и долгосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность, котируемые и не котируемые финансовые инструменты.

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Финансовые активы, за исключением финансовых активов, переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль или убыток, первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчете о совокупном доходе в составе финансовых расходов в случае займов и в составе операционных расходов в случае дебиторской задолженности.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчете о совокупном доходе в составе финансовых расходов.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые и долговые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории – это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий.

После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе резервов вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы признаются в составе прочего операционного дохода, либо до момента, когда инвестиция считается обесцененной, в который накопленные расходы переклассифицируются из резервов в состав прибыли или убытка, и признаются в качестве затрат по финансированию. Проценты, полученные в период удержания финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, отражаются в качестве процентных доходов по методу эффективной процентной ставки.

Группа оценивает свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если в редких случаях Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация в категорию займов и дебиторской задолженности разрешается в том случае, если финансовый актив удовлетворяет определению займов и дебиторской задолженности, и при этом Группа имеет возможность и намеревается удерживать данные активы в обозримом будущем или до погашения. Переклассификация в категорию инструментов, удерживаемых до погашения, разрешается только в том случае, если Группа имеет возможность и намеревается удерживать финансовый актив до погашения.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», справедливая стоимость на дату переклассификации становится новой амортизируемой стоимостью, а связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в прибыля и убытки.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться на балансе, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и если да, то в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Прекращение признания (продолжение)

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы, выплата которой может быть потребована от Группы.

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если процентная ставка по займу является переменной, ставка дисконтирования для оценки убытка от обесценения представляет собой текущую эффективную ставку процента.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается в отчете о совокупном доходе. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается как уменьшение затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчетную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» оценивается в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в отчете о прибылях и убытках убытка от обесценения по данным инвестициям исключается из прочего совокупного дохода и признается в отчете о прибылях и убытках. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через прибыль или убыток; увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного в отчете о совокупном доходе.

Начисление процентов в отношении уменьшенной балансовой стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения в отчете о совокупном доходе, убыток от обесценения восстанавливается через отчет о совокупном доходе.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСБУ 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае займов и кредитов на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и займы.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Кредиты и займы (продолжение)

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

Торговая и прочая кредиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается в отчете о совокупном доходе.

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм и когда имеется намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Запасы

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: стоимости приобретения и чистой стоимости реализации.

Затраты, понесенные при доставке каждого продукта до места назначения и приведении его в надлежащее состояние, учитываются следующим образом:

Запасы: затраты на покупку по методу ФИФО;

Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом предполагаемых расходов на завершение производства и оцененных затрат на продажу.

Денежные средства и краткосрочные депозиты

Денежные средства и краткосрочные депозиты в отчете о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе, и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения трёх месяцев или менее.

Для целей консолидированного отчета о движении денежных средств, денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и краткосрочных депозитов, согласно определению выше, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Денежные средства, ограниченные в использовании

В соответствии с кредитными соглашениями по финансированию проектов, подписанными с Международным Банком Реконструкции и Развития («МБРР») и Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР»), Группа открыла банковские счета, необходимые для обслуживания долга. Денежные средства, отраженные на этих банковских счетах, могут быть использованы исключительно для осуществления плановых платежей по процентам и основному долгу. Если денежные средства каким-либо образом ограничены в использовании в период до двенадцати месяцев с отчетной даты, такие денежные средства классифицируются как краткосрочные активы и соответствующим образом раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности. Если денежные средства ограничены в использовании в период более двенадцати месяцев с отчетной даты, такие денежные средства отражаются в составе долгосрочных активов.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребуется для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения.

Признание выручки

Выручка признается в том случае, если получение экономических выгод Группой оценивается как вероятное, и если выручка может быть надежно оценена, вне зависимости от времени осуществления платежа. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения с учетом определенных в договоре условий платежа и за вычетом налогов или пошлин. Группа анализирует заключаемые ею договоры, предусматривающие получение выручки, в соответствии с определенными критериями с целью определения того, выступает ли она в качестве принципала или агента. Группа пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем таким договорам. Для признания выручки также должны выполняться следующие критерии:

Предоставление услуг

Доходы от предоставленных услуг признаются по мере оказания услуг.

Группа получает доход от оказания услуг по передаче электроэнергии от производителей до оптовых и крупных потребителей, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства и потребления электрической энергии, а также услуг по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств и прочих услуг.

Тарифы для начисления дохода по услугам по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства потребления электрической энергии утверждаются Агентством.

Доходы по услугам по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств, признаются в соответствии с условиями договоров, заключенных на основании Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации «О мерах по обеспечению параллельной работы Единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации».

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Признание выручки (продолжение)

Процентный доход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, классифицированным в качестве имеющихся в наличии для продажи, процентный доход или расход признаются с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства. Процентный доход включается в состав доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе.

Затраты по займам

Затраты по займам, непосредственно связанные с приобретением, строительством или производством актива, который обязательно требует продолжительного периода времени для его подготовки к использованию в соответствии с намерениями Группы или к продаже, капитализируются как часть первоначальной стоимости такого актива. Все прочие затраты по займам относятся на расходы в том отчетном периоде, в котором они были понесены. Затраты по займам включают в себя выплату процентов и прочие затраты, понесенные компанией в связи с заемными средствами.

Аренда

Определение того, является ли сделка арендой, либо содержит ли она признаки аренды, основано на анализе содержания сделки на дату начала действия договора. В рамках такого анализа требуется установить, зависит ли выполнение договора от использования конкретного актива или активов, и переходит ли право пользования активом или активами в результате данной сделки.

Группа в качестве арендатора

Финансовая аренда, по которой к Группе переходят практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом, капитализируется на дату начала срока аренды по справедливой стоимости арендованного имущества, или, если эта сумма меньше, - по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи распределяются между затратами по финансированию и уменьшением основной суммы обязательства по аренде таким образом, чтобы получилась постоянная ставка процента на непогашенную сумму обязательства. Затраты по финансированию отражаются непосредственно в отчете о прибылях и убытках.

Арендованный актив амортизируется в течение периода полезного использования актива. Однако если отсутствует обоснованная уверенность в том, что к Группе перейдет право собственности на актив в конце срока аренды, актив амортизируется в течение более короткого из следующих периодов: расчетный срок полезного использования актива и срок аренды.

Платежи по операционной аренде признаются как расход в отчете о прибылях и убытках равномерно на протяжении всего срока аренды.

Пенсионные обязательства

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 139.950 тенге в месяц (2012 г.: 130.793 тенге) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по оплате труда совместно с прочими отчислениями, связанными с оплатой труда в консолидированном отчете о совокупном доходе, в момент их возникновения. Группа не имеет каких-либо других обязательств по пенсионным платежам.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Текущий налог на прибыль

Налоговые активы и обязательства по текущему налогу на прибыль за текущий период и предыдущие периоды оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, - это ставки и законодательство, принятые или фактически принятые на отчетную дату в странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

Текущий налог на прибыль, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе. Руководство Группы периодически осуществляет оценку позиций, отраженных в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создает резервы.

Отсроченный налог

Отсроченный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности на отчетную дату.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если можно контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отсроченный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

Балансовая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть отсроченных налоговых активов, оценивается как маловероятное. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчетном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату были приняты или фактически приняты.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Отсроченный налог (продолжение)

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным не в составе прибыли или убытка, также не признается в составе прибыли или убытка. Статьи отсроченных налогов признаются в соответствии с лежащими в их основе операциями либо в составе прочего совокупного дохода, либо непосредственно в капитале.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Дивиденды раскрываются в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

Условные обязательства и условные активы

Условные обязательства не признаются в консолидированной финансовой отчетности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, за исключением тех случаев, когда выбытие ресурсов в связи с их погашением является маловероятным.

Условные активы не признаются в консолидированной финансовой отчетности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчетности в тех случаях, когда получение связанных с ними экономических выгод является вероятным.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчетного периода, которые влияют на представляемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

Оценочные значения и допущения

Основные допущения о будущем и прочие основные источники неопределенности в оценках на отчетную дату, которые могут послужить причиной существенных корректировок балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, рассматриваются ниже. Допущения и оценочные значения Группы основаны на исходных данных, которыми она располагала на момент подготовки консолидированной финансовой отчетности. Однако текущие обстоятельства и допущения относительно будущего могут изменяться ввиду рыночных изменений или неподконтрольных Группе обстоятельств. Такие изменения отражаются в допущениях по мере того, как они происходят.

Переоценка основных средств

С 1 ноября 2013 года Группа изменила метод учета сооружений НЭС на модель переоценки. Группа привлекла аккредитованного независимого оценщика ТОО «Делойт ТСФ» для оценки справедливой стоимости сооружений НЭС.

Переоценённые сооружения НЭС представляют один класс активов согласно МСБУ 13, основываясь на природе, характеристике и рисках, присущих активу. Исходные данные для определения справедливой стоимости сооружений НЭС, относятся к 3-му уровню в иерархии справедливой стоимости (ненаблюдаемые исходные данные).

Справедливая стоимость сооружений НЭС была определена затратным методом. Стоимость, определенная затратным методом, отражает сумму, необходимую для замещения производственной мощности актива (стоимость замещения). Затратный метод был использован ввиду того, что активы узкоспециализированы, и что исторически данные активы никогда не продавались.

Рассчитанная текущая стоимость замещения сооружений НЭС составила 365.639.671 тысячу тенге по состоянию на 1 ноября 2013 года.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Переоценка основных средств (продолжение)

Рассчитанная текущая стоимость замещения в последующем была протестирована на предмет обесценения, используя возмещаемую стоимость, оцениваемую как стоимость от использования актива. В результате оценки сумма стоимости от использования составила 224.682.778 тысяч тенге по состоянию на 1 ноября 2013 года. Следовательно, Группа признала обесценение на переоцененную стоимость замещения.

Расчет стоимости от использования проведен на основании модели дисконтирования денежных потоков. Денежные потоки извлекаются из бюджета на следующие пять лет и не включают в себя деятельность по реструктуризации, по проведению которой у Группы еще не имеется обязательств, или существенные инвестиции в будущем, которые улучшат результаты активов проверяемого на предмет обесценения подразделения, генерирующего денежные потоки.

При расчете стоимости от использования были применены следующие основные допущения:

Ставка дисконтирования (WACC)	9,35%
Долгосрочный темп роста	1,99%
Остаточный срок службы основного актива	40 лет

Увеличение ставки дисконтирования на 0,56% или уменьшение долгосрочного темпа роста на 0,42% приведет к уменьшению справедливой стоимости основных средств Группы на 30.881.916 тысяч тенге (или 10%).

В результате переоценки Группа признала прирост стоимости от переоценки некоторых активов, включённый в состав прочего совокупного дохода, в сумме 138.645.728 тысяч тенге, и соответствующее отложенное налоговое обязательство в сумме 27.729.146 тысяч тенге, а также уменьшение стоимости некоторых активов, включённого в отчет о прибылях и убытках в сумме 26.807.757 тысяч тенге. Обесценение сооружений НЭС является результатом сдерживания перехода KEGOC на полный экономически обоснованный тариф, который предполагает рыночную отдачу на инвестиции в создание аналогичных активов.

Резерв по сомнительной дебиторской задолженности

Группа формирует резервы по сомнительной дебиторской задолженности. Значительные суждения используются при определении сомнительных долгов. При определении сомнительных долгов рассматривается историческое и ожидаемое поведение клиентов. Изменения в экономике или индивидуальные условия клиента могут потребовать корректировок резерва по сомнительной задолженности в данной консолидированной финансовой отчетности. Более подробная информация приводится в *Примечании 9*.

Налоги

В отношении интерпретации сложного налогового законодательства, а также сумм и сроков получения будущего налогооблагаемого дохода существует неопределенность. С учетом значительного разнообразия международных операций Группы, а также долгосрочного характера и сложности имеющихся договорных отношений, разница, возникающая между фактическими результатами и принятыми допущениями, или будущие изменения таких допущений могут повлечь за собой будущие корректировки уже отраженных в отчетности сумм расходов или доходов по налогу на прибыль. Основываясь на обоснованных допущениях, Группа создает резервы под возможные последствия налогового аудита. Величина подобных резервов зависит от различных факторов, например, от результатов предыдущих аудитов и различных интерпретаций налогового законодательства компанией налогоплательщиком и соответствующим налоговым органом. Подобные различия в интерпретации могут возникнуть по большому количеству вопросов в зависимости от условий, преобладающих в стране, в которой зарегистрирована соответствующая компания Группы.

Поскольку Группа оценивает возникновение судебных разбирательств в связи с налоговым законодательством и последующий отток денежных средств как маловероятные, условное обязательство не признавалось.

Отложенные налоговые активы признаются по всем неиспользованным налоговым убыткам в той мере, в которой является вероятным получение налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены налоговые убытки. Для определения суммы отложенных налоговых активов, которую можно признать в консолидированной финансовой отчетности, на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности.

5. ИНФОРМАЦИЯ ПО ОПЕРАЦИОННЫМ СЕГМЕНТАМ

Операционные сегменты

Для управленческих целей, Группа представляет собой одну хозяйственную единицу, которая занимается передачей электроэнергии, технической диспетчеризацией отпуска в сеть и потребления электрической энергии, организацией балансирования производства и потребления электрической энергии в Казахстане. Данный операционный сегмент представляет собой единственный отчетный сегмент.

Географическая информация

Информация по географическому расположению потребителей представлена следующим образом:

В тысячах тенге	**2013**	2012
Доходы от Казахстанских потребителей	**58.219.000**	51.536.040
Доходы от Российских потребителей	**9.799.791**	10.955.099
Доходы от Узбекистанских потребителей	**5.792.932**	3.364.034
Итого доходы согласно консолидированному отчету о совокупном доходе	**73.811.723**	65.855.173

Руководство анализирует доходы и прибыль до налогообложения в соответствии с МСФО.

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, доходы от одного клиента составили 7.379.970 тысяч тенге, полученные в результате передачи электроэнергии. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, не было доходов от одного клиента, превышающих 10% от суммы общих доходов.

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге	Земля	Здание	Сооружения НЭС	Транспорт и прочие основные средства	Незавер-шенное строите-льство	Итого
Первоначальная стоимость:						
На 1 января 2012 года*	**990.616**	**6.322.069**	**157.622.666**	**23.136.296**	**21.216.036**	**209.287.683**
Поступления	168.756	3.399	8.210	845.526	23.420.037	24.445.928
Переводы	4.192	227.886	8.636.602	1.317.071	(10.185.751)	–
Выбытия	(1.566)	(3.501)	(165.002)	(193.522)	(2.936)	(366.527)
На 31 декабря 2012 года*	**1.161.998**	**6.549.853**	**166.102.476**	**25.105.371**	**34.447.386**	**233.367.084**
Поступления	157.755	228	23.725	956.691	41.333.399	42.471.798
Переводы	17.348	652.664	36.539.756	1.218.906	(38.428.674)	–
Перевод в нематериальные активы	–	–	–	–	(254.026)	(254.026)
Выбытия	(12.866)	(218.375)	(129.492)	(302.408)	(61.112)	(724.253)
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	–	–	327.943.843	–	–	327.943.843
Уменьшение стоимости от переоценки (ОПиУ)	–	–	(34.145.727)	–	(99.212)	(34.244.939)
На 31 декабря 2013 года	**1.324.235**	**6.984.370**	**496.334.581**	**26.978.560**	**36.937.761**	**568.559.507**
Накопленный износ:						
На 1 января 2012 года*	**–**	**(1.167.749)**	**(49.652.419)**	**(12.323.979)**	**–**	**(63.144.147)**
Отчисления за период	–	(144.499)	(5.062.040)	(1.897.658)	–	(7.104.197)
Выбытия	–	825	161.133	163.529	–	325.487
На 31 декабря 2012 года*	**–**	**(1.311.423)**	**(54.553.326)**	**(14.058.108)**	**–**	**(69.922.857)**
Отчисления за период	–	(145.059)	(6.458.729)	(1.772.710)	–	(8.376.498)
Выбытия	–	50.546	67.904	301.495	–	419.945
Прирост стоимости от переоценки (ОСД)	–	–	(189.298.115)	–	–	(189.298.115)
Уменьшение стоимости от переоценки (ОПиУ)	–	–	7.437.182	–	–	7.437.182
На 31 декабря 2013 года	–	**(1.405.936)**	**(242.805.084)**	**(15.529.323)**	–	**(259.740.343)**
Остаточная стоимость:						
На 1 января 2012 года	990.616	5.154.320	107.970.247	10.812.317	21.216.036	146.143.536
На 31 декабря 2012 года	1.161.998	5.238.430	111.549.150	11.047.263	34.447.386	163.444.227
На 31 декабря 2013 года	**1.324.235**	**5.578.434**	**253.529.497**	**11.449.237**	**36.937.761**	**308.819.164**

* В 2013 году Группа изменила классификацию основных средств («ОС») между классами ОС. Данная переклассификация не оказала влияния на итоговую первоначальную стоимость по состоянию на 1 января и 31 декабря 2012 годов, и итоговый накопленный износ по состоянию на 1 января и 31 декабря 2012 годов.

Переоценка основных средств

Как изложено в *Примечаниях 3* и *4* с 1 ноября 2013 года изменила метод учета сооружений НЭС на модель переоценки. Группа привлекла аккредитованного независимого оценщика ТОО «Делойт ТСФ» для оценки справедливой стоимости сооружений НЭС.

Переоценённые сооружения НЭС представляют один класс активов согласно МСБУ 13, основываясь на природе, характеристике и рисках, присущих активу. Исходные данные для определения справедливой стоимости сооружений НЭС, относятся к 3-му уровню в иерархии справедливой стоимости (ненаблюдаемые исходные данные).

Метод оценки и основные примененные допущения изложены в *Примечании 4.*

В результате переоценки Группа признала прирост стоимости от переоценки некоторых активов, включённый в состав прочего совокупного дохода, в сумме 138.645.728 тысяч тенге, и соответствующее отложенное налоговое обязательство в сумме 27.729.146 тысяч тенге, а также уменьшение стоимости некоторых активов, включённого в отчет о прибылях и убытках в сумме 26.807.757 тысяч тенге. Обесценение сооружений НЭС является результатом сдерживания перехода KEGOC на полный экономически обоснованный тариф, который предполагает рыночную отдачу на инвестиции в создание аналогичных активов.

6. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

Балансовая стоимость сооружений НЭС, если бы они были учтены по первоначальной стоимости за вычетом накопленного износа, представлена следующим образом:

В тысячах тенге	**2013**	2012
Первоначальная стоимость	**201.961.515**	166.102.476
Накопленный износ	**(59.478.037)**	(54.553.326)
Остаточная стоимость на 31 декабря	**142.483.478**	111.549.150

По состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года информация по основным средствам включает следующее:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Полностью самортизированные основные средства (по первоначальной стоимости), находящиеся в использовании	**5.270.606**	10.682.289

Капитализация затрат по займам

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года Группа капитализировала затраты по займам, по средневзвешенной ставке капитализации в размере 3,6% на сумму 1.047.882 тысячи тенге (2012: 1.149.583 тысячи тенге по средневзвешенной ставке капитализации в размере 4,42%).

Незавершенное строительство

Незавершенное строительство, в основном, представлено оборудованием и строительно-монтажными работами по реализации проектов «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ», «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка», и «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап.

Авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов

По состоянию на 31 декабря 2013 года авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов, в основном представлены авансами, выплаченными поставщикам за строительные работы и услуги, относящиеся к следующим проектам:

- «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ»;
- «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап;
- «Реконструкции ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка»;
- Строительство административного здания.

7. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

Инвестиции в ассоциированные компании представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
ТОО «КазЭнергоПровод»	**220.446**	114.756
АО «Батыс Транзит»	**–**	–
	220.446	114.756

Доля владения Группы в ассоциированных компаниях представлена следующим образом:

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
ТОО «КазЭнергоПровод»	**49,9%**	49,9%
АО «Батыс Транзит»	**20,0%**	20,0%

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

ТОО «КазЭнергоПровод»

В октябре 2012 г. Группа и ТОО «East Industry Company Ltd», третья сторона, создали ТОО «КазЭнергоПровод» (далее по тексту «КазЭнергоПровод»). Доля владения Группы в КазЭнергоПровод составляет 49,9%. Основным местом деятельности КазЭнергоПровод и страной регистрации является Республика Казахстан. Основной деятельностью КазЭнергоПровод является производство и реализация кабельной и проводниковой продукции. Инвестиции в КазЭнергоПровод учитываются по методу долевого участия.

7. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

ТОО «КазЭнергоПровод» (продолжение)

В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, Группа внесла 109.350 тысяч тенге и ТОО «East Industry Company Ltd» внесло 130.000 тысяч тенге в капитал ТОО «КазЭнергоПровод».

Нижеприведенная таблица содержит обобщенную финансовую информацию ТОО «Казэнергопровод»:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Отчет о финансовом положении:		
Текущие активы	**214.167**	134.426
Долгосрочные активы	**153.012**	85
Текущие обязательства	**(652)**	–
Долгосрочные обязательства	**–**	–
Чистые активы	**366.527**	134.511

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Отчет о совокупном доходе:		
Доходы	**221.533**	–
Чистая прибыль	**(7.334)**	489

Доля в убытке ассоциированной компании составила 3.659 тысяч тенге в консолидированном отчете о совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2013 года. Доля в убытке ассоциированной компании за сравнительный период в 2012 году составила 244 тысяч тенге и была представлена в составе прочих расходов.

Сверка обобщенной финансовой информации к балансовой стоимости КазЭнергоПровод представлена следующим образом:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Доля Группы в чистых активах	**182.897**	67.121
Неуплаченный взнос в уставной капитал прочими учредителями	**37.549**	47.635
Балансовая стоимость инвестиции	**220.446**	114.756

АО «Батыс Транзит»

По состоянию на 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012 г. Группе принадлежала 20% доля в АО «Батыс Транзит» (далее по тексту «Батыс Транзит»). Основным местом деятельности Батыс Транзит и страной регистрации является Республика Казахстан. Основной деятельностью Батыс Транзит является реализация проекта по строительству и эксплуатации межрегиональной линии электропередачи, соединяющей Северный Казахстан с Актюбинской областью. Облигации Батыс Транзит выпущены на Казахстанской Фондовой Бирже. Инвестиции в Батыс Транзит учитываются по методу долевого участия.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012 г. балансовая стоимость инвестиций в Батыс Транзит была равна нулю в связи с накопленными убытками, которые снизили стоимость капитала до нуля. Общая сумма непризнанной доли в убытках Батыс Транзит по состоянию на 31 декабря 2013 г. составила 49.520 тысяч тенге (по состоянию на 31 декабря 2012 г.: 134.311 тысяч тенге).

Нижеприведенная таблица содержит обобщенную финансовую информацию Батыс Транзит:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Отчет о финансовом положении:		
Текущие активы	**1.709.039**	1.972.013
Долгосрочные активы	**22.548.744**	22.243.513
Текущие обязательства	**(3.568.396)**	(2.791.755)
Долгосрочные обязательства	**(20.936.989)**	(22.095.324)
Чистые обязательства	**(247.602)**	(671.553)

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Отчет о совокупном доходе:		
Доходы	**4.066.214**	2.650.615
Чистая прибыль	**423.951**	187.830

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

7. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ (продолжение)

АО «Батыс Транзит» (продолжение)

Сверка обобщенной финансовой информации к балансовой стоимости Батыс Транзит представлена следующим образом:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Доля Группы в чистых обязательствах	**(49.520)**	(134.311)
Непризнанные убытки	**49.520**	134.311
Балансовая стоимость инвестиции	**–**	**–**

8. ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Запасные части	**1.064.197**	1.250.351
Сырье и прочие материалы	**841.503**	766.000
Горюче-смазочные материалы	**118.636**	139.722
Прочие запасы	**56.523**	55.606
Минус: резерв на устаревшие запасы	**(163.972)**	(565.505)
	1.916.887	1.646.174

Движение по резерву на устаревшие запасы представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**Индивидуально обесцененные**
На 1 января 2012 года	418.803
Отчисление за период	146.702
На 31 декабря 2012 года	565.505
Восстановление резерва	(217.628)
Списано	(183.905)
На 31 декабря 2013 года	**163.972**

9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Торговая задолженность	**9.394.712**	4.610.457
Минус: резерв по сомнительной задолженности	**(893.394)**	(666.260)
	8.501.318	3.944.197

Движения по резерву по сомнительной задолженности представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**Индивидуально обесцененные**
На 1 января 2012 года	660.561
Отчисление за год	65.665
Восстановление задолженности	(59.969)
Использование	3
На 31 декабря 2012 года	666.260
Отчисление за год	254.330
Восстановление задолженности	(26.856)
Использование	(340)
На 31 декабря 2013 года	**893.394**

9. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ (продолжение)

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

			Просроченная, но не обесцененная			
В тысячах тенге	**Итого**	**Не просроченная, не обесцененная**	**30 – 90 дней**	**91 – 180 дней**	**181 –270 дней**	**Более 271 дня**
31 декабря 2013	**8.501.318**	**8.037.914**	**160.121**	**2.731**	**300.552**	**–**
31 декабря 2012	3.944.197	3.581.682	300.398	8.720	53.397	–

Торговая дебиторская задолженность была выражена в следующих валютах:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Тенге	**3.830.074**	2.815.020
Доллар США	**4.388.875**	611.721
Российский рубль	**282.369**	517.456
	8.501.318	3.944.197

10. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Долгосрочные прочие финансовые активы		
Облигации АО «Батыс-Транзит»	**868.269**	983.847
	868.269	983.847
Краткосрочные прочие финансовые активы		
Депозиты	**18.937.123**	24.794.585
Начисленные вознаграждения по облигациям АО «Батыс Транзит»	**55.308**	49.871
	18.992.431	24.844.456
Итого прочие финансовые активы	**19.860.700**	25.828.303

В 2007-2009 годах Группа приобрела облигации АО «Батыс Транзит», предприятие, чьи облигации выпущены на Казахстанской фондовой бирже. Процентная ставка по облигациям составляет 6,4%. Облигации классифицированы как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Справедливая стоимость облигаций основана на цене, получаемой в случае продажи актива или выплачиваемая для передачи обязательства, и следовательно, это цена выхода, а не цена входа. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, справедливая стоимость облигаций уменьшилась на 115.578 тысяч тенге.

Оставшийся баланс краткосрочных депозитов по состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года представлен депозитами в казахстанских банках с фиксированной процентной ставкой 5%-8,5% годовых; а также включает начисленный, но не полученный доход в виде процентов на сумму 322.929 тысяч тенге и 807.881 тысяча тенге, соответственно.

Прочие финансовые активы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Тенге	**7.796.480**	16.993.009
Доллар США	**12.064.220**	8.835.294
	19.860.700	25.828.303

11. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Денежные средства на счетах обслуживания долга	**369.953**	421.032
Денежные средства на резервных счетах	**1.240.009**	1.208.830
Прочие денежные средства в ограничении	**78.872**	–
	1.688.834	1.629.862

11. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2013 года и 31 декабря 2012 года денежные средства, ограниченные в использовании представлены денежными средствами в банках на счетах обслуживания долга и резервных счетах.

В соответствии с условиями кредитных соглашений с МБРР и ЕБРР, кредиторами Группы, Группа аккумулирует денежные средства на специальном банковском счете обслуживания долга, открытом в Казахстанском банке, в течение полугодового периода до даты выплаты основного долга, процентов и комиссий по займам МБРР и ЕБРР.

В соответствии с условиями соглашений о предоставлении гарантий с Правительством Республики Казахстан, поручителем по займам Группы *(Примечание 15)*, Группа обязуется держать денежные средства на специальном резервном счете, открытом в Казахстанском банке и требуемый баланс счета должен составлять не менее 110% от предстоящей полугодовой выплаты основного долга, процентов и комиссий по займам МБРР и ЕБРР.

Денежные средства, ограниченные в использовании по состоянию на 31 декабря 2013 и 31 декабря 2012 годов были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Доллар США	**1.609.962**	1.570.609
Евро	**–**	59.253
Тенге	**78.872**	**–**
	1.688.834	1.629.862

12. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Расходы будущих периодов	**410.330**	160.040
Авансы, уплаченные за поставку материалов и оказание услуг	**427.372**	71.976
Займы, выданные сотрудникам	**30.082**	36.564
Прочая дебиторская задолженность	**81.053**	119.088
Минус: резерв по обесценению прочих текущих активов	**(29.574)**	(65.366)
	919.263	322.302

Изменения в резерве по обесценению прочих текущих активов представлены следующим:

В тысячах тенге	**Индивидуально обесцененные**
На 1 января 2012 года	45.000
Отчисление за период	25.592
Восстановлено	(5.226)
На 31 декабря 2012 года	65.366
Отчисление за период	2.623
Восстановлено	(34.944)
Использовано	(3.471)
На 31 декабря 2013 года	**29.574**

13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Расчетные счета в банках в тенге	**2.862.774**	4.265.381
Расчетные счета в банках в иностранной валюте	**4.855.815**	2.769.799
Краткосрочные депозиты	**4.000.000**	1.000.000
Наличность в кассе	**4.550**	3.578
Деньги на специальных счетах	**4.416**	5.744
	11.727.555	8.044.502

13. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2013 и 31 декабря 2012 годов, денежные средства и их эквиваленты были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Тенге	**6.871.741**	5.274.703
Евро	**1.658.253**	106.055
Доллар США	**3.082.412**	2.644.898
Российский рубль	**114.821**	18.066
Прочие	**328**	780
	11.727.555	8.044.502

14. КАПИТАЛ

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Объявленный уставный капитал:	**Акции**	Акции
Обыкновенные акции по 500 тенге каждая (2012: 10.000 тенге)	**238.324.377**	10.767.297

Обыкновенные акции, выпущенные и полностью оплаченные	**Акции**	***В тысячах тенге***
На 1 января 2012 г. (по 10.000 тенге каждая)	10.584.297	105.842.972
Выпущенные 5 октября 2012 г. (по 10.000 тенге каждая)	100.000	1.000.000
На 31 декабря 2012 г. (по 10.000 тенге каждая)	10.684.297	106.842.972
Дробление акций 18 марта 2013 г. (1:20)	203.001.643	–
Выпущенные 28 мая 2013 г. (по 500 тенге каждая)	806.000	403.000
На 31 декабря 2013 г. (по 500 тенге каждая)	**214.491.940**	**107.245.972**

Каждая обыкновенная акция имеет равное право голоса. Группа не имеет привилегированных акций. Держатели обыкновенных акций имеют право голоса, но выплата дивидендов не гарантирована.

Увеличение количества акций

18 марта 2013 года Группой было произведено увеличение количества объявленных акций (свидетельство о государственной регистрации выпуска ценных бумаг № А3493 от 18 марта 2013 года). В результате дробления в пропорции 1:20, количество объявленных акций увеличилось с 10.767.297 акций до 215.345.940 акций, при этом размер уставного капитала не изменился (106.842.972 тысячи тенге). Кроме того, 18 марта 2013 года Группа увеличила количество объявленных акций на 22.978.437 штук, из которых 806.000 акций были выпущены или оплачены по состоянию на 31 декабря 2013 года. Дробление и увеличение количества объявленных акций связано с предстоящим размещением акций Компании на Казахстанской Фондовой Бирже в рамках программы «Народное IPO».

Дивиденды

12 июня 2012 года акционер объявил дивиденды по результатам 2011 года в размере 2.346.674 тысяч тенге. 17 июля 2012 года объявленные дивиденды были выплачены.

29 марта 2013 года Группа объявила дивиденды по результатам 2012 года на общую сумму 2.082.309 тысяч тенге. Дивиденды составили 9,74 тенге на одну обыкновенную акцию в соответствии с общим числом акций, равную 213.685.940 штук. 11 апреля 2013 года объявленные дивиденды были выплачены. В целях презентации Группа пересмотрела расчет дивидендов на одну обыкновенную акцию для сравнительного периода, закончившегося 31 декабря 2012 года, ретроспективно.

(Убыток) / прибыль на акцию

Суммы базового (убытка) / прибыли на акцию рассчитаны путем деления чистой прибыли за год на средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение года. Группа имела 214.184.998 средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года (2012: 212.162.652). У Группы отсутствуют потенциальные разводненные обыкновенные акции. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года и 2012 года, базовый убыток и прибыль на акцию составили 67,70 тенге и 32,72 тенге, соответственно.

14. КАПИТАЛ (продолжение)

(Убыток) / прибыль на акцию (продолжение)

В целях презентации Группа пересмотрела расчет прибыли на акцию для сравнительного периода, закончившегося 31 декабря 2012 года, ретроспективно.

Балансовая стоимость акций

В соответствии с решением Биржевого совета АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее по тексту «КФБ») от 4 октября 2010 года, финансовая отчетность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчетную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

В тысячах тенге	**2013**	2012
Итого активов	**367.321.726**	232.404.836
Минус: Нематериальные активы	**(885.708)**	(752.000)
Минус: Итого обязательств	**(146.140.263)**	(105.844.794)
Чистые активы для обыкновенных акций	**220.295.755**	125.808.042
Количество обыкновенных акций на 31 декабря	**214.491.940**	213.685.940
Балансовая стоимость простой акции, тенге	**1.027**	589

В целях презентации Группа пересмотрела расчет балансовой стоимости акции для сравнительного периода, закончившегося 31 декабря 2012 года, ретроспективно.

Фонд переоценки активов

По состоянию на 31 декабря 2013 года фонд переоценки активов представлен приростом стоимости в результате переоценки сооружений НЭС Группы в сумме 110.916.582 тысячи тенге, за вычетом отложенного налога на прибыль в сумме 27.729.146 тысяч тенге (*Примечание 6*). Перенос фонда переоценки активов в результате выбытия основных средств за год, закончившийся 31 декабря 2013 года, составил 37.628 тысяч тенге.

Прочие резервы

Прочие резервы представляют собой накопленные резервы от переоценки инвестиций, имеющихся в наличии для продажи. После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе резервов вплоть до момента прекращения признания инвестиции. Справедливая стоимость облигаций основана на цене, получаемой в случае продажи актива или выплачиваемая для передачи обязательства, и следовательно, это цена выхода, а не цена входа. В течение года, закончившегося 31 декабря 2013 года, справедливая стоимость облигаций уменьшилась на 115.578 тысяч тенге.

15. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	Процентная ставка	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Международный банк реконструкции и развития («МБРР»)	0,87%-1,55%	**37.906.593**	34.609.407
Европейский банк реконструкции и развития («ЕБРР»)	1,4%-4,30%	**54.634.680**	46.199.407
		92.541.273	80.808.814
За вычетом текущей части займов подлежащего погашению в течение 12 месяцев		**(10.218.204)**	(8.134.316)
		82.323.069	72.674.498

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов начисленное и невыплаченное вознаграждение по займам Группы составило 712.253 тысячи тенге и 618.088 тысяч тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов несамортизированная часть комиссии по организации займов составила 976.862 тысячи тенге и 1.038.190 тысяч тенге, соответственно.

15. ЗАЙМЫ (продолжение)

Займы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
В долларах США	**57.725.280**	55.384.024
В евро	**34.815.993**	25.424.790
	92.541.273	80.808.814

В 1999 г. Группа открыла кредитные линии для реализации проекта «Модернизация Национальной Электрической Сети», которые представлены следующим:

(а) 140.000 тысяч долларов США, предоставленных МБРР сроком на 20 лет, обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2005 г. Проценты по займу начисляются по ставке ЛИБОР плюс общий спрэд и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 70.415 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 10.816.448 тысяч) и 80.000 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 12.059.200 тысяч), соответственно.

(б) 45.000 тысяч долларов США, предоставленных ЕБРР сроком на 15 лет, обеспечены гарантией Правительства Республики Казахстан. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2004 г. Проценты по займу начисляются по ставке ЛИБОР плюс маржа 1%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 7.827 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 1.202.305 тысяч) и 11.749 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 1.771.044 тысячи), соответственно.

В 2005 г., для осуществления 2 этапа «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана» получена кредитная линия на сумму 100.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР на период 17 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс общий спрэд и погашаются дважды в год. В 2011 г. неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 1.918 тысяч долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 73.441 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 11.281.206 тысяч) и 81.596 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 12.299.823 тысячи), соответственно.

В 2008 г. для осуществления проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап были открыты следующие кредитные линии:

(а) две кредитные линии на суммы 127.500 тысяч евро и 75.000 тысяч евро, предоставленные ЕБРР на период 15 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,85% и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 130.252 тысячи евро (эквивалент в тенге 27.505.277 тысячи) и 101.453 тысячи евро (эквивалент в тенге 20.211.442 тысячи), соответственно.

(б) кредитная линия на сумму 47.500 тысяч евро, предоставленная ЕБРР на 12 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,55%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 30.743 тысяч евро (эквивалент в тенге 6.492.013 тысячи) и 23.428 тысяч евро (эквивалент в тенге 4.667.362 тысячи), соответственно.

(в) кредитная линия на сумму 5.000 тысяч евро, предоставленная ЕБРР на 9 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 2,75%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 2.918 тысяча евро (эквивалент в тенге 616.299 тысяч) и 2.381 тысяча евро (эквивалент в тенге 474.259 тысяч), соответственно.

В ноябре 2013 года с ЕБРР было заключено дополнительное соглашение, в соответствии с условиями которого, сумма второй кредитной линии была уменьшена с 75.000 тысяч евро до 53.443 тысяч евро, другие условия остались неизменными.

15. ЗАЙМЫ (продолжение)

В 2009 г. для осуществления проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС» Группа получила кредитную линию на сумму 48.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд и погашается дважды в год. В мае 2013г. неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 3.274 тысячи долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 44.726 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 6.870.377 тысяч) и 43.151 тысяча долларов США (эквивалент в тенге 6.504.509 тысяч), соответственно.

В 2010 г. для осуществления проекта «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ» была открыта кредитная линия на сумму 78.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР сроком на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд и погашается дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 59.869 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 9.196.545 тысячи) и 26.624 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 4.013.357 тысяч), соответственно.

В 2011 г. для рефинансирования займов ЕБРР и БРК, полученных в 2004-2005 гг. в рамках реализации 1, 2, 3 этапов проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана», Группой были открыты следующие кредитные линии ЕБРР в рамках проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка»:

(а) две кредитные линии на суммы 77.293 тысяч долларов США и 44.942 тысяч долларов США предоставленные ЕБРР на период 15 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,95%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 103.290 тысяча долларов США (эквивалент в тенге 15.866.327 тысячи) и 111.553 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 16.815.476 тысяч), соответственно.

(б) кредитная линия на сумму 17.973 тысяч долларов США, предоставленная ЕБРР на период 12 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,70%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 14.480 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 2.224.245 тысячи) и 16.004 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 2.412.444 тысячи), соответственно.

В 2011 г. для осуществления проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка» были открыты кредитные линии на сумму 12.900 тысяч долларов США (A2, B1b) и 1.900 тысяч долларов США (B2b), предоставленные ЕБРР на период 12 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс 3,95% (A2, B1b) и 3,70% (B2b), и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов остаток задолженности по займу составляет 4.783 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 734.803 тысяч) и ноль, соответственно.

16. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Кредиторская задолженность за основные средства и незавершенное строительство	**10.978.705**	8.463.239
Кредиторская задолженность за покупную электроэнергию	**2.005.930**	1.898.068
Кредиторская задолженность за запасы и оказанные услуги	**1.729.167**	987.192
	14.713.802	11.348.499

Кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2013 и 2012 годов была выражена в следующих валютах:

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Тенге	**7.530.783**	7.162.691
Евро	**4.951.818**	3.836.187
Доллары США	**1.579.960**	298.733
Российский рубль	**650.229**	50.888
Британский Фунт Стерлинг	**1.012**	–
	14.713.802	11.348.499

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ (продолжение)

17. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Обязательства перед работниками	**1.000.599**	1.011.672
Начисленная комиссия за неиспользованную часть займа ЕБРР [a]	**84.620**	81.529
Прочее	**206.177**	104.619
	1.291.396	1.197.820

[a] Группа обязуется выплачивать ежегодную комиссию за неиспользованную часть займа ЕБРР по ставкам 0,5% и 0,1%. За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, сумма начисленной комиссии за неиспользованную часть займа составила 163.719 тысяч тенге (за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.: 213.903 тысячи тенге) *(Примечание 21)*.

18. ДОХОДЫ

В тысячах тенге	**2013**	2012
Передача электроэнергии	**47.046.175**	43.378.750
Услуги по технической диспетчеризации	**10.827.210**	10.081.550
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	**6.843.284**	5.269.657
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	**3.995.050**	3.575.129
Доход от реализации покупной электроэнергии	**3.470.894**	2.685.490
Прочее	**4.323.550**	1.625.147
	76.506.163	66.615.723
Скидки потребителям	**(2.694.440)**	(760.550)
	73.811.723	65.855.173

Скидки потребителям утверждаются приказом Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий.

19. СЕБЕСТОИМОСТЬ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	**2013**	2012
Технологический расход электрической энергии	**17.715.238**	16.799.998
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	**8.424.124**	8.438.372
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	**8.888.182**	7.856.799
Износ и амортизация	**8.266.091**	6.987.329
Расходы по эксплуатации и ремонту	**5.499.698**	3.311.764
Себестоимость покупной электроэнергии	**2.962.063**	2.611.281
Запасы	**1.171.032**	990.561
Расходы по охране сторонними организациями	**890.566**	863.366
Прочее	**1.757.328**	1.409.013
	55.574.322	49.268.483

20. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	**2013**	2012
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	**2.573.322**	2.510.533
Налоги, кроме подоходного налога	**2.007.031**	1.285.472
Износ и амортизация	**278.973**	290.272
Спонсорство	**243.342**	177.695
Консультационные услуги	**196.221**	223.765
Начисление резерва по сомнительной задолженности и по обесценению авансов *(Примечания 9 и 12)*	**195.153**	26.062
Расходы на аренду	**162.712**	142.933
Расходы по страхованию	**142.206**	139.852
Командировочные расходы	**128.203**	117.655
Корпоративные мероприятия	**89.330**	85.737
Материалы	**81.859**	87.349
Тренинги	**61.408**	41.044
Коммунальные расходы	**41.750**	38.758
Услуги банка	**33.225**	29.658
Услуги охраны	**31.757**	31.193
Услуги связи	**23.745**	39.955
Расходы на ремонт	**8.303**	21.347
(Востановление) / начисление резерва на устаревшие запасы *Примечание 8)*	**(217.628)**	146.702
Прочие	**341.966**	393.464
	6.422.878	5.829.446

21. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	**2013**	2012
Проценты по займам	**2.416.311**	2.446.965
Комиссия по банковским гарантиям	**404.3755**	395.739
Комиссия за неиспользованную сумму займа ЕБРР *(Примечание 17)*	**163.719**	213.903
Амортизация комиссии за организацию займа	**84.500**	84.108
За вычетом процентов, капитализируемых в стоимость квалифицированных активов *(Примечание 6)*	**(1.047.882)**	(1.149.583)
	2.021.023	1.991.132

22. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

Основные компоненты расходов по налогу на прибыль за отчетные годы, закончившиеся 31 декабря 2013 и 2012 гг:

В тысячах тенге	**2013**	2012
Текущий налог на прибыль:		
Расходы по текущему подоходному налогу	**178.518**	113.237
Корректировки в отношении текущего налога на прибыль предыдущего года	**807**	(199.664)
Отложенный налог на прибыль:		
(Доходы) / расходы по отложенному налогу на прибыль	**(3.367.398)**	1.630.224
(Доходы) / расходы по налогу на прибыль, отраженные в отчете о прибылях и убытках	**(3.188.073)**	1.543.797
Отложенный налог на прибыль, связанный со статьями, которые относятся непосредственно в состав ПСД в течение года:		
Расходы по налогу на прибыль от переоценки сооружений НЭС	**(27.729.146)**	–
Расходы по налогу на прибыль, отраженные непосредственно в составе ПСД	**(27.729.146)**	–

В Республике Казахстан в 2013 и 2012 годах ставка налога на прибыль составляла 20%.

22. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ (продолжение)

Ниже приведена сверка 20% ставки подоходного налога и фактической суммы подоходного налога, учтенной в консолидированном отчете о совокупном доходе:

В тысячах тенге	**2013**	2012
(Убыток) / прибыль до учета расхода по подоходному налогу	**(17.688.347)**	8.484.826
Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%	**(3.537.669)**	1.696.965
Корректировки в отношении текущего налога на прибыль предыдущего года	**807**	(199.664)
Прочие невычитаемые расходы	**348.789**	46.496
(Доходы) / расходы по налогу на прибыль, отраженные в отчете о прибылях и убытках	**(3.188.073)**	1.543.797

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отсроченному подоходному налогу по состоянию на 31 декабря:

	Консолидированный отчет о финансовом положении			**Консолидированный отчет о совокупном доходе**	
В тысячах тенге	**31 Декабря 2013**	31 Декабря 2012	1 Января 2012	**2013**	2012
Резерв по сомнительной задолженности	**24.460**	10.479	18.797	**13.981**	(8.318)
Начисленные обязательства	**309.246**	217.117	190.675	**92.129**	26.442
Основные средства	**(36.424.282)**	(11.956.424)	(10.392.248)	**3.261.288**	(1.564.175)
Перенесенные убытки	**–**	–	84.172	**–**	(84.172)
Чистые отложенные налоговые обязательства	**(36.090.576)**	(11.728.828)	(10.098.604)		
Доходы / (расходы) по отложенному налогу на прибыль				**3.367.398**	(1.630.224)

Сверка отложенных налоговых обязательств, нетто:

В тысячах тенге	**2013**	2012
Начальное сальдо на 1 января	**(11.728.828)**	(10.098.604)
Доходы/(расходы) по налогу на прибыль за отчетный период, признанные в составе прибыли или убытка	**3.367.398**	(1.630.224)
Доходы/(расходы) по налогу на прибыль за отчетный период, признанные в составе ПСД	**(27.729.146)**	–
Конечное сальдо на 31 декабря	**(36.090.576)**	(11.728.828)

Группа производит зачет налоговых активов и налоговых обязательств только в тех случаях, когда у нее имеется юридически закрепленное право на зачет текущих налоговых активов и текущих налоговых обязательств, а отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства относятся к налогам на прибыль, которые взимаются одним и тем же налоговым органом.

23. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

Связанные стороны включают в себя ключевой управляющий персонал Группы, организации, в которых ключевому управляющему персоналу Группы прямо или косвенно принадлежит существенная доля участия, а также прочие предприятия, контролируемые Правительством. Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

23. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря 2013 и 31 декабря 2012 годов:

В тысячах тенге		Торговая дебиторская задолженность связанных сторон	Торговая кредиторская задолженность связанным сторонам
	2013	**436.939**	**308.585**
Компании, входящие в Группу Самрук-Казына	2012	150.010	119.743
	2013	**8.726**	**214.072**
Ассоциированные компании Самрук-Казына	2012	4.079	–
	2013	**93.532**	**872.269**
Компании под общим контролем Самрук-Казына	2012	93.424	666.573
	2013	**12.484**	**13.308**
Ассоциированные компании Группы	2012	8.369	13.675

За год, закончившийся 31 декабря 2013 и 31 декабря 2012 годов, Группа имела следующие операции со связанными сторонами:

В тысячах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон
	2013	**12.902.886**	**1.702.341**
Компании, входящие в Группу Самрук – Казына	2012	9.019.568	943.483
	2013	**2.395.193**	**1.016.208**
Ассоциированные компании Самрук – Казына	2012	76.471	–
	2013	**4.406.637**	**18.603.048**
Компании под общим контролем Самрук - Казына	2012	4.223.958	15.609.441
	2013	**174.782**	**329.743**
Ассоциированные компании Группы	2012	141.883	125.156

Самрук-Казына является единственным акционером Группы.

Продажи Группы связанным сторонам, в основном, включают передачу электроэнергии, услуги по технической диспетчеризации и услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии. Приобретения Группы у связанных сторон, в основном включают услуги связи, услуги по энергетике и покупку электроэнергии.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. текущие счета и банковские депозиты в размере 95.769 тысяч тенге были размещены в АО “Банк развития Казахстана”, который рассматривается как связанная сторона Группы (на 31 декабря 2012 г.: 104.474 тысячи тенге). АО “Банк развития Казахстана” является 100% дочерней компанией Самрук-Казына.

По состоянию на 31 декабря 2013 г., задолженность Группы по займам в размере 39.467.236 тысяч тенге была гарантирована Правительством Республики Казахстан (на 31 декабря 2012 г.: 36.762.907 тысяч тенге).

29 марта 2013 года Группа объявила выплату дивидендов по результатам за 2012 год в размере 2.082.309 тысяч тенге, которые были выплачены 11 апреля 2013 года. В июле 2012 года Группа объявила и выплатила дивиденды по результатам 2011 года в размере 2.346.674 тысяч тенге.

За год, закончившийся 31 декабря 2013 года, Группа сделала дополнительный вклад в уставный капитал ТОО «КазЭнергоПровод», ассоциированной компании в размере 109.350 тысяч тенге.

Процентный доход, начисленный на облигации АО «Батыс Транзит», ассоциированной компании, составил 53.308 тысяч тенге (за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.: 49.871 тысяч тенге).

Итого вознаграждение ключевого управленческого персонала, включенное в состав расходов по заработной плате в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе, составило 326.786 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2013 г. (за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.: 315.644 тысяч тенге). Вознаграждение ключевого управленческого персонала в основном состоит из договорной заработной платы и премий по результатам операционной деятельности.

24. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают займы, торговую и прочую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Группы. У Группы имеются торговая и прочая дебиторская задолженность, денежные средства, краткосрочные и долгосрочные депозиты, которые возникают непосредственно в ходе ее операционной деятельности. Группа также имеет инвестиции, имеющие для продажи.

Группа подвержена риску изменения процентных ставок, валютному риску, кредитному риску и риску ликвидности.

Риск изменения процентных ставок

Риск изменения процентных ставок – это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться ввиду изменений рыночных процентных ставок. Подверженность Группы риску изменения рыночных процентных ставок относится прежде всего к долгосрочным и краткосрочным долговым обязательствам Группы с плавающей процентной ставкой *(Примечание 15)*. Группа ограничивает свой риск изменения процентной ставки посредством мониторинга изменения процентных ставок в валюте, в которой выражены займы.

При условии неизменности всех прочих параметров займы с плавающей процентной ставкой оказывают следующее влияние на прибыль до налогообложения Группы:

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах*	Влияние на прибыль до налогообложения
За год, закончившийся 31 декабря 2013 года		
Либор	3 / (3)	(17.457) / 17.457
Евробор	12 / (12)	(41.536) / 41.536
За год, закончившийся 31 декабря 2012 года		
Либор	5 / (5)	(27.938) / 27.938
Евробор	16 / (16)	(40.565) / 40.565

*1 базисный пункт = 0,01%

Допущения об изменениях в базовых пунктах в рамках анализа чувствительности к изменениям процентных ставок основываются на наблюдаемой в данный момент рыночной ситуации, которая характеризуется значительно большей волатильностью по сравнению с предыдущими годами.

Валютный риск

Валютный риск – это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться вследствие изменений в валютных курсах. Подверженность Группы риску изменения обменных курсов иностранных валют обусловлена, прежде всего, финансовой деятельностью Группы. Также, подверженность Группы риску изменения обменных курсов связана с операционной деятельностью (когда доходы и расходы выражены в валюте, отличной от функциональной валюты Группы).

В следующих таблицах представлен анализ чувствительности к возможным изменениям в обменном курсе доллара США и Евро, при условии неизменности всех прочих параметров. Подверженность Группы риску изменения курсов иных валют является несущественной.

В тысячах тенге	Увеличение / (Уменьшение) обменного курса	Влияние на прибыль до налогообложения
На 31 декабря 2013 года		
Доллары США	30% / (10%)	(11.447.961) / 3.815.987
Евро	30% / (10%)	(11.432.867) / 3.810.956
На 31 декабря 2012 года		
Доллары США	1,57% / (1,57%)	(659.718) / 659.718
Евро	10,77% / (10,77%)	(3.133.604) / 3.133.604

24. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск того, что Группа понесет финансовые убытки, поскольку контрагенты не выполнят свои обязательства по финансовому инструменту или клиентскому договору. Группа подвержена кредитному риску, связанному с ее операционной деятельностью, прежде всего, в отношении торговой дебиторской задолженности *(Примечание 9)*, и финансовой деятельностью, включая депозиты в банках *(Примечания 10, 11 и 13)*. Подверженность Группы и кредитоспособность ее контрагентов постоянно контролируются. Максимальная подверженность кредитному риску, ограничена балансовой стоимостью каждого финансового актива *(Примечания 9, 10, 11, 13)*.

Балансовая стоимость финансовых активов, признанных в консолидированной финансовой отчетности Группы, за вычетом резервов на обесценение, отражает максимальную величину кредитного риска Группы.

Кредитный риск по денежным средствам и депозитам ограничен, так как контрагентами Группы являются банки с высокими кредитными рейтингами, присвоенными международными рейтинговыми агентствами.

Риск ликвидности

Руководство Группы создало необходимую систему управления риском ликвидности согласно требованиям управления ликвидностью и краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного финансирования. Группа управляет риском ликвидности путем поддержания адекватных резервов, банковских займов и доступных кредитных линий, путем постоянного мониторинга прогнозируемого и фактического движения денег и сравнения сроков погашения финансовых активов и обязательств.

В следующих таблицах отражаются контрактные сроки Группы по ее финансовым обязательствам на основе договорных недисконтированных денежных потоков.

В тысячах тенге	До востребо-вания	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2013 года						
Займы	**–**	**3.008.118**	**9.111.297**	**51.220.352**	**42.982.662**	**106.322.429**
Кредиторская задолженность	**–**	**14.713.802**	–	–	–	**14.713.802**
		17.721.920	**9.111.297**	**51.220.352**	**42.982.662**	**121.036.231**
На 31 декабря 2012 года						
Займы	–	2.218.805	7.708.021	47.028.953	36.717.598	93.673.377
Кредиторская задолженность	–	11.348.499	–	–	–	11.348.499
	–	13.567.304	7.708.021	47.028.953	36.717.598	105.021.876

Управление капиталом

Главная цель управления капиталом Группы состоит в обеспечении того, что Группа будет в состоянии продолжать придерживаться принципа непрерывности деятельности наряду с максимизацией доходов для акционера посредством оптимизации отношения задолженности и капитала.

Группа управляет своим капиталом с учетом изменений в экономических условиях. Чтобы управлять или изменять свой капитал, Группа может менять выплату дивидендов акционерам, возвращать капитал акционерам или выпускать новые акции.

В течение года, закончившийся 31 декабря 2013 г. не было каких-либо изменений в целях, по политике или процессах управления капиталом.

24. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Группа управляет капиталом, используя коэффициент долга к капиталу, что является долгом, разделенным на итого капитал. Задача Группы состоит в том, чтобы удерживать коэффициент на уровне не выше 0,5. Долг включает все займы. Капитал равен сумме всех обязательств и всего акционерного капитала.

	31 декабря 2013 г.	31 декабря 2012 г.
Долг / Капитал	**0,25**	0,35

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	31 декабря 2012 г.
Долгосрочная часть займов	**82.323.069**	72.674.498
Краткосрочная часть займов	**10.218.204**	8.134.316
Долг	**92.541.273**	80.808.814
Итого обязательств	**146.140.263**	105.844.794
Капитал	**221.181.463**	126.560.042
Итого капитала и обязательств	**367.321.726**	232.404.836

Структура капитала Группы включает акционерный капитал, как раскрыто в *Примечании 14*, резервы и накопленную нераспределенную чистую прибыль.

Иерархия справедливой стоимости

Группа использует следующую иерархию для определения справедливой стоимости финансовых инструментов и раскрытия информации о ней в разрезе моделей оценки:

Уровень 1: цены на активных рынках по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок).

Уровень 2: другие методы, все исходные данные для которых, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, наблюдаются на рынке, либо непосредственно, либо опосредованно.

Уровень 3: методы, в которых используются исходные данные, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, которые не основываются на наблюдаемой рыночной информации.

По состоянию на 31 декабря 2013 г. у Группы имелись следующие финансовые инструменты и нефинансовые активы, отраженные по справедливой стоимости в отчете о финансовом положении:

Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	**31 декабря 2013 г.**	**Уровень 1**	**Уровень 2**	**Уровень 3**
Финансовые активы				
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи *(Примечание 10)*	868.269	–	868.269	–
Нефинансовые активы				
Сооружения НЭС *(Примечание 6)*	253.529.497	–	–	253.529.497

Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	31 декабря 2012 г.	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Финансовые активы				
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи *(Примечание 10)*	983.847	983.847	–	–

24. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Иерархия справедливой стоимости (продолжение)

Значительное перемещение между Уровнем 1 и Уровнем 2 в иерархии справедливой стоимости объясняется отсутствием активного рынка для котируемых облигаций АО «Батыс Транзит» (*Примечание 10*). На 31 декабря 2013 г. справедливая стоимость данных облигаций была установлена на уровне цены последней сделки.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Ниже приводится сравнение балансовой и справедливой стоимости в разрезе классов финансовых инструментов Группы. В таблице не приводятся значения справедливой стоимости нефинансовых активов:

В тысячах тенге	***Балансовая стоимость***		***Справедливая стоимость***	
	31 декабря 2013	31 декабря 2012	**31 декабря 2013**	31 декабря 2012
Финансовые активы				
Торговая дебиторская задолженность	**8.501.318**	3.944.197	**8.501.318**	3.944.197
Прочие финансовые активы	**19.860.770**	25.828.303	**19.860.770**	25.828.303
Денежные средства ограниченные в использовании	**1.688.834**	1.629.862	**1.688.834**	1.629.862
Денежные средства и их эквиваленты	**11.727.555**	8.044.502	**11.727.555**	8.044.502
Займы сотрудникам	**30.082**	36.564	**30.082**	36.564
Финансовые обязательства				
Займы	**92.541.273**	80.808.814	**92.541.273**	80.808.814
Кредиторская задолженность	**14.713.802**	11.348.499	**14.713.802**	11.348.499

25. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова. Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банков Республики Казахстан, умноженной на 2,5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах, налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду вышеизложенного, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы в настоящее время и начисленную на 31 декабря 2013 г.

По состоянию на 31 декабря 2013 года руководство Группы считает, что толкование применимого законодательства является верным и существует вероятность того, что позиция Группы по налогам будет подтверждена, за исключением случаев, предусмотренных или раскрытых в данной консолидированной финансовой отчетности.

Условия кредитных соглашений

Группа обязана соблюдать все условия кредитных соглашений с Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР») и Международным Банком Реконструкции и Развития («МБРР»). Группой были соблюдены все условия кредитных соглашений с ЕБРР и МБРР по состоянию на 31 декабря 2013 г. и 31 декабря 2012 г.

25. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Страхование

По состоянию на 31 декабря 2013 г., Группа застраховала производственные активы балансовой стоимостью на сумму 134.361.065 тысяч тенге. Группа не производила страхование остальных производственных активов. Так как отсутствие страхования не означает уменьшение стоимости активов или возникновение обязательств, никакого резерва не было создано в данной консолидированной финансовой отчетности на непредвиденные расходы, связанные с порчей или потерей таких активов.

Контрактные обязательства

С целью обеспечения стабильной работы оборудования национальной электрической сети, Группой был разработан план капитальных инвестиций. По состоянию на 31 декабря 2013 г. сумма обязательств по открытым контрактам, заключенным Группой в рамках данного плана, составила 68.611.801 тысячу тенге (31 декабря 2012 г.: 31.678.342 тысячи тенге), включая следующие обязательства по совместному финансированию:

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап, согласованным с ЕБРР, контрактные обязательства Группы по совместному финансированию составляют 386.441 тысяч тенге.

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС», согласованным с МБРР, контрактные обязательства Группы по совместному финансированию составляют 3.087.561 тысячу тенге.

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ», контрактные обязательства Группы по совместному финансированию по состоянию на 31 декабря 2013 г. составляют 16.697.090 тысяч тенге.

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка», контрактные обязательства Группы по совместному финансированию по состоянию на 31 декабря 2013 г. составляют 2.003.000 тысяч тенге.

26. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

Национальный банк Республики Казахстан принял решение отказаться с 11 февраля 2014 года от поддержания обменного курса тенге по отношению к доллару США и другим основным валютам на прежнем уровне, снизить объемы валютных интервенций и сократить вмешательство в процесс формирования обменного курса тенге. Обменный курс до и после девальвации составил 155,56 тенге и 185,00 тенге за 1 доллар США. По состоянию на 4 марта 2014 года обменный курс доллара составил 184,07 тенге за 1 доллар США.

АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

Консолидированная финансовая отчётность

31 декабря 2012 года

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

Отчёт независимых аудиторов

Консолидированная финансовая отчётность

Консолидированный отчёт о финансовом положении 1
Консолидированный отчёт о совокупном доходе 2
Консолидированный отчёт о движении денежных средств 3-4
Консолидированный отчёт об изменениях в капитале 5
Примечания к консолидированной финансовой отчётности 6-43

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ

Акционеру АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

Мы провели аудит прилагаемой консолидированной финансовой отчетности АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями» и его дочерней компании (далее – «Группа»), которая включает консолидированный отчёт о финансовом положении по состоянию на 31 декабря 2012 года, консолидированный отчёт о совокупном доходе, консолидированный отчёт об изменениях в капитале и консолидированный отчёт о движении денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, а также информацию о существенных аспектах учётной политики и другую пояснительную информацию.

Ответственность руководства в отношении консолидированной финансовой отчетности

Руководство Группы несёт ответственность за подготовку и достоверное представление данной консолидированной финансовой отчётности в соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности, а также за процедуры внутреннего контроля, необходимые, по мнению руководства, для обеспечения подготовки консолидированной финансовой отчетности, не содержащей существенных искажений вследствие недобросовестных действий или ошибки.

Ответственность аудиторов

Наша обязанность заключается в том, чтобы выразить мнение о данной консолидированной финансовой отчетности на основе проведенного нами аудита. Мы провели аудит в соответствии с Международными стандартами аудита. Данные стандарты требуют, чтобы мы соблюдали этические нормы и спланировали и провели аудит с тем, чтобы получить достаточную уверенность в отсутствии существенного искажения консолидированной финансовой отчетности.

Аудит включает выполнение процедур, направленных на получение аудиторских доказательств в отношении сумм и информации, представленных в консолидированной финансовой отчетности. Выбор процедур основывается на суждении аудитора, включая оценку риска существенного искажения консолидированной финансовой отчетности вследствие недобросовестных действий или ошибки. При оценке этого риска аудитор рассматривает аспекты внутреннего контроля в отношении подготовки и достоверного представления Группой консолидированной финансовой отчетности с тем, чтобы определить процедуры аудита, необходимые в конкретных обстоятельствах, а не для выражения мнения об эффективности системы внутреннего контроля компании. Аудит также включает оценку уместности выбранной учетной политики и обоснованности бухгалтерских оценок, сделанных руководством, и оценку представления консолидированной финансовой отчетности в целом.

Мы считаем, что полученные нами аудиторские доказательства являются достаточными и надлежащими для выражения нашего мнения.

Мнение

По нашему мнению консолидированная финансовая отчетность во всех существенных аспектах достоверно отражает финансовое положение Группы на 31 декабря 2012 года, а также ее финансовые результаты и движение денежных средств за год, закончившийся на указанную дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности.

Ernst & Young LLP

Айсулу Нарбаева
Аудитор

Квалификационное свидетельство аудитора
№0000137
от 21 октября 1994 года

Евгений Жемалетдинов
Генеральный директор
ТОО "Эрнст энд Янг"

Государственная лицензия на занятие аудиторской деятельность в Республике Казахстан: серия МФЮ-2, № 0000003, выданная Министерством финансов Республики Казахстан 15 июля 2005 года

28 февраля 2013 года

АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ

По состоянию на 31 декабря 2012 года

В тысячах тенге

	Прим.	2012	2011
Активы			
Долгосрочные активы			
Основные средства	8	**163.444.227**	146.143.536
Нематериальные активы		**752.000**	583.382
Авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов	8	**23.967.873**	26.547.321
Инвестиции в ассоциированные компании	9	**114.756**	–
Прочие финансовые активы	13	**983.847**	3.309.454
Прочие долгосрочные активы		**82.243**	115.558
		189.344.946	176.699.251
Текущие активы			
Запасы	10	**1.646.174**	1.441.768
Торговая дебиторская задолженность	11	**3.944.197**	4.357.098
НДС к возмещению и предоплата по прочим налогам		**1.190.546**	1.045.399
Предоплата по подоходному налогу		**1.437.851**	1.006.803
Прочие финансовые активы	13	**24.844.456**	17.942.595
Денежные средства, ограниченные в использовании	14	**1.629.862**	4.459.658
Прочие текущие активы	12	**322.302**	1.072.319
Денежные средства и их эквиваленты	15	**8.044.502**	9.543.637
		43.059.890	40.869.277
Итого активов		**232.404.836**	217.568.528
Капитал и обязательства			
Капитал			
Уставный капитал	16	**106.842.972**	105.842.972
Резервы		**(55.123)**	(55.123)
Нераспределенная прибыль		**19.772.193**	15.177.838
		126.560.042	120.965.687
Долгосрочные обязательства			
Займы	17	**72.674.498**	68.022.832
Обязательство по отсроченному подоходному налогу	24	**11.728.828**	10.098.604
		84.403.326	78.121.436
Текущие обязательства			
Торговая и прочая кредиторская задолженность	18	**11.348.499**	10.220.047
Займы	17	**8.134.316**	6.407.716
Авансы полученные		**574.972**	475.023
Задолженность по прочим налогам, кроме подоходного налога		**185.861**	185.717
Прочие текущие обязательства	19	**1.197.820**	1.192.902
		21.441.468	18.481.405
Итого обязательств		**105.844.794**	96.602.841
Итого капитала и обязательств		**232.404.836**	217.568.528

Прилагаемая учётная политика и пояснительная записка на страницах с 6 по 43 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Председатель правления

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер

Муканова Д.Т.

АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года

В тысячах тенге

	Прим.	2012	2011* (переклассифициро-вано)
Доходы	20	**65.855.173**	57.249.517
Себестоимость оказанных услуг	21	**(49.268.483)**	(41.451.948)
Валовая прибыль		**16.586.690**	15.797.569
Общие и административные расходы	22	**(5.829.446)**	(5.976.393)
Расходы по реализации		**(168.612)**	(156.142)
Операционная прибыль		**10.588.632**	9.665.034
Процентный доход по депозитам, текущим счетам и облигациям		**1.604.788**	1.699.050
Финансовые расходы	23	**(1.991.132)**	(2.457.956)
Положительная / (отрицательная) курсовая разница, нетто		**(1.806.822)**	1.306.839
Прочие доходы		**138.783**	736.475
Прочие расходы		**(49.423)**	(249.108)
Прибыль до налогообложения		**8.484.826**	10.700.334
Расходы по налогу на прибыль	24	**(1.543.797)**	(2.878.089)
Прибыль за отчетный период		**6.941.029**	7.822.245
Прочий совокупный убыток за отчетный период, за вычетом налога на прибыль		**–**	(167)
Итого совокупный доход за отчетный период, за вычетом налога на прибыль		**6.941.029**	7.822.078
ПРИБЫЛЬ НА АКЦИЮ			
Базовая прибыль за отчетный период, приходящаяся на держателей обыкновенных акций материнской компании (в тенге)	16	**654**	740

** Некоторые сравнительные данные не соответствуют данным в консолидированной финансовой отчетности за 2011 год и отражают внесенные реклассификации, детализированные в Примечании 6.*

Прилагаемая учётная политика и пояснительная записка на страницах с 6 по 43 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Председатель Правления _____

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер _____

Муканова Д.Т.

АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года

В тысячах тенге

	Прим.	2012	2011
Операционная деятельность			
Прибыль до налогообложения		**8.484.826**	10.700.334
Корректировки на сведение прибыли до налогообложения к чистым денежным потокам:			
Износ и амортизацию		**7.282.676**	7.560.379
Финансовые расходы	23	**1.991.132**	2.457.956
(Убытки) / доходы по курсовой разнице		**1.585.679**	(1.306.839)
Движение в резерве по сомнительной торговой и прочей дебиторской задолженности и прочим текущим активам	11,12	**26.065**	(68.726)
Движение в резерве на устаревшие запасы	10	**146.702**	(240)
Убытки / (доходы) от выбытия основных средств и нематериальных активов		**3.285**	(7.664)
Процентный доход		**(1.604.788)**	(1.699.050)
Корректировки на оборотный капитал:			
Изменение в запасах		**(351.108)**	(12.779)
Изменение в торговой дебиторской задолженности		**407.202**	(2.610.943)
Изменение в НДС к возмещению и предоплате по прочим налогам		**(145.147)**	1.203.896
Изменение в прочих текущих активах		**745.528**	(1.264.959)
Изменение торговой и прочей кредиторской задолженности		**(1.832.731)**	3.835.627
Изменение авансов полученных		**99.949**	2.903
Изменение задолженности по налогам кроме налога на прибыль		**326.859**	(259.458)
Изменение в прочих текущих обязательствах		**80.859**	(444.055)
Денежные потоки от операционной деятельности		**17.246.988**	18.086.382
Проценты уплаченные		**(3.032.611)**	(2.046.204)
Подоходный налог уплаченный		**(445.903)**	(17.044)
Проценты полученные		**896.352**	1.513.565
Чистые денежные потоки от операционной деятельности		**14.664.826**	17.536.699
Инвестиционная деятельность			
(Снятие с) / пополнение депозитных счетов, нетто		**(3.981.216)**	1.745.536
Изменение в денежных средствах, ограниченных в использовании		**2.854.448**	806.458
Выручка от реализации основных средств и нематериальных активов		**68.114**	53.281
Приобретение основных средств		**(17.925.504)**	(37.509.363)
Приобретение нематериальных активов		**(177.307)**	(106.538)
Инвестиции в ассоциированную компанию		**(115.000)**	–
Чистые денежные потоки, использованные в инвестиционной деятельности		**(19.276.465)**	(35.010.626)
Финансовая деятельность			
Взнос в уставный капитал	16	**1.000.000**	600.000
Дивиденды выплаченные	16	**(2.346.674)**	(869.403)
Погашение займов		**(5.689.903)**	(25.842.334)
Получение займов		**10.164.236**	47.707.210
Чистые денежные потоки от финансовой деятельности		**3.127.659**	21.595.473

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (продолжение)

В тысячах тенге

	Прим.	2012	2011
Чистое изменение в денежных средствах и их эквивалентах		**(1.483.980)**	4.121.446
Чистая курсовая разница		**(15.155)**	46.551
Денежные средства и их эквиваленты на 1 января	15	**9.543.637**	5.375.640
Денежные средства и их эквиваленты на 31 декабря	15	**8.044.502**	9.543.637

Прилагаемая учётная политика и пояснительная записка на страницах с 6 по 43 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности

Неденежные операции:

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года, Группа использовала предоплату по подоходному налогу на сумму 326.715 тысяч тенге в счет погашения задолженности по прочим налогам кроме налога на прибыль.

Председатель Правления _____

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер _____

Муканова Д.Т.

АО «Казахстанская Компания по Управлению Электрическими Сетями»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ В КАПИТАЛЕ

За год, закончившийся 31 декабря 2012 года

В тысячах тенге	**Уставный капитал (Примечание 16)**	**Резервы (Примечание 16)**	**Нераспределённая прибыль**	**Итого**
На 1 января 2011 года	105.242.972	(54.956)	8.224.996	113.413.012
Прибыль за отчетный период	–	–	7.822.245	7.822.245
Прочий совокупный доход	–	(167)	–	(167)
Итого совокупный доход	–	(167)	7.822.245	7.822.078
Вклад в уставный капитал (Примечание 16)	600.000	–	–	600.000
Дивиденды	–	–	(869.403)	(869.403)
На 31 декабря 2011 года	105.842.972	(55.123)	15.177.838	120.965.687
Прибыль за отчетный период	–	–	6.941.029	**6.941.029**
Прочий совокупный доход	–	–	–	–
Итого совокупный доход	–	–	6.941.029	**6.941.029**
Вклад в уставный капитал (Примечание 16)	1.000.000	–	–	**1.000.000**
Дивиденды (Примечание 16)	–	–	(2.346.674)	**(2.346.674)**
На 31 декабря 2012 года	**106.842.972**	**(55.123)**	**19.772.193**	**126.560.042**

Прилагаемая учётная политика и пояснительная записка на страницах с 6 по 43 являются неотъемлемой частью данной консолидированной финансовой отчётности.

Председатель Правления _____

Кажиев Б.Т.

Главный бухгалтер _____

Муканова Д.Т.

ПРИМЕЧАНИЯ К КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «Компания» или «KEGOC») было образовано в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 1188 от 28 сентября 1996 г. путем передачи части активов бывшей Национальной энергетической системы «Казахстанэнерго».

Единственным акционером Компании является АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»). Самрук-Казына находится под контролем Правительства Республики Казахстан.

KEGOC является национальным поставщиком услуг по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления элекрической энергии в Казахстане. В качестве назначенного государством системного оператора Компания владеет, управляет и осуществляет техническое обслуживание единой электроэнергетической системой («ЕЭС»). ЕЭС состоит из (а) национальной электрической сети («НЭС»); (б) электростанций, напрямую соединенных с НЭС или соединенных через другие сети; (в) распределительных электросетевых компаний, соединенных напрямую с НЭС; и (г) крупных потребителей с подстанциями, соединенными напрямую с НЭС. НЭС состоит из высоковольтных линий электропередач и подстанций, которые обеспечивают трансграничный поток электроэнергии, доставляют электричество с электростанций и обеспечивают связь между региональными электросетевыми компаниями и крупными потребителями.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. KEGOC являлся материнской компанией дочерней организации АО «Энергоинформ» (далее вместе именуемых – «Группа»). АО «Энергоинформ» занимается информационным обеспечением деятельности Компании.

Деятельность Группы регулируется Законом Республики Казахстан от 9 июля 1998 г. № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках», поскольку она является естественным монополистом в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства-потребления электрической энергии. Согласно Закону, тарифы Группы на услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства-потребления электрической энергии утверждаются Агентством по регулированию естественных монополий (далее – «Агентство»).

Головной офис Компании расположен по адресу: Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Бейбитшилик, 37.

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность была утверждена к выпуску Председателем Правления и Главным бухгалтером Компании 28 февраля 2013 года.

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ

Консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО») в редакции утвержденной Советом по Международным стандартам финансовой отчетности («Совет по МСФО»).

Данная консолидированная финансовая отчётность была подготовлена в соответствии с принципом оценки по первоначальной стоимости, если иное не указано в учетной политике и примечаниях к настоящей консолидированной финансовой отчетности. Консолидированная финансовая отчетность представлена в Тенге, а все суммы округлены до целых тысяч, кроме случаев, где указано иное.

Основа консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает финансовую отчетность Компании и ее дочерней организации по состоянию на 31 декабря 2012 года.

Дочерние организации полностью консолидируются Группой с даты приобретения, представляющей собой дату получения Группой контроля над дочерней организацией, и продолжают консолидироваться до даты потери такого контроля. Финансовые отчетности дочерних организаций подготовлены за тот же отчетный период, что и отчетность материнской компании на основе последовательного применения учетной политики для всех компаний Группы. Все внутригрупповые остатки, операции, нереализованные доходы и расходы, возникающие в результате осуществления операций внутри Группы, и дивиденды полностью исключены.

Общий совокупный доход дочерней компании относится на неконтрольную долю участия даже в том случае, если это приводит к отрицательному сальдо.

2. ОСНОВЫ ПОДГОТОВКИ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЁТНОСТИ (продолжение)

Основа консолидации (продолжение)

Изменение доли участия в дочерней компании без потери контроля учитывается как операция с капиталом. Если Группа утрачивает контроль над дочерней компанией, она:

- Прекращает признание активов и обязательства дочерней компании (в том числе относящегося к ней гудвила)
- Прекращает признание балансовой стоимости неконтрольной доли участия
- Прекращает признание накопленных курсовых разниц, отраженных в капитале
- Признает справедливую стоимость полученного вознаграждения
- Признает справедливую стоимость оставшейся инвестиции
- Признает образовавшийся в результате операции излишек или дефицит в составе прибыли или убытка
- Переклассифицирует долю материнской компании в компонентах, ранее признанных в составе прочего совокупного дохода, в состав прибыли или убытка или нераспределенной прибыли в соответствии с конкретными требованиями.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Принципы учета, принятые при составлении консолидированной финансовой отчетности, соответствуют принципам, применявшимся при составлении годовой финансовой отчетности Группы за год, завершившийся 31 декабря 2011 г, за исключением принятых на 1 января 2012 г. новых стандартов и интерпретаций, отмеченных ниже:

Поправка к МСФО 12 *«Налог на прибыль» - «Отложенные налоги - Возмещение активов, лежащих в основе отложенных налогов»*

В поправке разъясняется механизм определения отложенного налога в отношении инвестиционной недвижимости, переоцениваемой по справедливой стоимости. В рамках поправки вводится опровержимое допущение о том, что отложенный налог в отношении инвестиционной недвижимости, для оценки которой используется модель справедливой стоимости согласно МСФО 40, должен определяться на основе допущения о том, что ее балансовая стоимость будет возмещена посредством продажи. Кроме того, в поправке введено требование о необходимости расчета отложенного налога по неамортизируемым активам, оцениваемым согласно модели переоценки в МСФО 16, только на основе допущения о продаже актива. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2012 г. или после этой даты и не оказала влияния на финансовое положение, финансовые результаты или раскрываемую Группой информацию, так как Группа не имеет инвестиционную недвижимость и основные средства, учитываемые по справедливой стоимости.

Поправка к МСФО 7 *«Финансовые инструменты: раскрытие информации» - «Усовершенствованные требования в отношении раскрытия информации о прекращении признания»*

Поправка требует раскрытия дополнительной информации о финансовых активах, которые были переданы, но признание которых не было прекращено, чтобы дать возможность пользователям финансовой отчетности Группы понять характер взаимосвязи тех активов, признание которых не было прекращено, и соответствующих им обязательств. Кроме того, с целью предоставить пользователям финансовой отчетности возможности оценить характер продолжающегося участия компании в таких активах и риски, связанные с ним, поправкой предусматривается раскрытие информации о продолжающемся участии в активах, признание которых было прекращено. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 г. или после этой даты. У Группы отсутствуют активы с подобными характеристиками, поэтому поправка не оказала влияния на презентацию ее финансовой отчетности.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Поправка к МСФО 1 *«Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности» - «Значительная гиперинфляция и отмена фиксированных дат для компаний, впервые применяющих МСФО»*

Совет по МСФО разъяснил, каким образом компания должна возобновить представление финансовой отчетности согласно МСФО, после того, как ее функциональная валюта перестает быть подверженной гиперинфляции. Поправка применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2011 г. или после этой даты. Поправка не оказала влияния на Группу.

Операции в иностранной валюте

Консолидированная финансовая отчетность Группы представлена в тенге. Тенге также является функциональной валютой Группы. Каждая компания Группы определяет собственную функциональную валюту, и статьи, включенные в финансовую отчетность каждой компании, оцениваются в этой функциональной валюте.

Операции в иностранной валюте первоначально учитываются компаниями Группы в их функциональной валюте по спот-курсу, действующему на дату, когда операция удовлетворяет критериям признания.

Монетарные активы и обязательства, выраженные в иностранной валюте, пересчитываются по спот-курсу функциональной валюты, действующему на отчетную дату.

Все курсовые разницы, возникающие при погашении или пересчете монетарных статей, включаются в отчет о совокупном доходе, за исключением монетарных статей, обеспечивающих хеджирование чистой инвестиции Группы в зарубежное подразделение. Они отражаются в составе прочего совокупного дохода до момента выбытия чистой инвестиции, когда они признаются в отчете о совокупном доходе. Налоговые расходы и доходы от возмещения налогов по курсовым разницам, возникающим по указанным монетарным статьям, также учитываются в прочем совокупном доходе.

Немонетарные статьи, которые оцениваются на основе исторической стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату совершения первоначальных сделок.

Немонетарные статьи, которые оцениваются по справедливой стоимости в иностранной валюте, пересчитываются по курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости. Доходы или расходы, возникающие при пересчете немонетарных статей, учитываются в соответствии с принципами признания доходов или расходов в результате изменения справедливой стоимости статьи (т.е. курсовые разницы по статьям, доходы или расходы от изменения справедливой стоимости которых признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, также признаются в составе прочего совокупного дохода или прибыли или убытка, соответственно).

Обменные курсы иностранных валют, в которых Группа проводила существенные сделки, представлены следующим образом:

Обменный курс на конец периода (к тенге)	**31 декабря 2012 года**	**31 декабря 2011 года**
1 доллар США	150,74	148,40
1 евро	199,22	191,72
1 Российский рубль	4,96	4,61

Средний обменный курс за год (к тенге)	**2012 год**	**2011 год**
1 доллар США	149,11	146,62
1 евро	191,71	204,11
1 Российский рубль	4,80	5,00

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Основные средства

Оборудование учитывается по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и/или накопленных убытков от обесценения в случае их наличия. Такая стоимость включает стоимость замены частей оборудования и затраты по займам в случае долгосрочных строительных проектов, если выполняются критерии их капитализации. При необходимости замены значительных компонентов основных средств через определенные промежутки времени Группа признает подобные компоненты в качестве отдельных активов с соответствующими им индивидуальными сроками полезного использования и амортизирует их соответствующим образом. Аналогичным образом, при проведении основного технического осмотра, затраты, связанные с ним, признаются в балансовой стоимости основных средств как замена оборудования, если выполняются все критерии признания. Все прочие затраты на ремонт и техническое обслуживание признаются в отчете о совокупном доходе в момент понесения. Приведенная стоимость ожидаемых затрат по выводу актива из эксплуатации после его использования включается в первоначальную стоимость соответствующего актива, если выполняются критерии признания резерва под будущие затраты.

Амортизация рассчитывается линейным методом в течение оценочного срока полезного использования активов следующим образом:

Здания и сооружения:	
Здания	60 лет
Сооружения	30 лет
Легкомонтируемые сооружения	10 лет
Машины и передаточное оборудование:	
Линии электропередачи	50 лет
Прочее передаточное оборудование	20 лет
Оборудование подстанций	12-30 лет
Прочие машины и оборудование	3-25 лет
Транспорт и прочие основные средства:	
Транспортные средства	11 лет
Прочие основные средства	3-15 лет
Офисное оборудование и вычислительная техника:	
Компьютеры и прочее оборудование по обработке данных	4-10 лет
Предметы интерьера и хозяйственного назначения	7 лет

Прекращение признания ранее признанных основных средств или их значительного компонента происходит при их выбытии или в случае, если в будущем не ожидается получения экономических выгод от использования или выбытия данного актива. Доход или расход, возникающие в результате прекращения признания актива (рассчитанные как разница между чистыми поступлениями от выбытия и балансовой стоимостью актива), включаются в отчет о совокупном доходе за тот отчетный год, в котором признание актива было прекращено.

Ликвидационная стоимость, срок полезного использования и методы амортизации активов анализируются в конце каждого годового отчетного периода и при необходимости корректируются.

Нематериальные активы

Нематериальные активы при первоначальном признании оцениваются по первоначальной стоимости. После первоначального признания нематериальные активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Нематериальные активы, произведенные внутри компании, за исключением капитализированных затрат на разработку продуктов, не капитализируются, и соответствующий расход отражается в отчете о совокупном доходе в отчетный год, в котором он возник.

Нематериальные активы Группы включают, главным образом, компьютерное программное обеспечение и лицензии. Нематериальные активы амортизируются линейным методом в течении оценочного срока полезного использования активов от 5 до 15 лет.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Затраты на исследования и разработки

Затраты на исследования относятся на расходы по мере их возникновения. Нематериальный актив, возникающий в результате затрат на разработку конкретного продукта, признается тогда, когда Группа может продемонстрировать следующее:

- техническую осуществимость создания нематериального актива, так, чтобы он был доступен для использования или продажи;
- свое намерение создать нематериальный актив и использовать или продать его;
- то, как нематериальный актив будет создавать будущие экономические выгоды;
- наличие достаточных ресурсов для завершения разработки;
- способность надежно оценить затраты, относящиеся к нематериальному активу, в ходе его разработки.

После первоначального признания затрат на разработку в качестве актива активы учитываются по первоначальной стоимости за вычетом накопленной амортизации и накопленных убытков от обесценения. Амортизация актива начинается после окончания разработки, когда актив уже готов к использованию. Амортизация производится в течение предполагаемого периода получения будущих экономических выгод. Амортизация отражается в составе себестоимости. В течение периода разработки актив ежегодно тестируется на предмет обесценения.

Обесценение нефинансовых активов

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки имеют место, или если требуется проведение ежегодной проверки актива на обесценение, Группа производит оценку возмещаемой стоимости актива. Возмещаемая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки (ПГДП) – это наибольшая из следующих величин: справедливая стоимость актива (ПГДП), за вычетом затрат на продажу, и ценность от использования актива (ПГДП). Возмещаемая стоимость определяется для отдельного актива, за исключением случаев, когда актив генерирует притоки денежных средств, которые, в основном, независимы от притоков, генерируемых другими активами или группами активов. Если балансовая стоимость актива или подразделения, генерирующего денежные потоки, превышает его возмещаемую стоимость, актив считается обесцененным и списывается до возмещаемой стоимости.

При оценке ценности от использования будущие денежные потоки дисконтируются по ставке дисконтирования до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и риски, присущие активу. При определении справедливой стоимости за вычетом затрат на продажу применяется соответствующая модель оценки. Эти расчеты подтверждаются оценочными коэффициентами или прочими доступными показателями справедливой стоимости.

Группа определяет сумму обесценения, исходя из подробных планов и прогнозных расчетов, которые подготавливаются отдельно для каждого ПГДП Группы, к которому относятся отдельные активы. Эти планы и прогнозные расчеты, как правило, составляются на пять лет. Для более длительных периодов рассчитываются долгосрочные темпы роста, которые применяются в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков после пятого года.

Убытки от обесценения продолжающейся деятельности признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в составе тех категорий расходов, которые соответствуют функции обесцененного актива.

На каждую отчетную дату Группа определяет, имеются ли признаки того, что ранее признанные убытки от обесценения актива, за исключением гудвила, больше не существуют или сократились. Если такой признак имеется, Группа рассчитывает возмещаемую стоимость актива или ПГДП. Ранее признанные убытки от обесценения восстанавливаются только в том случае, если имело место изменение в оценке, которая использовалась для определения возмещаемой стоимости актива, со времени последнего признания убытка от обесценения. Восстановление ограничено таким образом, что балансовая стоимость актива не превышает его возмещаемой стоимости, а также не может превышать балансовую стоимость, за вычетом амортизации, по которой данный актив признавался бы в случае, если в предыдущие годы не был бы признан убыток от обесценения. Такое восстановление стоимости признается в отчете о совокупном доходе.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Инвестиции в ассоциированную компанию

Инвестиции Группы в ее ассоциированную компанию учитываются по методу долевого участия. Ассоциированная компания – это компания, на которую Группа оказывает существенное влияние.

В соответствии с методом долевого участия инвестиции в ассоциированную компанию учитываются в отчете о финансовом положении по первоначальной стоимости плюс изменения, возникшие после приобретения в доле чистых активов ассоциированной компании, принадлежащей Группе. Гудвил, относящийся к ассоциированной компании, включается в балансовую стоимость инвестиции и не амортизируется, а также не подвергается отдельной проверке на предмет обесценения.

Отчет о совокупном доходе отражает долю Группы в финансовых результатах деятельности ассоциированной компании. Если имело место изменение, непосредственно признанное в капитале ассоциированной компании, Группа признает свою долю такого изменения и раскрывает этот факт, когда это применимо, в отчете об изменениях в капитале. Нереализованные прибыли и убытки, возникающие по операциям Группы с ассоциированной компанией, исключены в той степени, в которой Группа имеет долю участия в ассоциированной компании.

Доля Группы в прибыли ассоциированной компании представлена непосредственно в отчете о совокупном доходе. Она представляет собой прибыль, приходящуюся на акционеров ассоциированной компании, и поэтому определяется как прибыль после учета налогообложения и неконтрольной доли участия в дочерних компаниях ассоциированной компании. Финансовая отчетность ассоциированной компании составляется за тот же отчетный период, что и финансовая отчетность Группы. В случае необходимости в нее вносятся корректировки с целью приведения учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

После применения метода долевого участия Группа определяет необходимость признания дополнительного убытка от обесценения по своей инвестиции в ассоциированную компанию. На каждую отчетную дату Группа устанавливает наличие объективных свидетельств обесценения инвестиций в ассоциированную компанию. В случае наличия таких свидетельств, Группа рассчитывает сумму обесценения как разницу между возмещаемой стоимостью ассоциированной компании и ее балансовой стоимостью, и признает эту сумму в отчете о прибылях и убытках по статье «Доля в прибыли ассоциированной компании».

В случае потери существенного влияния над ассоциированной компанией Группа оценивает и признает оставшиеся инвестиции по справедливой стоимости. Разница между балансовой стоимостью ассоциированной компании на момент потери существенного влияния и справедливой стоимостью оставшихся инвестиций и поступлениями от выбытия признается в составе прибыли или убытка.

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка

Финансовые активы

Первоначальное признание и оценка

Финансовые активы Группы включают денежные средства, краткосрочные и долгосрочные депозиты, торговую и прочую дебиторскую задолженность, котируемые и не котируемые финансовые инструменты.

Финансовые активы, находящиеся в сфере действия МСФО39, классифицируются соответственно как финансовые активы, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток; займы и дебиторская задолженность; инвестиции, удерживаемые до погашения; финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи; производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые активы при их первоначальном признании.

Финансовые активы первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае инвестиций, не переоцениваемых по справедливой стоимости через прибыль либо убыток, на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Все сделки по покупке или продаже финансовых активов, требующие поставку активов в срок, устанавливаемый законодательством или правилами, принятыми на определенном рынке (торговля на «стандартных условиях») признаются на дату заключения сделки, то есть на дату, когда Группа принимает на себя обязательство купить или продать актив.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых активов следующим образом зависит от их классификации:

Займы и дебиторская задолженность

Займы и дебиторская задолженность представляют собой непроизводные финансовые активы с установленными или определяемыми выплатами, которые не котируются на активном рынке. После первоначального признания финансовые активы такого рода оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения. Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация на основе использования эффективной процентной ставки включается в состав финансовых доходов в отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчете о совокупном доходе в составе затрат по финансированию в случае займов и в составе прочих операционных расходов в случае дебиторской задолженности.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми платежами и фиксированным сроком погашения классифицируются как инвестиции, удерживаемые до погашения, когда Группа твердо намерена и способна удерживать их до срока погашения. После первоначальной оценки инвестиции, удерживаемые до погашения, оцениваются по амортизированной стоимости, определяемой с использованием метода эффективной процентной ставки, за вычетом убытков от обесценения.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Расходы, обусловленные обесценением, признаются в отчете о совокупном доходе в составе затрат по финансированию. Группа не имела инвестиций, удерживаемых до погашения за годы, закончившиеся 31 декабря 2012 и 2011 гг.

Финансовые инвестиции, имеющиеся для продажи

Имеющиеся в наличии для продажи финансовые инвестиции включают в себя долевые и долговые ценные бумаги. Долевые инвестиции, классифицированные в качестве имеющихся в наличии для продажи, - это такие инвестиции, которые не были классифицированы ни как предназначенные для торговли, ни как переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток. Долговые ценные бумаги в данной категории – это такие ценные бумаги, которые компания намеревается удерживать в течение неопределенного периода времени и которые могут быть проданы для целей обеспечения ликвидности или в ответ на изменение рыночных условий.

После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе резервов вплоть до момента прекращения признания инвестиции, в который накопленные доходы или расходы признаются в составе прочего операционного дохода, либо до момента, когда инвестиция считается обесцененной, в который накопленные расходы переклассифицируются из резервов в состав прибыли или убытка, и признаются в качестве затрат по финансированию. Проценты, полученные в период удержания финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, отражаются в качестве процентных доходов по методу эффективной процентной ставки.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся для продажи (продолжение)

Группа оценивает свои финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи, на предмет справедливости допущения о возможности и наличии намерения продать их в ближайшем будущем. Если в редких случаях Группа не в состоянии осуществлять торговлю данными активами ввиду отсутствия активных рынков для них и намерения руководства относительно их продажи в ближайшем будущем изменились, Группа может принять решение о переклассификации таких финансовых активов. Переклассификация в категорию займов и дебиторской задолженности разрешается в том случае, если финансовый актив удовлетворяет определению займов и дебиторской задолженности, и при этом Группа имеет возможность и намеревается удерживать данные активы в обозримом будущем или до погашения. Переклассификация в категорию инструментов, удерживаемых до погашения, разрешается только в том случае, если Группа имеет возможность и намеревается удерживать финансовый актив до погашения.

В случае финансовых активов, переклассифицированных из состава категории «имеющиеся в наличии для продажи», справедливая стоимость на дату переклассификации становится новой амортизируемой стоимостью, а связанные с ними доходы или расходы, ранее признанные в составе капитала, амортизируются в составе прибыли или убытка на протяжении оставшегося срока инвестиций с применением эффективной процентной ставки. Разница между новой оценкой амортизированной стоимости и ожидаемыми денежными потоками также амортизируется на протяжении оставшегося срока использования актива с применением эффективной процентной ставки. Если впоследствии устанавливается, что актив обесценился, сумма, отраженная в капитале, переклассифицируется в отчет о совокупном доходе.

Прекращение признания

Финансовый актив (или, где применимо – часть финансового актива или часть группы аналогичных финансовых активов) прекращает признаваться на балансе, если:

- срок действия прав на получение денежных потоков от актива истек;
- Группа передала свои права на получение денежных потоков от актива либо взяла на себя обязательство по выплате третьей стороне получаемых денежных потоков в полном объеме и без существенной задержки по «транзитному» соглашению; и либо (а) Группа передала практически все риски и выгоды от актива, либо (б) Группа не передала, но и не сохраняет за собой, практически все риски и выгоды от актива, но передала контроль над данным активом.

Если Группа передала все свои права на получение денежных потоков от актива, либо заключила транзитное соглашение, она оценивает, сохранила ли она риски и выгоды, связанные с правом собственности, и если да, то в каком объеме. Если Группа не передала, но и не сохранила за собой практически все риски и выгоды от актива, а также не передала контроль над активом, новый актив признается в той степени, в которой Группа продолжает свое участие в переданном активе. В этом случае Группа также признает соответствующее обязательство. Переданный актив и соответствующее обязательство оцениваются на основе, которая отражает права и обязательства, сохраненные Группой.

Продолжающееся участие, которое принимает форму гарантии по переданному активу, признается по наименьшей из следующих величин: первоначальной балансовой стоимости актива или максимальной суммы, выплата которой может быть потребована от Группы.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Обесценение финансовых активов

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие объективных признаков обесценения финансового актива или группы финансовых активов. Финансовый актив или группа финансовых активов считаются обесцененными тогда и только тогда, когда существует объективное свидетельство обесценения в результате одного или более событий, произошедших после первоначального признания актива (наступление «случая понесения убытка»), которые оказали поддающееся надежной оценке влияние на ожидаемые будущие денежные потоки по финансовому активу или группе финансовых активов. Свидетельства обесценения могут включать в себя указания на то, что должник или группа должников испытывают существенные финансовые затруднения, не могут обслуживать свою задолженность или неисправно осуществляют выплату процентов или основной суммы задолженности, а также вероятность того, что ими будет проведена процедура банкротства или финансовой реорганизации иного рода. Кроме того, к таким свидетельствам относятся наблюдаемые данные, указывающие на наличие поддающегося оценке снижения ожидаемых будущих денежных потоков по финансовому инструменту, в частности, такие как изменение объемов просроченной задолженности или экономических условий, находящихся в определенной взаимосвязи с отказами от исполнения обязательств по выплате долгов.

Финансовые активы, учитываемые по амортизированной стоимости

В отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости, Группа сначала проводит оценку существования объективных свидетельств обесценения индивидуально значимых финансовых активов, либо совокупно по финансовым активам, не являющимся индивидуально значимыми. Если Группа определяет, что объективные свидетельства обесценения индивидуально оцениваемого финансового актива отсутствуют, вне зависимости от его значимости, она включает данный актив в группу финансовых активов с аналогичными характеристиками кредитного риска, а затем рассматривает данные активы на предмет обесценения на совокупной основе. Активы, отдельно оцениваемые на предмет обесценения, по которым признается либо продолжает признаваться убыток от обесценения, не включаются в совокупную оценку на предмет обесценения.

При наличии объективного свидетельства понесения убытка от обесценения сумма убытка оценивается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью ожидаемых будущих денежных потоков (без учета будущих ожидаемых кредитных убытков, которые еще не были понесены). Приведенная стоимость расчетных будущих денежных потоков дисконтируется по первоначальной эффективной процентной ставке по финансовому активу. Если процентная ставка по займу является переменной, ставка дисконтирования для оценки убытка от обесценения представляет собой текущую эффективную ставку процента.

Балансовая стоимость актива снижается посредством использования счета резерва, а сумма убытка признается в отчете о совокупном доходе. Начисление процентного дохода по сниженной балансовой стоимости продолжается, основываясь на процентной ставке, используемой для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Займы вместе с соответствующими резервами списываются с баланса, если отсутствует реалистичная перспектива их возмещения в будущем, а все доступное обеспечение было реализовано либо передано Группе. Если в течение следующего года сумма расчетного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается ввиду какого-либо события, произошедшего после признания обесценения, сумма ранее признанного убытка от обесценения увеличивается либо уменьшается посредством корректировки счета резерва. Если предыдущее списание стоимости финансового инструмента впоследствии восстанавливается, сумма восстановления признается как уменьшение затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые активы (продолжение)

Финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи

В отношении финансовых инвестиций, имеющихся в наличии для продажи, Группа на каждую отчетную дату оценивает существование объективных свидетельств того, что инвестиция или группа инвестиций подверглись обесценению.

В случае инвестиций в долевые инструменты, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, объективные свидетельства будут включать значительное или продолжительное снижение справедливой стоимости инвестиций ниже уровня их первоначальной стоимости. «Значительность» оценивается в сравнении с первоначальной стоимостью инвестиций, а «продолжительность» - в сравнении с периодом, в течение которого справедливая стоимость была меньше первоначальной стоимости. При наличии свидетельств обесценения сумма совокупного убытка, оцененная как разница между стоимостью приобретения и текущей справедливой стоимостью, за вычетом ранее признанного в отчете о прибылях и убытках убытка от обесценения по данным инвестициям исключается из прочего совокупного дохода и признается в отчете о прибылях и убытках. Убытки от обесценения по инвестициям в долевые инструменты не восстанавливаются через прибыль или убыток; увеличение их справедливой стоимости после обесценения признается непосредственно в составе прочего совокупного дохода.

В случае долговых инструментов, классифицированных как имеющиеся в наличии для продажи, обесценение оценивается на основе тех же критериев, которые применяются в отношении финансовых активов, учитываемых по амортизированной стоимости. Однако сумма отраженного убытка от обесценения представляет собой накопленный убыток, оцененный как разница между амортизированной стоимостью и текущей справедливой стоимостью, за вычетом убытка от обесценения по данным инвестициям, ранее признанного в отчете о совокупном доходе.

Начисление процентов в отношении уменьшенной балансовой стоимости актива продолжается по процентной ставке, использованной для дисконтирования будущих денежных потоков с целью оценки убытка от обесценения. Процентные доходы отражаются в составе доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе. Если в течение следующего года справедливая стоимость долгового инструмента возрастает, и данный рост можно объективно связать с событием, произошедшим после признания убытка от обесценения в отчете о совокупном доходе, убыток от обесценения восстанавливается через отчет о совокупном доходе.

Финансовые обязательства

Первоначальное признание и оценка

Финансовые обязательства, находящиеся в сфере действия МСФО 39, классифицируются соответственно как финансовые обязательства, переоцениваемые по справедливой стоимости через прибыль или убыток, кредиты и заимствования, или производные инструменты, определенные в качестве инструментов хеджирования при эффективном хеджировании. Группа классифицирует свои финансовые обязательства при их первоначальном признании.

Финансовые обязательства первоначально признаются по справедливой стоимости, увеличенной в случае займов и кредитов на непосредственно связанные с ними затраты по сделке.

Финансовые обязательства Группы включают торговую и прочую кредиторскую задолженность, кредиты и займы.

Последующая оценка

Последующая оценка финансовых обязательств зависит от их классификации следующим образом:

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Финансовые инструменты - первоначальное признание и последующая оценка (продолжение)

Финансовые обязательства (продолжение)

Кредиты и займы

После первоначального признания процентные кредиты и займы оцениваются по амортизированной стоимости с использованием метода эффективной процентной ставки. Доходы и расходы по таким финансовым обязательствам признаются в отчете о совокупном доходе при прекращении их признания, а также по мере начисления амортизации с использованием эффективной процентной ставки.

Амортизированная стоимость рассчитывается с учетом дисконтов или премий при приобретении, а также комиссионных или затрат, которые являются неотъемлемой частью эффективной процентной ставки. Амортизация эффективной процентной ставки включается в состав затрат по финансированию в отчете о совокупном доходе.

Торговая и прочая дебиторская задолженность

Торговая и прочая кредиторская задолженность первоначально отражается по справедливой стоимости, и в последующем оценивается по амортизированной стоимости с использованием эффективной процентной ставки.

Прекращение признания

Признание финансового обязательства в консолидированном отчете о финансовом положении прекращается, если обязательство погашено, аннулировано, или срок его действия истек.

Если имеющееся финансовое обязательство заменяется другим обязательством перед тем же кредитором, на существенно отличающихся условиях, или если условия имеющегося обязательства значительно изменены, такая замена или изменения учитываются как прекращение признания первоначального обязательства и начало признания нового обязательства, а разница в их балансовой стоимости признается в отчете о совокупном доходе.

Взаимозачет финансовых инструментов

Финансовые активы и финансовые обязательства подлежат взаимозачету, а нетто-сумма представлению в консолидированном отчете о финансовом положении тогда и только тогда, когда имеется осуществимое в настоящий момент юридическое право на взаимозачет признанных сумм и когда имеется намерение произвести расчет на нетто-основе, либо реализовать активы и одновременно с этим погасить обязательства.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Справедливая стоимость финансовых инструментов, торговля которыми осуществляется на активных рынках на каждую отчетную дату, определяется исходя из рыночных котировок или котировок дилеров (котировки на покупку для длинных позиций и котировки на продажу для коротких позиций), без вычета затрат по сделке.

Для финансовых инструментов, торговля которыми не осуществляется на активном рынке, справедливая стоимость определяется путем применения соответствующих методик оценки. Такие методики могут включать:

- использование цен недавно проведенных на коммерческой основе сделок;
- использование текущей справедливой стоимости аналогичных инструментов;
- анализ дисконтированных денежных потоков, либо другие модели оценки.

Анализ справедливой стоимости финансовых инструментов и дополнительная информация о методах ее определения приводится в Примечании 26.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Запасы

Запасы оцениваются по наименьшей из двух величин: стоимости приобретения и чистой стоимости реализации.

Затраты, понесенные при доставке каждого продукта до места назначения и приведении его в надлежащее состояние, учитываются следующим образом:

Сырье и материалы: затраты на покупку по методу ФИФО;

Чистая стоимость реализации определяется как предполагаемая цена продажи в ходе обычной деятельности, за вычетом предполагаемых расходов на завершение производства и оцененных затрат на продажу.

Денежные средства и краткосрочные депозиты

Денежные средства и краткосрочные депозиты в отчете о финансовом положении включают денежные средства в банках и в кассе, и краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения трёх месяцев или менее.

Для целей консолидированного отчета о движении денежных средств, денежные средства и их эквиваленты состоят из денежных средств и краткосрочных депозитов, согласно определению выше, за вычетом непогашенных банковских овердрафтов.

Денежные средства, ограниченные в использовании

В соответствии с кредитными соглашениями по финансированию проектов, подписанными с Международным Банком Реконструкции и Развития («МБРР») и Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР»), Группа открыла банковские счета, необходимые для обслуживания долга. Денежные средства, отраженные на этих банковских счетах, могут быть использованы исключительно для осуществления плановых платежей по процентам и основному долгу. Если денежные средства каким-либо образом ограничены в использовании в период до двенадцати месяцев с отчетной даты, такие денежные средства классифицируются как краткосрочные активы и соответствующим образом раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности. Если денежные средства ограничены в использовании в период более двенадцати месяцев с отчетной даты, такие денежные средства отражаются в составе долгосрочных активов.

Резервы

Резервы признаются, если Группа имеет текущее обязательство (юридическое или вытекающее из практики), возникшее в результате прошлого события, отток экономических выгод, который потребуется для погашения этого обязательства, является вероятным, и может быть получена надежная оценка суммы такого обязательства. Если Группа предполагает получить возмещение некоторой части или всех резервов, например, по договору страхования, возмещение признается как отдельный актив, но только в том случае, когда получение возмещения не подлежит сомнению. Расход, относящийся к резерву, отражается в отчете о совокупном доходе за вычетом возмещения.

Признание выручки

Выручка признается в том случае, если получение экономических выгод Группой оценивается как вероятное, и если выручка может быть надежно оценена, вне зависимости от времени осуществления платежа. Выручка оценивается по справедливой стоимости полученного или подлежащего получению вознаграждения с учетом определенных в договоре условий платежа и за вычетом налогов или пошлин. Группа анализирует заключаемые ею договоры, предусматривающие получение выручки, в соответствии с определенными критериями с целью определения того, выступает ли она в качестве принципала или агента. Группа пришла к выводу, что она выступает в качестве принципала по всем таким договорам. Для признания выручки также должны выполняться следующие критерии:

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

ПРИЗНАНИЕ ВЫРУЧКИ (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

Предоставление услуг

Доходы от предоставленных услуг признаются по мере оказания услуг.

Группа получает доход от оказания услуг по передаче электроэнергии от производителей до оптовых и крупных потребителей, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства и потребления электрической энергии, а также услуг по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств и прочих услуг.

Предоставление услуг (продолжение)

Тарифы для начисления дохода по услугам по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства потребления электрической энергии утверждаются Агентством.

Доходы по услугам по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств, признаются в соответствии с условиями договоров, заключенных на основании Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации «О мерах по обеспечению параллельной работы Единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации».

Процентный доход

По всем финансовым инструментам, оцениваемым по амортизированной стоимости, и процентным финансовым активам, классифицированным в качестве имеющихся в наличии для продажи, процентный доход или расход признаются с использованием метода эффективной процентной ставки, который точно дисконтирует ожидаемые будущие выплаты или поступления денежных средств на протяжении предполагаемого срока использования финансового инструмента или, если это уместно, менее продолжительного периода до чистой балансовой стоимости финансового актива или обязательства. Процентный доход включается в состав доходов от финансирования в отчете о совокупном доходе.

Затраты по займам

Затраты по займам, непосредственно связанные с приобретением, строительством или производством актива, который обязательно требует продолжительного периода времени для его подготовки к использованию в соответствии с намерениями Группы или к продаже, капитализируются как часть первоначальной стоимости такого актива. Все прочие затраты по займам относятся на расходы в том отчетном периоде, в котором они были понесены. Затраты по займам включают в себя выплату процентов и прочие затраты, понесенные компанией в связи с заемными средствами.

Аренда

Определение того, является ли сделка арендой, либо содержит ли она признаки аренды, основано на анализе содержания сделки на дату начала действия договора. В рамках такого анализа требуется установить, зависит ли выполнение договора от использования конкретного актива или активов, и переходит ли право пользования активом или активами в результате данной сделки.

Группа в качестве арендатора

Финансовая аренда, по которой к Группе переходят практически все риски и выгоды, связанные с владением арендованным активом, капитализируется на дату начала срока аренды по справедливой стоимости арендованного имущества, или, если эта сумма меньше, - по дисконтированной стоимости минимальных арендных платежей. Арендные платежи распределяются между затратами по финансированию и уменьшением основной суммы обязательства по аренде таким образом, чтобы получилась постоянная ставка процента на непогашенную сумму обязательства. Затраты по финансированию отражаются непосредственно в отчете о прибылях и убытках.

Арендованный актив амортизируется в течение периода полезного использования актива. Однако если отсутствует обоснованная уверенность в том, что к Группе перейдет право собственности на актив в конце срока аренды, актив амортизируется в течение более короткого из следующих периодов: расчетный срок полезного использования актива и срок аренды.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Аренда (продолжение)

Группа в качестве арендатора (продолжение)

Платежи по операционной аренде признаются как расход в отчете о прибылях и убытках равномерно на протяжении всего срока аренды.

Пенсионные обязательства

В соответствии с законодательством Республики Казахстан, Группа осуществляет платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 130.793 тенге в месяц (2011 г.: 119.992 тенге) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по оплате труда совместно с прочими отчислениями, связанными с оплатой труда в консолидированном отчете о совокупном доходе, в момент их возникновения. Группа не имеет каких-либо других обязательств по пенсионным платежам.

Текущий налог на прибыль

Налоговые активы и обязательства по текущему налогу на прибыль за текущий период и предыдущие периоды оцениваются по сумме, предполагаемой к возмещению от налоговых органов или к уплате налоговым органам. Налоговые ставки и налоговое законодательство, применяемые для расчета данной суммы, - это ставки и законодательство, принятые или фактически принятые на отчетную дату в странах, в которых Группа осуществляет свою деятельность и получает налогооблагаемый доход.

Текущий налог на прибыль, относящийся к статьям, признанным непосредственно в капитале, признается в составе капитала, а не в отчете о совокупном доходе. Руководство Группы периодически осуществляет оценку позиций, отраженных в налоговых декларациях, в отношении которых соответствующее налоговое законодательство может быть по-разному интерпретировано, и по мере необходимости создает резервы.

Отсроченный налог

Отсроченный налог рассчитывается по методу обязательств путем определения временных разниц между налоговой базой активов и обязательств и их балансовой стоимостью для целей финансовой отчетности на отчетную дату.

Отсроченные налоговые обязательства признаются по всем налогооблагаемым временным разницам, кроме случаев, когда:

- отсроченное налоговое обязательство возникает в результате первоначального признания гудвила, актива или обязательства, в ходе сделки, не являющейся объединением бизнеса, и на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении налогооблагаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, если можно контролировать распределение во времени уменьшения временной разницы, и существует значительная вероятность того, что временная разница не будет уменьшена в обозримом будущем.

Отсроченные налоговые активы признаются по всем вычитаемым временным разницам, неиспользованным налоговым льготам и неиспользованным налоговым убыткам, в той степени, в которой существует значительная вероятность того, что будет существовать налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть зачтены вычитаемые временные разницы, неиспользованные налоговые льготы и неиспользованные налоговые убытки, кроме случаев, когда:

- отсроченный налоговый актив, относящийся к вычитаемой временной разнице, возникает в результате первоначального признания актива или обязательства, которое возникло не вследствие объединения бизнеса, и которое на момент совершения операции не влияет ни на бухгалтерскую прибыль, ни на налогооблагаемую прибыль или убыток;
- в отношении вычитаемых временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании, ассоциированные компании, а также с долями участия в совместной деятельности, отложенные налоговые активы признаются только в той степени, в которой есть значительная вероятность того, что временные разницы будут использованы в обозримом будущем, и будет иметь место налогооблагаемая прибыль, против которой могут быть использованы временные разницы.

3. СУЩЕСТВЕННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ (продолжение)

Отсроченный налог (продолжение)

Балансовая стоимость отсроченных налоговых активов пересматривается на каждую отчетную дату и снижается в той степени, в которой достижение достаточной налогооблагаемой прибыли, которая позволит использовать все или часть отсроченных налоговых активов, оценивается как маловероятное. Непризнанные отсроченные налоговые активы пересматриваются на каждую отчетную дату и признаются в той степени, в

которой появляется значительная вероятность того, что будущая налогооблагаемая прибыль позволит использовать отсроченные налоговые активы.

Отсроченные налоговые активы и обязательства оцениваются по налоговым ставкам, которые, как предполагается, будут применяться в том отчетном году, в котором актив будет реализован, а обязательство погашено, на основе налоговых ставок (и налогового законодательства), которые по состоянию на отчетную дату были приняты или фактически приняты.

Отсроченный налог, относящийся к статьям, признанным не в составе прибыли или убытка, также не признается в составе прибыли или убытка. Статьи отсроченных налогов признаются в соответствии с лежащими в их основе операциями либо в составе прочего совокупного дохода, либо непосредственно в капитале.

Отсроченные налоговые активы и отсроченные налоговые обязательства зачитываются друг против друга, если имеется юридически закрепленное право зачета текущих налоговых активов и обязательств, и отсроченные налоги относятся к одной и той же налогооблагаемой компании и налоговому органу.

Дивиденды

Дивиденды признаются как обязательства и вычитаются из суммы капитала на отчетную дату только в том случае, если они были объявлены до отчетной даты включительно. Дивиденды раскрываются в отчетности, если они были рекомендованы до отчетной даты, а также рекомендованы или объявлены после отчетной даты, но до даты утверждения консолидированной финансовой отчетности к выпуску.

Условные обязательства и условные активы

Условные обязательства не признаются в консолидированной финансовой отчетности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчетности, за исключением тех случаев, когда выбытие ресурсов в связи с их погашением является маловероятным.

Условные активы не признаются в консолидированной финансовой отчетности, при этом информация о них раскрывается в консолидированной финансовой отчетности в тех случаях, когда получение связанных с ними экономических выгод является вероятным.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ

Подготовка консолидированной финансовой отчетности Группы требует от ее руководства вынесения суждений и определения оценочных значений и допущений на конец отчетного периода, которые влияют на представляемые в отчетности суммы выручки, расходов, активов и обязательств, а также на раскрытие информации об условных обязательствах. Однако неопределенность в отношении этих допущений и оценочных значений может привести к результатам, которые могут потребовать в будущем существенных корректировок к балансовой стоимости актива или обязательства, в отношении которых принимаются подобные допущения и оценки.

Оценочные значения и допущения

Основные допущения о будущем и прочие основные источники неопределенности в оценках на отчетную дату, которые могут послужить причиной существенных корректировок балансовой стоимости активов и обязательств в течение следующего финансового года, рассматриваются ниже. Допущения и оценочные значения Группы основаны на исходных данных, которыми она располагала на момент подготовки консолидированной финансовой отчетности. Однако текущие обстоятельства и допущения относительно будущего могут изменяться ввиду рыночных изменений или неподконтрольных Группе обстоятельств. Такие изменения отражаются в допущениях по мере того, как они происходят.

4. СУЩЕСТВЕННЫЕ УЧЕТНЫЕ СУЖДЕНИЯ, ОЦЕНОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ И ДОПУЩЕНИЯ (продолжение)

Резерв по сомнительной дебиторской задолженности

Группа формирует резервы по сомнительной дебиторской задолженности. Значительные суждения используются при определении сомнительных долгов. При определении сомнительных долгов рассматривается историческое и ожидаемое поведение клиентов. Изменения в экономике или индивидуальные условия клиента могут потребовать корректировок резерва по сомнительной задолженности в данной промежуточной консолидированной финансовой отчетности. Более подробная информация приводится в Примечании 11.

Налоги

В отношении интерпретации сложного налогового законодательства, а также сумм и сроков получения будущего налогооблагаемого дохода существует неопределенность. С учетом значительного разнообразия международных операций Группы, а также долгосрочного характера и сложности имеющихся договорных отношений, разница, возникающая между фактическими результатами и принятыми допущениями, или будущие изменения таких допущений могут повлечь за собой будущие корректировки уже отраженных в отчетности сумм расходов или доходов по налогу на прибыль. Основываясь на обоснованных допущениях, Группа создает резервы под возможные последствия налогового аудита. Величина подобных резервов зависит от различных факторов, например, от результатов предыдущих аудитов и различных интерпретаций налогового законодательства компанией налогоплательщиком и соответствующим налоговым органом. Подобные различия в интерпретации могут возникнуть по большому количеству вопросов в зависимости от условий, преобладающих в стране, в которой зарегистрирована соответствующая компания Группы.

Поскольку Группа оценивает возникновение судебных разбирательств в связи с налоговым законодательством и последующий отток денежных средств как маловероятные, условное обязательство не признавалось.

Отложенные налоговые активы признаются по всем неиспользованным налоговым убыткам в той мере, в которой является вероятным получение налогооблагаемой прибыли, против которой могут быть зачтены налоговые убытки. Для определения суммы отложенных налоговых активов, которую можно признать в консолидированной финансовой отчетности, на основании вероятных сроков получения и величины будущей налогооблагаемой прибыли, а также стратегии налогового планирования, необходимо существенное суждение руководства.

Сроки полезной службы основных средств

Как указывается в Примечании 3, Группа рассматривает сроки полезной службы основных средств на конец каждого годового отчетного периода. Оценка срока полезного использования актива зависит от таких факторов как экономическое использование, программы по ремонту и обслуживанию, технологические улучшения и прочие деловые условия. Оценка руководством сроков полезной службы основных средств отражает соответствующую информацию, имеющуюся на дату данной консолидированной финансовой отчетности.

Справедливая стоимость финансовых инструментов

В случаях, когда справедливая стоимость финансовых инструментов и финансовых обязательств, признанных в консолидированном отчете о финансовом положении, не может быть определена на основании данных активных рынков, она определяется с использованием методов оценки, включая модель дисконтированных денежных потоков. В качестве исходных данных для этих моделей по возможности используется информация с наблюдаемых рынков, однако в тех случаях, когда это не представляется практически осуществимым, требуется определенная доля суждения для установления справедливой стоимости. Суждения включают учет таких исходных данных как риск ликвидности, кредитный риск и волатильность. Изменения в допущениях относительно данных факторов могут оказать влияние на справедливую стоимость финансовых инструментов, отраженную в консолидированной финансовой отчетности.

5. СТАНДАРТЫ, КОТОРЫЕ БЫЛИ ВЫПУЩЕНЫ, НО ЕЩЕ НЕ ВСТУПИЛИ В СИЛУ

Ниже приводятся стандарты и интерпретации, которые были выпущены, но еще не вступили в силу на дату выпуска консолидированной финансовой отчетности Группы. Группа намерена применить эти стандарты с даты их вступления в силу.

МСФО 1 «Представление статей прочего совокупного дохода» - Поправки к МСФО 1

Поправки к МСФО 1 изменяют группировку статей, представляемых в составе прочего совокупного дохода. Статьи, которые могут быть переклассифицированы в состав прибыли или убытка в определенный момент в будущем (например, чистый доход от хеджирования чистых инвестиций, курсовые разницы при пересчете отчетности зарубежных подразделений, чистое изменение хеджирования денежных потоков и чистые расходы или доходы по финансовым активам, имеющимся в наличии для продажи), должны представляться отдельно от статей, которые никогда не будут переклассифицированы (например, актуарные доходы и расходы по планам с установленными выплатами и переоценка земли и зданий). Поправка оказывает влияние исключительно на представление и не затрагивает финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправка вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 июля 2012 г. или после этой даты, и, следовательно, будет применена в первой финансовой отчетности Группы, составляемой после ее вступления в силу.

МСФО 19 «Вознаграждения работникам» (в новой редакции)

Совет по МСФО опубликовал несколько поправок к МСФО 19. Они варьируются от фундаментальных изменений (например, исключение механизма коридора и понятия ожидаемой доходности активов плана) до простых разъяснений и изменений формулировки. Новая редакция стандарта вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. Поправка не окажет влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

МСФО 28 «Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия» (в редакции 2011г.)

В результате опубликования МСФО 11 *«Соглашения о совместной деятельности»* и МСФО 12 *«Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»* МСФО 28 получил новое название МСФО 28 *«Инвестиции в ассоциированные компании и совместные предприятия»* и теперь описывает применение метода долевого участия не только в отношении инвестиций в ассоциированные компании, но также в отношении инвестиций в совместные предприятия. Стандарт в новой редакции вступает в силу для годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. Поправка не окажет влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы.

Поправки к МСФО 32 «Взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»

В рамках данных поправок разъясняется значение фразы «в настоящий момент обладает юридическим закрепленным правом на осуществление взаимозачета». Поправки также описывают, как следует правильно применять критерии взаимозачета в МСФО 32 в отношении систем расчетов (таких как системы единого клирингового центра), в рамках которых используются механизмы неодновременных валовых платежей. Предполагается, что данные поправки не окажут влияние на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2014 г. или после этой даты.

Поправки к МСФО 1 «Займы, предоставляемые государством»

Согласно данным поправкам компании, впервые применяющие МСФО, должны применять требования МСФО 20 *«Учет государственных субсидий и раскрытие информации о государственной помощи»* перспективно в отношении имеющихся у них на дату перехода на МСФО займов, предоставленных государством. Компании могут принять решение о ретроспективном применении требований МСФО 9 (или МСФО 39, в зависимости от того, какой стандарт применяется) и МСФО 20 в отношении займов, предоставленных государством, если на момент первоначального учета такого займа имелась необходимая информация. Благодаря данному исключению компании, впервые применяющие МСФО, будут освобождены от ретроспективной оценки ранее предоставленных им государством займов по ставке ниже рыночной. Поправка вступает в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты. Поправка не окажет влияния на финансовую отчетность Группы.

5. СТАНДАРТЫ, КОТОРЫЕ БЫЛИ ВЫПУЩЕНЫ, НО ЕЩЕ НЕ ВСТУПИЛИ В СИЛУ (продолжение)

Поправки к МСФО 7 «Раскрытие информации - взаимозачет финансовых активов и финансовых обязательств»

Согласно данным поправкам, компании обязаны раскрывать информацию о правах на осуществление взаимозачета и соответствующих соглашениях (например, соглашения о предоставлении обеспечения). Благодаря таким требованиям пользователи будут располагать информацией, полезной для оценки влияния соглашений о взаимозачете на финансовое положение компании. Новые требования в отношении раскрытия информации применяются ко всем признанным финансовым инструментам, которые взаимозачитываются в соответствии с МСФО 32 *«Финансовые инструменты: представление информации»*.

Требования в отношении раскрытия информации также применяются к признанным финансовым инструментам, которые являются предметом юридически закрепленного генерального соглашения о взаимозачете или аналогичного соглашения вне зависимости от того, подлежат ли они взаимозачету согласно МСФО 32. Поправки не окажут влияния на финансовое положение или результаты деятельности Группы. Поправки вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты.

МСФО 9 «Финансовые инструменты: классификация и оценка»

МСФО 9, выпущенный по результатам первого этапа проекта Совета по МСФО по замене МСФО 39, применяется в отношении классификации и оценки финансовых активов и финансовых обязательств, как они определены в МСФО 39. Первоначально предполагалось, что стандарт вступит в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты, но в результате выпуска Поправок к МСФО 9 *«Дата обязательного применения МСФО 9 и переходные требования к раскрытию информации»*, опубликованных в декабре 2011 г., дата обязательного применения была перенесена на 1 января 2015 г. В ходе последующих этапов Совет по МСФО рассмотрит учет хеджирования и обесценение финансовых активов. Применение первого этапа МСФО 9 окажет влияние на классификацию и оценку финансовых активов Группы, но не окажет влияния на классификацию и оценку финансовых обязательств. Для представления завершенной картины Группа оценит влияние этого стандарта на суммы в финансовой отчетности в увязке с другими этапами проекта после их публикации.

МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчетность», МСФО 27 «Отдельная финансовая отчетность»

МСФО 10 заменяет ту часть МСФО 27 *«Консолидированная и отдельная финансовая отчетность»*, в которой рассматривался учет в консолидированной финансовой отчетности. Стандарт также затрагивает вопросы, которые рассматривались в Интерпретации ПКИ-12 *«Консолидация – компании специального назначения»*. МСФО 10 предусматривает единую модель контроля, которая применяется в отношении всех компаний, включая компании специального назначения. Изменения, вносимые стандартом МСФО 10, потребуют от руководства значительно большего объема суждений при определении того, какие из компаний контролируются, и, следовательно, должны консолидироваться материнской компанией, чем при применении требований МСФО 27. Стандарт не окажет влияния на финансовую отчетность Группы.

Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты.

МСФО 11 «Соглашения о совместной деятельности»

МСФО 11 заменяет МСФО 31 *« Участие в совместной деятельности»* и Интерпретацию ПКИ-13 *«Совместно контролируемые компании – немонетарные вклады участников»*. МСФО 11 исключает возможность учета совместно контролируемых компаний методом пропорциональной консолидации. Вместо этого совместно контролируемые компании, удовлетворяющие определению совместных предприятий, учитываются по методу долевого участия. Применение этого стандарта не окажет влияние на финансовое положение Группы.

МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»

МСФО 12 содержит все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСФО 27 в части консолидированной финансовой отчетности, а также все требования к раскрытию информации, которые ранее предусматривались МСФО 31 и МСФО 28. Эти требования к раскрытию информации относятся к долям участия компании в дочерних компаниях, совместной деятельности, ассоциированных и структурированных компаниях.

5. СТАНДАРТЫ, КОТОРЫЕ БЫЛИ ВЫПУЩЕНЫ, НО ЕЩЕ НЕ ВСТУПИЛИ В СИЛУ (продолжение)

***МСФО 12 «Раскрытие информации о долях участия в других компаниях»* (продолжение)**

Введен также ряд новых требований к раскрытию информации, однако применение стандарта не окажет влияния на финансовое положение или финансовые результаты деятельности Группы. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты.

МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости»

МСФО 13 объединяет в одном стандарте все указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО. МСФО 13 не вносит изменений в то, когда компании обязаны использовать справедливую стоимость, а предоставляет указания относительно оценки справедливой стоимости согласно МСФО, когда использование справедливой стоимости требуется или разрешается. В настоящее время Группа оценивает влияние применения данного стандарта на финансовое положение и финансовые результаты ее деятельности, однако, предварительный анализ показал, что существенных последствий принятия данного стандарта не ожидается. Стандарт применяется в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты.

Интерпретация IFRIC 20 «Затраты на вскрышные работы на этапе эксплуатации разрабатываемого открытым способом месторождения»

Данная интерпретация применяется в отношении затрат на удаление шлаковых пород (вскрышные работы), возникающих на этапе эксплуатации разрабатываемого открытым способом месторождения. В интерпретации рассматривается метод учета выгод от вскрышных работ. Интерпретация применяется в отношении отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты. Данная интерпретация не окажет влияния на финансовую отчетность Группы.

«Ежегодные усовершенствования МСФО» (май 2012 г.)

Перечисленные ниже усовершенствования не окажут влияния на финансовую отчетность Группы:

МСФО 1 «Первое применение Международных стандартов финансовой отчетности»

Данное усовершенствование разъясняет, что компания, которая прекратила применять МСФО в прошлом и решила или обязана вновь составлять отчетность согласно МСФО, вправе применить МСФО 1 повторно. Если МСФО 1 не применяется повторно, компания должна ретроспективно пересчитать финансовую отчетность как если бы она никогда не прекращала применять МСФО.

МСФО 1 «Представление финансовой отчетности»

Данное усовершенствование разъясняет разницу между дополнительной сравнительной информацией, представляемой на добровольной основе, и минимумом необходимой сравнительной информации. Как правило, минимально необходимой сравнительной информацией является информация за предыдущий отчетный период.

МСФО 16 «Основные средства»

Данное усовершенствование разъясняет, что основные запасные части и вспомогательное оборудование, удовлетворяющие определению основных средств, не являются запасами.

МСФО 32 «Финансовые инструменты: представление информации»

Данное усовершенствование разъясняет, что налог на прибыль, относящийся к выплатам в пользу акционеров, учитывается в соответствии с МСФО 12 *«Налог на прибыль»*.

МСФО 34 «Промежуточная финансовая отчетность»

Данное усовершенствование приводит в соответствие требования в отношении раскрытия в промежуточной финансовой отчетности информации об общих суммах активов сегмента с требованиями в отношении раскрытия в ней информации об обязательствах сегмента. Согласно данному разъяснению, раскрытие информации в промежуточной финансовой отчетности также должно соответствовать раскрытию информации в годовой финансовой отчетности.

Данные усовершенствования вступают в силу в отношении годовых отчетных периодов, начинающихся 1 января 2013 г. или после этой даты.

6. РЕКЛАССИФИКАЦИИ

Нижеперечисленные реклассификации сравнительной информации в отчете о совокупном доходе за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., были сделаны в соответствии с форматом представления информации, принятым в отчетном году:

В тысячах тенге		Как представлено ранее	Реклассификации	**Пересчитано**
Доходы	(1)	54.793.163	2.456.354	**57.249.517**
Прочие доходы	(1)	3.192.829	(2.456.354)	**736.475**
Себестоимость оказанных услуг	(2)	(39.581.302)	(1.870.646)	**(41.451.948)**
Прочие расходы	(2)	(2.119.754)	1.870.646	**(249.108)**
Общие и административные расходы	(3)	(6.332.179)	355.786	**(5.976.393)**
Финансовые расходы	(3)	(2.102.170)	(355.786)	**(2.457.956)**

(1) Доходы от реализации покупной электроэнергии в сумме 1.794.017 тысяч тенге, доходы от оказания услуг резервирования электрической мощности в сумме 528.197 тысяч тенге и доходы от обслуживания электросетевых активов в сумме 134.140 тысяч тенге были реклассифицированы из Прочих доходов в Доходы;

(2) Себестоимость покупной электроэнергии в сумме 1.781.250 тысяч тенге и себестоимость обслуживания электросетевых активов в сумме 89.396 тысяч тенге была реклассифицирована из Прочих расходов в Себестоимость оказанных услуг;

(3) Комиссия по банковским гарантиям в сумме 355.786 тысяч тенге была реклассифицирована из Общих и административных расходов в Финансовые расходы.

Данные реклассификации не оказали влияния на чистую прибыль, совокупных доход или капитал.

7. ИНФОРМАЦИЯ ПО ОПЕРАЦИОННЫМ СЕГМЕНТАМ

Операционные сегменты

Для управленческих целей, Группа представляет собой одну хозяйственную единицу, которая занимается передачей электроэнергии, технической диспетчеризацией отпуска в сеть и потребления электрической энергии, организацией балансирования производства и потребления электрической энергии в Казахстане. Данный операционный сегмент представляет собой единственный отчетный сегмент.

Географическая информация

Информация по географическому расположению потребителей представлена следующим образом:

In thousands of Tenge	**2012**	2011
Доходы от Казахстанских потребителей	**51.536.040**	47.334.942
Доходы от Российских потребителей	**10.955.099**	7.662.167
Доходы от Узбекистанских потребителей	**3.364.034**	2.252.408
Итого доходы согласно консолидированному отчету о совокупном доходе	**65.855.173**	57.249.517

Руководство анализирует доходы и прибыль до налогообложения в соответствии с МСФО.

За 6 месяцев, закончившихся 31 Декабря 2012 года, доходы от одного клиента составили 7.379.970 тысяч тенге (2011: 5.001.490 тысяч тенге) включают доходы от передачи электроэнергии.

8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

В тысячах тенге	Земля	Здания и сооружения	Машины и передаточное оборудование	Транспорт и прочие основные средства	Незавершенное строительство	Итого
Первоначальная стоимость:						
На 1 января 2011 года	**973.627**	**12.304.630**	**167.593.905**	**5.289.588**	**5.333.599**	**191.495.349**
Поступления	12.080	64.569	531.207	538.190	17.137.045	18.283.091
Переводы, в том числе из незавершенного строительства в нематериальные активы	5.702	359.554	623.846	79.671	(1.249.671)	(180.898)
Выбытия	(793)	(24.629)	(202.660)	(76.840)	(4.937)	(309.859)
На 31 декабря 2011 года	**990.616**	**12.704.124**	**168.546.298**	**5.830.609**	**21.216.036**	**209.287.683**
Поступления	168.756	3.963	366.840	486.332	23.420.037	24.445.928
Переводы	4.192	353.019	9.805.607	22.933	(10.185.751)	–
Выбытия	(1.566)	(15.886)	(255.876)	(90.263)	(2.936)	(366.527)
На 31 декабря 2012 года	**1.161.998**	**13.045.220**	**178.462.869**	**6.249.611**	**34.447.386**	**233.367.084**
Накопленный износ:						
На 1 января 2011 года	**–**	**(2.284.620)**	**(50.954.025)**	**(2.913.918)**	**–**	**(56.152.563)**
Отчисления за период	–	(391.792)	(6.396.572)	(454.152)	–	(7.242.516)
Выбытия	–	4.136	171.820	74.976	–	250.932
На 31 декабря 2011 года	**–**	**(2.672.276)**	**(57.178.777)**	**(3.293.094)**	**–**	**(63.144.147)**
Отчисления за период	–	(362.276)	(6.292.963)	(448.958)	–	(7.104.197)
Выбытия	–	9.705	227.572	88.210	–	325.487
На 31 декабря 2012 года	**–**	**(3.024.847)**	**(63.244.168)**	**(3.653.842)**	**–**	**(69.922.857)**
	–					
Остаточная стоимость:	–					
На 1 января 2011 года	973.627	10.020.010	116.639.880	2.375.670	5.333.599	135.342.786
На 31 декабря 2011 года	990.616	10.031.848	111.367.521	2.537.515	21.216.036	146.143.536
На 31 декабря 2012 года	**1.161.998**	**10.020.373**	**115.218.701**	**2.595.769**	**34.447.386**	**163.444.227**

По состоянию на 31 декабря информация по основным средствам включает следующее:

В тысячах тенге	**2012**	2011
Полностью самортизированные основные средства (по первоначальной стоимости), находящиеся в использовании	**10.682.289**	9.570.613

В 2012 году Группа капитализировала затраты по займам, по средневзвешенной ставке капитализации в размере 4,42% на сумму 1.149.583 тысячи тенге (в 2011 году: 566.835 тысяч тенге по средневзвешенной ставке капитализации в размере 4,84%).

Незавершенное строительство, в основном, представлено оборудованием и строительно-монтажными работами по реализации проектов «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ», «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка», «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС» и «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап.

8. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА (продолжение)

По состоянию на 31 декабря 2012 года авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов, в основном представлены авансами, выплаченными поставщикам за строительные работы и услуги, относящиеся к следующим проектам:

- «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ»;
- «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап;
- «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка»;
- Строительство административного здания.

9. ИНВЕСТИЦИИ В АССОЦИИРОВАННЫЕ КОМПАНИИ

На 31 декабря инвестиции в ассоциированные компании представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**2012**	2011
ТОО «КазЭнергоПровод»	**114.756**	–
АО «Батыс Транзит»	**–**	–
	114.756	–

На 31 декабря доля владения Группы в ассоциированных компаниях представлена следующим образом:

	2012	2011
ТОО «КазЭнергоПровод»	**49,9%**	–
АО «Батыс Транзит»	**20,0%**	20,0%

ТОО «КазЭнергоПровод»

В октябре 2012 г. Группа и ТОО «East Industry Company Ltd», третья сторона, создали ТОО «КазЭнергоПровод» (далее по тексту «КазЭнергоПровод»). Доля владения Группы в КазЭнергоПровод составляет 49,9%. Основной деятельностью КазЭнергоПровод является производство и реализация кабельной и проводниковой продукции.

АО «Батыс Транзит»

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. Группе принадлежала 20% доля в АО «Батыс Транзит». Основной деятельностью АО «Батыс транзит» является реализация проекта по строительству и эксплуатации межрегиональной линии электропередачи, соединяющей Северный Казахстан с Актюбинской областью. АО «Батыс Транзит» является частной компанией, чьи облигации выпущены на Казахстанской Фондовой Бирже.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. инвестиции в АО «Батыс Транзит» полностью обесценены. Общая сумма непризнанной доли в убытках АО «Батыс Транзит» по состоянию на 31 декабря 2012 г. составила 134.853 тысячи тенге (2011: 305.224 тысячи тенге).

Нижеприведенная таблица содержит обобщенную финансовую информацию по инвестициям Группы в ассоциированные компании:

В тысячах тенге	**2012**	2011
Доля в отчете о финансовом положении ассоциированных компаний:		
Текущие активы	**462.559**	205.437
Долгосрочные активы	**4.467.247**	4.111.006
Текущие обязательства	**(585.393)**	(560.482)
Долгосрочные обязательства	**(4.412.145)**	(4.061.185)
Капитал	**(67.732)**	(305.224)

В тысячах тенге	**2012**	**2011**
Доля в доходах и прибыли ассоциированных компаний:		
Доходы	**848.278**	**520.515**
Прибыль / (убыток)	**170.128**	**(173.372)**
Балансовая стоимость инвестиций	**114.756**	–

10. ЗАПАСЫ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Запасные части	**1.250.351**	1.023.040
Сырье и прочие материалы	**766.000**	640.104
Горюче-смазочные материалы	**139.722**	122.667
Прочие запасы	**55.606**	74.760
Минус: резерв на устаревшие запасы	**(565.505)**	(418.803)
	1.646.174	1.441.768

Движение по резерву на устаревшие запасы представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**Индивидуально обесценные**
На 1 января 2011 года	419.043
Восстановлено	(240)
На 31 декабря 2011 года	**418.803**
Изменение за период *(Примечание 22)*	**146.702**
На 31 декабря 2012	**565.505**

11. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Торговая задолженность	**4.610.457**	5.017.659
Минус: резерв по сомнительной задолженности	**(666.260)**	(660.561)
	3.944.197	4.357.098

Движения по резерву по сомнительной задолженности представлены следующим образом:

В тысячах тенге	**Индивидуально обесценные**
На 1 января 2011 года	737.387
Отчисление за год	148.001
Восстановление задолженности	(216.808)
Использование	(8.019)
На 31 декабря 2011 года	**660.561**
Отчисление за год,	**65.665**
Восстановление задолженности	**(59.969)**
Использование	**3**
На 31 декабря 2012	**666.260**

Анализ торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения представлен следующим образом:

			Просроченная, но не обесцененная		
В тысячах тенге	**Итого**	**Не просроченная, не обесцененная**	**30 – 90 дней**	**91 – 180 дней**	**> 181 дней**
31 декабря 2012	**3.944.197**	**3.581.682**	**300.398**	**8.720**	**53.397**
31 декабря 2011	4.357.098	4.054.220	244.514	16.363	42.001

Торговая дебиторская задолженность по состоянию на 31 декабря была выражена в следующих валютах:

	2012	2011
Тенге	**2.815.020**	1.983.389
Доллар США	**611.721**	2.308.009
Российский рубль	**517.456**	65.700
	3.944.197	4.357.098

12. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Расходы будущих периодов	**160.040**	21.507
Авансы, уплаченные за поставку материалов и оказание услуг	**71.976**	957.683
Займы, выданные сотрудникам	**36.564**	35.641
Прочая дебиторская задолженность	**119.088**	102.488
Минус: резерв по обесценению прочих текущих активов	**(65.366)**	(45.000)
	322.302	1.072.319

Изменения в резерве по обесценению прочих текущих активов представлены следующим:

В тысячах тенге	**Индивидуально обесцененные**
На 1 января 2011 года	46.093
Отчисление за год	29.128
Восстановлено	(29.047)
Использовано	(1.174)
На 31 декабря 2011 года	**45.000**
Отчисление за год	**25.592**
Восстановлено	**(5.226)**
Использовано	–
На 31 декабря 2012 года	**65.366**

13. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Долгосрочные финансовые активы		
Депозиты	**–**	2.325.607
Облигации АО «Батыс-Транзит»	**983.847**	983.847
	983.847	3.309.454
Краткосрочные финансовые активы		
Депозиты	**24.794.585**	17.875.637
Начисленные вознаграждения по облигациям АО «Батыс-Транзит»	**49.871**	66.958
	24.844.456	17.942.595
Итого прочие финансовые активы	**25.828.303**	21.252.049

По состоянию на 31 декабря 2011 года долгосрочные депозиты в банках включали депозит, размещенный в казахстанском банке на сумму 15.671 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 2.325.607 тысячи тенге) с фиксированной процентной ставкой – 5.25% годовых. В 2012 году счёт был реклассифицирован в краткосрочные депозиты. Денежные средства на данном депозите могут быть использованы только по согласованию с Министерством финансов Республики Казахстан согласно соглашению о предоставлении государственной гарантии от 18 ноября 2005 года по займу МБРР *(Примечание 17)*.

Оставшийся баланс краткосрочных депозитов по состоянию на 31 декабря 2012 года и 2011 года представлен депозитами в казахстанских банках с фиксированной процентной ставкой 5%-8,2% годовых; а также включает начисленный, но не полученный доход в виде процентов на сумму 807.881 тысяча тенге и 320.001 тысяча тенге, соответственно.

В 2007-2009 годах Группа приобрела облигации АО «Батыс Транзит», предприятие, чьи облигации выпущены на Казахстанской фондовой бирже. Процентная ставка по облигациям составляет 6,4%. Облигации классифицированы как финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи. Справедливая стоимость облигаций основана на опубликованных котировках по состоянию на отчётную дату. Изменений в справедливой стоимости облигаций в 2012 году не происходило.

13. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ (продолжение)

По состоянию на 31 декабря прочие финансовые активы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**2012**	2011
Тенге	**16.993.009**	14.661.638
Доллар США	**8.835.294**	6.590.411
	25.828.303	21.252.049

14. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Денежные средства на счетах обслуживания долга	**421.032**	1.386.477
Денежные средства на резервных счетах	**1.208.830**	3.073.181
	1.629.862	4.459.658

По состоянию на 31 декабря 2012 года и 2011 года денежные средства, ограниченные в использовании представлены денежными средствами в банках на счетах обслуживания долга и резервных счетах.

В соответствии с условиями кредитных соглашений с МБРР и ЕБРР, кредиторами Группы, Группа аккумилирует денежные средства на специальном банковском счете обслуживания долга, открытом в Казахстанском банке, в течение полугодового периода до даты выплаты основного долга, процентов и комиссий по займам МБРР и ЕБРР.

В соответсвии с условиями соглашений о предоставлении гарантий с Правительством Республики Казахстан, поручителем по займам Группы (Примечание 17) Группа обязуется держать денежные средства на специальном резервном счете, открытом в Казахстанском банке и требуемый баланс счета должен составлять не менее 110% от предстоящей полугодовой выплаты основного долга, процентов и комиссий по займам МБРР и ЕБРР.

Денежные средства, ограниченные в использовании по состоянию на 31 декабря 2012 и 31 декабря 2011 годов были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**2012**	2011
Тенге	**–**	2.975.402
Доллар США	**1.570.609**	1.484.256
Евро	**59.253**	**–**
	1.629.862	4.459.658

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Расчетные счета в банках в тенге	**4.265.384**	9.086.173
Расчетные счета в банках в иностранной валюте	**2.769.799**	448.364
Краткосрочные депозиты	**1.000.000**	**–**
Деньги на специальных счетах	**5.745**	4.724
Наличность в кассе	**3.574**	4.376
	8.044.502	9.543.637

15. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ (продолжение)

Краткосрочные депозиты размещаются на различные периоды от одного дня до трех месяцев, в зависимости от срочных денежных нужд Группы. По состоянию на 31 декабря 2012 г. средневзвешенная процентная ставка для срочных вкладов в банках составила 6,58% (2011: 6,99%). По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г., денежные средства и их эквиваленты были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**2012**	2011
Тенге	**5.274.703**	9.095.273
Евро	**106.055**	188.700
Доллар США	**2.644.898**	152.967
Российский рубль	**18.066**	105.960
Прочие	**780**	737
	8.044.502	9.543.637

16. КАПИТАЛ

	2012	2011
Объявленный уставный капитал:	**Акции**	Акции
Обыкновенные акции по 10.000 тенге каждая	**10.767.297**	10.767.297

Обыкновенные акции, выпущенные и полностью оплаченные	**Акции**	***В тысячах тенге***
На 1 января 2011 г.	10.524.297	105.242.972
Выпущенные 5 мая 2011 г.	60.000	600.000
На 31 декабря 2011 г.	10.584.297	105.842.972
Выпущенные 5 октября 2012 г.	100.000	1.000.000
на 31 декабря 2012 г.	**10.684.297**	**106.842.972**

Каждая обыкновенная акция имеет равное право голоса. Группа не имеет привилегированных акций. Держатели обыкновенных акций имеют право голоса, но выплата дивидендов не гарантирована.

	2012	2011
Дивиденды по обыкновенным акциям, объявленные и выплаченные в течение года		
Дивиденды за 2011 г.: 222 тенге за акцию (2010 г.: 83 тенге за акцию)	**2.346.674**	869.403
	2.346.674	869.403

Прибыль на акцию

Суммы базовой прибыли на акцию рассчитаны путем деления чистой прибыли за год на средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение года. Группа имела 10.608.067 средневзвешенное количество обыкновенных акций в обращении в течение года, закончившимся 31 декабря 2012 г. (2011 г.: 10.563.749). У Группы отсутствуют потенциальные разводненные обыкновенные акции. За год закончившийся 31 декабря 2012 г. и 2011 г. базовой прибыли на акцию составила 654 тенге и 740 тенге, соответственно.

16. КАПИТАЛ (продолжение)

Балансовая стоимость акций

В соответствии с решением Биржевого совета АО «Казахстанская фондовая биржа» (далее по тексту «КФБ») от 4 октября 2010 года, финансовая отчетность должна содержать данные о балансовой стоимости одной акции (простой и привилегированной) на отчетную дату, рассчитанной в соответствии с утвержденными КФБ правилами.

В тысячах тенге	**2012**	2011
Итого активов	**232.404.836**	217.568.528
Минус: Нематериальные активы	**(752.000)**	(583.382)
Минус: Итого обязательств	**(105.844.794)**	(96.602.841)
Чистые активы для обыкновенных акций	**125.808.042**	120.382.305
Количество обыкновенных акций на 31 декабря	**10.684.297**	10.584.297
Балансовая стоимость простой акции, тенге	**11.775**	11.374

Резервы

Резервы представляют собой накопленные резервы от переоценки инвестиций, имеющихся в наличии для продажи. После первоначальной оценки финансовые инвестиции, имеющиеся в наличии для продажи, оцениваются по справедливой стоимости, а нереализованные доходы или расходы по ним признаются в качестве прочего совокупного дохода в составе резервов вплоть до момента прекращения признания инвестиции. Справедливая стоимость основана на опубликованных котировках цен на дату отчетности. В 2012 г. не происходило изменений в справедливой стоимости облигаций.

17. ЗАЙМЫ

В тысячах тенге	Процентная ставка	**2012**	2011
Международный банк реконструкции и развития («МБРР»)	1,02%-1,88%	**34.609.407**	29.680.092
Европейский банк реконструкции и развития («ЕБРР»)	1,42%-5,59%	**46.199.407**	44.750.456
		80.808.814	74.430.548
За вычетом текущей части займов подлежащего погашению в течение 12 месяцев		**(8.134.316)**	(6.407.716)
		72.674.498	68.022.832

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. начисленное, невыплаченное вознаграждение по займам Группы составляло 618.088 тысячи тенге и 508.518 тысяч тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. несамортизированная часть комиссии по организации займов составила 1.038.190 тысячи тенге и 1.115.941 тысячи тенге, соответственно.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. займы были выражены в следующих валютах:

В тысячах тенге	**2012**	2011
В долларах США	**55.384.024**	52.148.023
В евро	**25.424.790**	22.282.525
	80.808.814	74.430.548

В 1999 г. Группа открыла кредитные линии для реализации проекта «Модернизация Национальной Электрической Сети», которые представлены следующим:

(а) 140.000 тысяч долларов США, предоставленных МБРР сроком на 20 лет, обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2005 г. Проценты по займу начисляются по ставке ЛИБОР плюс общий спрэд ЛИБОР и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 80.000 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 12.059.200 тысяч) и 89.060 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 13.216.504 тысяч), соответственно.

17. ЗАЙМЫ (продолжение)

(б) 45.000 тысяч долларов США, предоставленных ЕБРР сроком на 15 лет, обеспечены гарантией Правительства Республики Казахстан. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2004 г. Проценты по займу начисляются по ставке ЛИБОР плюс маржа 1%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 11.749 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 1.771.044 тысячи) и 15.671 тысяча долларов США (эквивалент в тенге 2.325.576 тысяч), соответственно.

В 2005 г., для осуществления Фазы II проекта «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана» получена кредитная линия на сумму 100.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР на период 17 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс общий спрэд и погашаются дважды в год. В 2011 г. неосвоенная часть кредитной линии от МБРР в размере 1.918 тысяч долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 31 декабря 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 81.596 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 12.299.823 тысячи) и 89.752 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 13.319.196 тысяч), соответственно.

В 2008 г. для осуществления проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап были открыты следующие кредитные линии:

(а) две кредитные линии на суммы 127.500 тысяч евро и 75.000 тысяч евро, предоставленные ЕБРР на период 15 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,85% и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 101.453 тысячи евро (эквивалент в тенге 20.211.442 тысячи) и 92.391 тысяча евро (эквивалент в тенге 17.713.142 тысячи), соответственно.

(б) кредитная линия на сумму 47.500 тысяч евро, предоставленная ЕБРР на 12 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3,55%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 23.428 тысяч евро (эквивалент в тенге 4.667.362 тысячи) и 21.672 тысячи евро (эквивалент в тенге 4.154.935 тысяч), соответственно.

(в) кредитная линия на сумму 5.000 тысяч евро, предоставленная ЕБРР на 9 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 2,75%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 2.381 тысяча евро (эквивалент в тенге 474.259 тысяч) и 2.281 тысяча евро (эквивалент в тенге 437.362 тысяч), соответственно.

В 2009 г. для осуществления проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС» Группа получила кредитную линию на сумму 48.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд и погашается дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 43.151 тысяча долларов США (эквивалент в тенге 6.504.509 тысяч) и 23.206 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 3.443.793 тысячи), соответственно.

В 2010 г. для осуществления проекта «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ» была открыта кредитная линия на сумму 78.000 тысяч долларов США, предоставленная МБРР сроком на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан. Проценты по займу начисляются по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд и погашается дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 26.624 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 4.013.357 тысяч) и 307 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 45.581 тысяча), соответственно.

17. ЗАЙМЫ (продолжение)

В 2011 г. для рефинансирования займов ЕБРР и БРК, полученных в 2004-2005 гг. в рамках реализации Фазы 1, 2 и 3 проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана», Группой были открыты следующие кредитные линии:

(а) две кредитные линии на суммы 77.840 тысяч долларов США и 45.260 тысяч долларов США предоставленные ЕБРР на период 15 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,95%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 111.553 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 16.815.476 тысяч) и 119.816 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 17.780.697 тысяч), соответственно.

(б) кредитная линия на сумму 18.100 тысяч долларов США, предоставленная ЕБРР на период 12 лет. Проценты по займу начисляются по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3,70%, и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. и 2011 г. остаток задолженности по займу составляет 16.004 тысячи долларов США (эквивалент в тенге 2.412.444 тысячи) и 17.528 тысяч долларов США (эквивалент в тенге 2.601.185 тысяч), соответственно.

В 2011 году неосвоенная часть кредитной линии, полученной на рефинансирование займов ЕБРР и БРК в рамках проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана» в размере 992 тысячи долларов США была аннулирована в связи с тем, что фактическая сумма досрочного погашения основного долга оказалось меньше, чем было запланировано.

В 2011 г. для осуществления проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка» были открыты кредитные линии на сумму 12.900 тысяч долларов США (A2, B1b) и 1.900 тысяч долларов США (B2b), предоставленные ЕБРР на период 12 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс 3,95% (A2, B1b) и 3,70% (B2b), и погашаются дважды в год. По состоянию на 31 декабря 2012 г. освоение заемных средств по данным кредитным линиям не производилось.

18. ТОРГОВАЯ И ПРОЧАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Кредиторская задолженность за основные средства и незавершенное строительство	**8.463.239**	5.099.428
Кредиторская задолженность за покупную электроэнергию	**1.898.068**	4.620.245
Кредиторская задолженность за запасы и оказанные услуги	**987.192**	500.374
	11.348.499	10.220.047

Кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2012 года и 2011 года была выражена в следующих валютах:

В тысячах тенге	**2012**	2011
Тенге	**7.162.691**	4.620.245
Российский рубль	**50.888**	414.775
Доллары США	**298.733**	5.099.428
Евро	**3.836.187**	85.599
	11.348.499	10.220.047

19. ПРОЧИЕ ТЕКУЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

В тысячах тенге	**2012**	2011
Обязательства перед работниками	**1.011.672**	898.127
Начисленная комиссия за неиспользованную часть займа ЕБРР	**81.529**	157.470
Прочее	**104.619**	137.305
	1.197.820	1.192.902

Группа обязуется выплачивать ежегодную комиссию за неиспользованную часть займа ЕБРР по ставкам 0,5% и 0,75**%.** За год, закончившийся 31 декабря 2012 г., сумма начисленной комиссии за неиспользованную часть займа составила 213.903 тысячи тенге (2011 г.: 356.684 тысячи тенге) *(Примечание 23)*.

20. ДОХОДЫ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Передача электроэнергии	**43.378.750**	38,765,735
Услуги по технической диспетчеризации	**10.081.550**	9,272,079
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	**5.269.657**	4,668,378
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	**3.575.129**	2,660,677
Доход от реализации покупной электроэнергии	**2.685.490**	1.792.182
Прочее	**1.625.147**	1.235.777
	66.615.723	58,394,828
Скидки потребителям	**(760.550)**	(1,145,311)
	65.855.173	57,249,517

Скидки потребителям утверждаются приказом Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий.

21. СЕБЕСТОИМОСТЬ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Технологический расход электрической энергии	**16.799.998**	14,180,057
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	**8.438.372**	5,683,975
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	**7.856.799**	7,136,713
Износ и амортизация	**6.987.329**	7,231,004
Расходы по эксплуатации и ремонту	**3.311.764**	2,738,120
Себестоимость покупной электроэнергии	**2.611.281**	1.780.096
Запасы	**990.561**	854,298
Расходы по охране сторонними организациями	**863.366**	802.415
Прочее	**1.409.013**	1,045,270
	49.268.483	41.451.948

22. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	**2.510.533**	2.340.920
Налоги, кроме подоходного налога	**1.285.472**	1.739.148
Износ и амортизация	**290.272**	319.031
Консультационные услуги	**223.765**	242.507
Спонсорство	**177.695**	309.145
Начисление резерва на устаревшие запасы *(Примечание 10)*	**146.702**	240
Расходы на аренду	**142.933**	134.842
Расходы по страхованию	**139.852**	106.416
Командировочные расходы	**117.655**	84.518
Материалы	**87.349**	101.775
Корпоративные мероприятия	**85.737**	76.288
Тренинги и обучение	**41.044**	29.737
Услуги связи	**39.955**	39.098
Коммунальные расходы	**38.758**	38.246
Услуги охраны	**31.193**	28.430
Услуги банка	**29.658**	52.817
Начисление резерва по сомнительной задолженности и по обесценению авансов *(Примечания 11 и 12)*	**26.062**	(68.726)
Расходы на ремонт	**21.347**	27.515
Прочие	**393.464**	374.446
	5.829.446	5.976.393

23. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Проценты по займам	**2.446.965**	1.987.432
Комиссия по банковским гарантиям	**395.739**	359.554
Комиссия за неиспользованную сумму займа ЕБРР *(Примечание 19)*	**213.903**	356.684
Амортизация комиссии за организацию займа	**84.108**	321.121
За вычетом процентов, капитализируемых в стоимость квалифицированных активов *(Примечание 8)*	**(1.149.583)**	(566.835)
	1.991.132	2,457.956

24. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

В тысячах тенге	**2012**	2011
Расходы по текущему подоходному налогу	**113.237**	–
Корректировки текущего подоходного налога прошлых лет	**(199.664)**	6,948
Расходы по отсроченному подоходному налогу	**1.630.224**	2.871.141
Всего расходов по налогу на прибыль	**1.543.797**	2.878.089

В Республике Казахстан в 2012 и 2011 годах ставка налога на прибыль составляла 20%.

24. РАСХОДЫ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ (продолжение)

Ниже приведена сверка 20% ставки подоходного налога и фактической суммы подоходного налога, учтенной в консолидированном отчете о совокупном доходе:

В тысячах тенге	**2012**	2011
Прибыль до учета расхода по подоходному налогу	**8.484.826**	10.700.334
Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%	**1.696.965**	2.140.067
Корректировки текущего подоходного налога предыдущих лет	**(199.664)**	–
Эффект расходов по сверхнормативным потерям не взятых на вычет при расчете налоговой прибыли	–	279.485
Прочие невычитаемые расходы	**46.496**	458.537
Расходы по налогу на прибыль	**1.543.797**	2.878.089

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отсроченному подоходному налогу по состоянию на 31 декабря:

	Консолидированный отчет о финансовом положении			**Консолидированный отчет о совокупном доходе**	
В тысячах тенге	**2012**	2011	По состоянию на 1 января 2011	**2012**	2011
Перенесенные убытки	–	84.172	1.335.355	**(84.172)**	(1.251.183)
Резерв по сомнительной задолженности	**10.479**	18.797	34.630	**(8.318)**	(15.833)
Начисленные обязательства	**217.117**	190.675	129.977	**26.441**	60.698
Основные средства	**(11.956.424)**	(10.392.248)	(8.727.425)	**(1.564.175)**	(1.664.823)
Расход по отложенному налогу				**1.630.224**	2.871.141
Чистые отложенные налоговые обязательства	**(11.728.828)**	(10.098.604)	(7.227.463)		

Группа производит зачет налоговых активов и налоговых обязательств только в тех случаях, когда у нее имеется юридически закрепленное право на зачет текущих налоговых активов и текущих налоговых обязательств, а отложенные налоговые активы и отложенные налоговые обязательства относятся к налогам на прибыль, которые взимаются одним и тем же налоговым органом.

25. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗНЫМИ СТОРОНАМИ

В соответствии с МСБУ 24 «Раскрытия информации о связанных сторонах» стороны считаются связанными если одна сторона имеет возможность контролировать другую сторону или осуществлять значительное влияние на другую сторону при принятии ею финансовых или операционных решений. При оценке возможного наличия с каждой связанной стороной внимание уделяется сути взаимоотношений, а не только их юридическому оформлению.

Связанные стороны включают в себя ключевой управляющий персонал Группы, организации, в которых ключевому управляющему персоналу Группы прямо или косвенно принадлежит существенная доля участия, а также прочие предприятия, контролируемые Правительством. Сделки со связанными сторонами осуществлялись на условиях, согласованных между сторонами, которые не обязательно соответствуют рыночным ставкам, за исключением некоторых регулируемых услуг, которые предоставлены на основании тарифов, предлагаемых для связанных и третьих сторон.

25. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗНЫМИ СТОРОНАМИ (продолжение)

Следующая таблица показывает общую сумму сделок, которые были совершены со связанными сторонами по состоянию на 31 декабря:

В тысячах тенге		Продажи связанным сторонам	Приобретения у связанных сторон	Задолженность связанных сторон	Задолженность связанным сторонам
Компании, входящие в Группу Самрук-Казына	**2012**	**9.019.568**	**943.483**	**150.010**	**119.743**
	2011	8.203.378	861.795	159.119	130.616
Ассоциированные компании Самрук-Казына	**2012**	**76.471**	–	**4.079**	–
	2011	73.513	1.574	5.642	–
Компании под общим контролем Самрук-Казына	**2012**	**4.223.958**	**15.609.441**	**93.424**	**666.573**
	2011	4.076.760	11.264.489	163.483	2.200.485

Самрук-Казына является единственным акционером Группы.

Продажи Группы связанным сторонам, в основном, включают передачу электроэнергии, услуги по технической диспетчеризации и услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии. Приобретения Группы у связанных сторон, в основном включают услуги связи, услуги по энергетике и покупку электроэнергии.

По состоянию на 31 декабря 2012 г. текущие счета и банковские депозиты в размере 104.474 тысяч тенге были размещены в АО “Банк развития Казахстана”, который рассматривается как связанная сторона Группы (2011 г.: 30.298 тысяч тенге).

По состоянию на 31 декабря 2012 г., задолженность Группы по займам в размере 36.762.907 тысяч тенге была гарантирована Правительством Республики Казахстан (31 декабря 2012 г.: 32.406.884 тысяч тенге).

В 2011 г. Группа объявила и выплатила дивиденды за 2010 г. в размере 869.403 тысяч тенге. 12 июня 2012 г. Группа объявила дивиденды за 2011 г. в размере 2.346.674 тысяч тенге. Группа выплатила дивиденды в июле 2012 г.

В 2012 г. Группа приобрела 49.9% долю в ТОО «КазЭнергоПровод», ассоциированной компании, за 115.000 тысяч тенге.

Процентный доход, начисленный на облигации АО «Батыс транзит», ассоциированной компании, составил 49.871 тысяч тенге (2011 г.: 66.958 тысяч тенге) за год, закончившийся 31 декабря 2012 г.

Итого вознаграждение ключевого управленческого персонала, включенное в состав расходов по заработной плате в прилагаемом консолидированном отчете о совокупном доходе составило 315.644 тысяч тенге за год, закончившийся 31 декабря 2012 г. (2011 г.: 80.501 тысяча тенге). Вознаграждение ключевого управленческого персонала в основном состоит из договорной заработной платы и премий по результатам операционной деятельности.

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ

Основные финансовые обязательства Группы включают и займы, торговую и прочую кредиторскую задолженность. Основной целью данных финансовых обязательств является финансирование операций Группы. У Группы имеются торговая и прочая дебиторская задолженность, денежные средства, краткосрочные и долгосрочные депозиты, которые возникают непосредственно в ходе ее операционной деятельности. Группа также имеет инвестиции, имеющие для продажи.

Группа подвержена риску изменения процентных ставок, валютному риску, кредитному риску и риску ликвидности.

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Риск изменения процентных ставок

Риск изменения процентных ставок – это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться ввиду изменений рыночных процентных ставок. Подверженность Группы риску изменения рыночных процентных ставок относится прежде всего к долгосрочным и краткосрочным долговым обязательствам Группы с плавающей процентной ставкой *(Примечание 17)*. Группа ограничивает свой риск изменения процентной ставки посредством мониторинга изменения процентных ставок в валюте, в которой выражены займы.

При условии неизменности всех прочих параметров займы с плавающей процентной ставкой оказывают следующее влияние на прибыль до налогообложения Группы:

В тысячах тенге	Увеличение / уменьшение в базисных пунктах*	Влияние на прибыль до налооблажения
2012		
Либор	5/(5)	(27.938) / 27.938
Евробор	16/(16)	(40.565) / 40.565
2011		
Либор	15/(15)	(79.099) / 79.099
Евробор	15/(15)	(33.458) / 33.458

*1 базисный пункт = 0,01%

Допущения об изменениях в базовых пунктах в рамках анализа чувствительности к изменениям процентных ставок основываются на наблюдаемой в данный момент рыночной ситуации, которая характеризуется значительно большей волатильностью по сравнению с предыдущими годами.

Валютный риск

Валютный риск – это риск того, что справедливая стоимость будущих денежных потоков по финансовому инструменту будет колебаться вследствие изменений в валютных курсах. Подверженность Группы риску изменения обменных курсов иностранных валют обусловлена, прежде всего, финансовой деятельностью Группы. Также, подверженность Группы риску изменения обменных курсов связана с операционной деятельностью (когда доходы и расходы выражены в валюте, отличной от функциональной валюты Группы).

В следующих таблицах представлен анализ чувствительности к возможным изменениям в обменном курсе доллара США и Евро, при условии неизменности всех прочих параметров. Подверженность Группы риску изменения курсов иных валют является несущественной.

В тысячах тенге	Увеличение/(Уменьшение) обменного курса	Влияние на прибыль до налогооблажения
2012		
Доллары США	1,57% / (1.57%)	(659.718) / 659.718
Евро	10,77% / (10,77%)	(3.133.604) /3.133.604
2011		
Доллары США	10,72%/(10,72%)	(4.541.643) / 4.541.643
Евро	16,33%/(16,33%)	(3.706.587) / 3.706.587

Кредитный риск

Кредитный риск – это риск того, что Группа понесет финансовые убытки, поскольку контрагенты не выполнят свои обязательства по финансовому инструменту или клиентскому договору. Группа подвержена кредитному риску, связанному с ее операционной деятельностью, прежде всего, в отношении торговой дебиторской задолженности *(Примечание 11)*, и финансовой деятельностью, включая депозиты в банках *(Примечания 13, 14 и 15)*. Подверженность Группы и кредитоспособность ее контрагентов постоянно контролируются. Максимальная подверженность кредитному риску, ограничена балансовой стоимостью каждого финансового актива *(Примечания 11, 13, 14, 15)*.

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Кредитный риск (продолжение)

Балансовая стоимость финансовых активов, признанных в консолидированной финансовой отчетности Группы, за вычетом резервов на обесценение, отражает максимальную величину кредитного риска Группы.

Кредитный риск по денежным средствам и депозитам ограничен, так как контрагентами Группы являются банки с высокими кредитными рейтингами, присвоенными международными рейтинговыми агентствами.

Риск ликвидности

Руководство Группы создало необходимую систему управления риском ликвидности согласно требованиям управления ликвидностью и краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного финансирования. Группа управляет риском ликвидности путем поддержания адекватных резервов, банковских займов и доступных кредитных линий, путем постоянного мониторинга прогнозируемого и фактического движения денег и сравнения сроков погашения финансовых активов и обязательств.

В следующих таблицах отражаются контрактные сроки Группы по ее финансовым обязательствам на основе договорных недисконтированных денежных потоков.

В тысячах тенге	До востребования	От 1 до 3 месяцев	От 3 месяцев до 1 года	От 1 года до 5 лет	Свыше 5 лет	Итого
На 31 декабря 2012 года						
Займы	–	2.218.805	7.708.021	47.028.953	36.717.598	93.673.377
Кредиторская задолженность	–	11.348.499	–	–	–	11.348.499
	–	13.567.304	7.708.021	47.028.953	36.717.598	105.021.876
На 31 декабря 2011 года						
Займы	–	916.200	7.659.869	44.100.729	35.976.642	88.653.440
Кредиторская задолженность	–	10.220.047	–	–	–	10.220.047
		11.136.247	7.659.869	44.100.729	35.976.642	98.873.487

Управление капиталом

Главная цель управления капиталом Группы состоит в обеспечении того, что Группа будет в состоянии продолжать придерживаться принципа непрерывности деятельности наряду с максимизацией доходов для акционера посредством оптимизации отношения задолженности и капитала.

Группа управляет своим капиталом с учетом изменений в экономических условиях. Чтобы управлять или изменять свой капитал, Группа может менять выплату дивидендов акционерам, возвращать капитал акционерам или выпускать новые акции.

В течении годов. закончившихся 31 декабря 2012 г. и 2011 г., не было каких-либо изменений в целях, по политике или процессах управления капиталом.

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Управление капиталом (продолжение)

Группа управляет капиталом, используя коэффициент долга к капиталу, что является долгом, разделенным на итого капитал. Задача Группы состоит в том, чтобы удерживать коэффициент на уровне не выше 0,5. Долг включает все займы. Капитал равен сумме всех обязательств и всего акционерного капитала.

	2012	2011
Долг / Капитал	**0,35**	0,34

В тысячах тенге	**2011**	2010
Долгосрочная часть займов	**72.674.498**	68.022.832
Краткосрочная часть займов	**8.134.316**	6.407.716
Долг	**80.808.814**	74.430.548
Total liabilities	**105.844.794**	96.602.841
Equity	**126.560.042**	120.965.687
Capital	**232.404.836**	217.568.528

Структура капитала Группы включает акционерный капитал, как раскрыто в *Примечании 16*, резервы и накопленную нераспределенную чистую прибыль.

Иерархия справедливой стоимости

Группа использует следующую иерархию для определения справедливой стоимости финансовых инструментов и раскрытия информации о ней в разрезе моделей оценки:

Уровень 1: цены на активных рынках по идентичным активам или обязательствам (без каких-либо корректировок).

Уровень 2: другие методы, все исходные данные для которых, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, наблюдаются на рынке, либо непосредственно, либо опосредованно.

Уровень 3: методы, в которых используются исходные данные, оказывающие существенное влияние на отражаемую справедливую стоимость, которые не основываются на наблюдаемой рыночной информации.

Далее представлено сравнение по категориям балансовой стоимости и справедливой стоимости финансовых инструментов Группы по состоянию на 31 декабря:

Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	**31 декабря 2012**	**Уровень 1**	**Уровень 2**	**Уровень 3**
Финансовые активы				
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи *(Примечание 13)*	983.847	983.847	–	–

Финансовые активы, учитываемые по справедливой стоимости

В тысячах тенге	**31 декабря 2011**	**Уровень 1**	**Уровень 2**	**Уровень 3**
Финансовые активы				
Финансовые активы, имеющиеся в наличии для продажи *(Примечание 13)*	983.847	983.847	–	–

26. ЦЕЛИ И ПОЛИТИКА УПРАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫМИ РИСКАМИ (продолжение)

Справедливая стоимость финансовых инструментов

Ниже приводится сравнение балансовой и справедливой стоимости в разрезе классов финансовых инструментов Группы. В таблице не приводятся значения справедливой стоимости нефинансовых активов:

В тысячах тенге	***Балансовая стоимость***		***Справедливая стоимость***	
	31 декабря 2012	31 декабря 2011	**31 декабря 2012**	31 декабря 2011
Финансовые активы				
Торговая дебиторская задолженность	3.944.197	4,357,098	3.944.197	4,357,098
Прочие финансовые активы	25.828.303	21,252,049	25.828.303	21,252,049
Денежные средства ограниченные в использовании	1.629.862	4,459,658	1.629.862	4,459,658
Денежные средства и их эквиваленты	8.044.502	9,543,637	8.044.502	9,543,637
Финансовые обязательства				
Займы	80.808.814	74,430,548	80.808.814	74,430,548
Кредиторская задолженность	11.348.499	10.220.047	11.348.499	10.220.047
Займы сотрудникам	36.564	35.641	36.564	35.641

27. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Налогообложение

Казахстанское налоговое законодательство и нормативно-правовые акты являются предметом постоянных изменений и различных толкований. Нередки случаи расхождения во мнениях между местными, региональными и республиканскими налоговыми органами. Применяемая в настоящее время система штрафов и пени за выявленные правонарушения на основании действующих в Казахстане законов, весьма сурова.

Штрафные санкции включают в себя штрафы, как правило, в размере 50% от суммы дополнительно начисленных налогов, и пеню, начисленную по ставке рефинансирования, установленной Национальным Банков Республики Казахстан, умноженной на 2.5. В результате, сумма штрафных санкций и пени может в несколько раз превышать суммы подлежащих доначислению налогов. Финансовые периоды остаются открытыми для проверки налоговыми органами в течение пяти календарных лет, предшествующих году, в котором проводится проверка. При определенных обстоятельствах, налоговые проверки могут охватывать более длительные периоды. Ввиду вышеизложенного, окончательная сумма налогов, штрафных санкций и пени, если таковые имеются, может превысить сумму, отнесенную на расходы в настоящее время и начисленную на 31 декабря 2012 года.

Условия кредитных соглашений

Группа обязана соблюдать все условия кредитных соглашений с Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР») и Международным Банком Реконструкции и развития («МБРР»). Группой были соблюдены все условия кредитных соглашений с ЕБРР и МБРР по состоянию на 31 декабря 2012 года и 31 декабря 2011 года.

Страхование

По состоянию на 31 декабря 2012 года, Группа застраховала производственные активы балансовой стоимостью на сумму 41.635.406 тысяч тенге. Группа не производила страхование остальных производственных активов. Так как отсутствие страхования не означает уменьшение стоимости активов или возникновение обязательств, никакого резерва не было создано в данной консолидированной финансовой отчетности на непредвиденные расходы, связанные с порчей или потерей таких активов.

27. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА (продолжение)

Контрактные обязательства

С целью обеспечения стабильной работы оборудования национальной электрической сети, Группой был разработан план капитальных инвестиций. По состоянию на 31 декабря 2012 г. сумма обязательств по открытым контрактам, заключенным Группой в рамках данного плана, составила 31.678.342 тысячи тенге (31 декабря 2011 г.: 19.346.900 тысяч тенге).

Совместное финансирование

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап, согласованным с ЕБРР, контрактные обязательства Группы по совместному финансированию по состоянию на 31 декабря 2012 г. составляют 1.830.000 евро (эквивалент 364.573 тысячи тенге). По состоянию на 31 декабря 2012 г. Группа осуществила со-финансирование этого проекта на сумму 1.486.233 евро (эквивалент 296.087.338 тысяч тенге).

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС», согласованным с МБРР, контрактные обязательства Группы по совместному финансированию составляют 20.100.000 долларов США (эквивалент 3.029.874 тысячи тенге). По состоянию на 31 декабря 2012 г. Группа осуществила со-финансирование этого проекта на сумму 18.435.256 долларов США (эквивалент 2.778.930 тысячи тенге).

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Строительство ПС 500кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ», контрактные обязательства Группы по совместному финансированию по состоянию на 31 декабря 2012 года составляют 17.350.016 тысяч тенге.

В соответствии с Планом Реализации Проекта «Реконструкция ВЛ 220 кВ ЦГПП-Осакаровка», контрактные обязательства Группы по совместному финансированию по состоянию на 31 декабря 2012 года составляют 1.565.826 тысяч тенге.

28. СОБЫТИЯ ПОСЛЕ ОТЧЕТНОГО ПЕРИОДА

За период с 1 января по 28 февраля 2013 г. Группа, в рамках существующих кредитных линий в ЕБРР, получила дополнительный заем в размере 10.340 тысяч евро (эквивалент в тенге 2.073.584 тысячи), предназначенные для осуществления проекта «Модернизация Национальной электрической сети Казахстана» II этап.

За период 1 января по 28 февраля 2013 г. Группа погасила обязательства перед ЕБРР на сумму 1.961 тысяча долларов США (эквивалент в тенге 295.817 тысяч) и 6.657 тысяч евро (эквивалент в тенге 1.358.924 тысяч).

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

Консолидированная финансовая отчетность
за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

СОДЕРЖАНИЕ

Страница

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВА ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПОДГОТОВКУ И УТВЕРЖДЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 г. 1

ОТЧЕТ НЕЗАВИСИМЫХ АУДИТОРОВ 2-3

КОНСОЛИДИРОВАННАЯ ФИНАНСОВАЯ ОТЧЕТНОСТЬ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.:

Консолидированный отчет о финансовом положении 4

Консолидированный отчет о совокупном доходе 5

Консолидированный отчет об изменениях капитала 6

Консолидированный отчет о движении денежных средств 7-8

Примечания к консолидированной финансовой отчетности

1. Общая информация 9
2. Принятие новых и пересмотренных стандартов 10
3. Основные принципы учетной политики 11
4. Ключевые источники неопределенности в оценках 21
5. Основные средства 23
6. Товарно-материальные запасы 24
7. Торговая дебиторская задолженность 25
8. Прочая дебиторская задолженность и авансы выданные 26
9. Прочие финансовые активы 27
10. Денежные средства, ограниченные в использовании 28
11. Денежные средства и их эквиваленты 29
12. Уставный капитал 30
13. Займы 30
14. Торговая кредиторская задолженность 34
15. Доход от оказания услуг 35
16. Себестоимость оказанных услуг 35
17. Общие административные расходы 36
18. Финансовые расходы 36
19. Прочие доходы 36
20. Прочие расходы 37
21. Подоходный налог 37
22. Операции со связанными сторонами 39
23. Финансовые инструменты 41
24. Условные обязательства 46
25. Утверждение консолидированной финансовой отчетности 48

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

ПОДТВЕРЖДЕНИЕ РУКОВОДСТВА ОБ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА ПОДГОТОВКУ И УТВЕРЖДЕНИЕ КОНСОЛИДИРОВАННОЙ ФИНАНСОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

Руководство отвечает за подготовку консолидированной финансовой отчетности, достоверно отражающей во всех существенных аспектах консолидированное финансовое положение акционерного общества «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «Компания» или «KEGOC») и его дочернего предприятия АО «Энергоинформ» (далее совместно именуемых «Группа») по состоянию на 31 декабря 2011 г., а также консолидированные финансовые результаты деятельности Группы, движение денежных средств и изменения капитала за год, закончившийся на эту же дату, в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

При подготовке консолидированной финансовой отчетности руководство несет ответственность за:

- обеспечение правильного выбора и применение принципов учетной политики;
- представление информации, в т.ч. данных об учетной политике, в форме, обеспечивающей уместность, достоверность, сопоставимость и понятность такой информации;
- раскрытие дополнительной информации в случаях, когда выполнения требований МСФО оказывается недостаточно для понимания пользователями отчетности того воздействия, которое те или иные сделки, а также прочие события или условия оказывают на консолидированное финансовое положение и консолидированные финансовые результаты деятельности;
- оценку способности Группы продолжать деятельность в обозримом будущем.

Руководство Группы также несет ответственность за:

- разработку, внедрение и поддержание эффективной и надежной системы внутреннего контроля на всех предприятиях Группы;
- ведение учета в форме, позволяющей раскрыть и объяснить сделки Группы, а также предоставить на любую дату информацию достаточной точности о консолидированном финансовом положении Группы и обеспечить соответствие консолидированной финансовой отчетности требованиям МСФО;
- ведение бухгалтерского учета в соответствии с законодательством и МСФО;
- принятие всех разумно возможных мер по обеспечению сохранности активов Группы; и
- выявление и предотвращение фактов финансовых и прочих злоупотреблений.

Данная консолидированная финансовая отчетность за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., была одобрена руководством Группы и утверждена для выпуска 28 февраля 2012 г.

От имени Руководства Группы:

Кажиев Б. Т.	**Муканова Д. Т.**
Председатель Правления	**Главный бухгалтер**

28 февраля 2012 г.
Астана, Казахстан

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ФИНАНСОВОМ ПОЛОЖЕНИИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

(в тыс. тенге)

	Приме-чания	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
АКТИВЫ			
ДОЛГОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ:			
Основные средства	5	146,143,536	135,342,786
Нематериальные активы		583,382	640,909
Авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов	8	26,547,321	5,453,058
Денежные средства, ограниченные в использовании	10	-	2,844,820
Прочие финансовые активы	9	3,309,454	3,195,284
Прочие долгосрочные активы		115,558	129,999
		176,699,251	147,606,856
КРАТКОСРОЧНЫЕ АКТИВЫ:			
Товарно-материальные запасы	6	1,441,768	1,428,749
Торговая дебиторская задолженность	7	4,357,098	1,776,393
Налоги к возмещению		1,045,399	654,278
Предоплата по подоходному налогу		1,006,803	1,155,230
Прочая дебиторская задолженность и авансы выданные	8	1,072,319	127,962
Прочие финансовые активы	9	17,942,595	19,834,986
Денежные средства, ограниченные в использовании	10	4,459,658	2,408,391
Денежные средства и их эквиваленты	11	9,543,637	5,375,640
		40,869,277	32,761,629
ВСЕГО АКТИВЫ		217,568,528	180,368,485
КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			
КАПИТАЛ:			
Уставный капитал	12	105,842,972	105,242,972
Резервы		(55,123)	(54,956)
Нераспределенная прибыль		15,177,838	8,224,996
		120,965,687	113,413,012
ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА:			
Долгосрочная часть займов	13	68,022,832	46,855,988
Обязательства по отсроченному подоходному налогу	21	10,098,604	7,227,463
		78,121,436	54,083,451
КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА:			
Торговая кредиторская задолженность	14	10,220,047	4,105,707
Краткосрочная часть займов	13	6,407,716	6,750,534
Авансы полученные		475,023	472,120
Задолженность по налогам		185,717	462,219
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства		1,192,902	1,081,442
		18,481,405	12,872,022
ВСЕГО КАПИТАЛ И ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		217,568,528	180,368,485

Подписано от имени руководства Группы:

Кажиев Б. Т.
Председатель Правления

Муканова Д. Т.
Главный бухгалтер

28 февраля 2012 г.
Астана, Казахстан

Примечания на стр. 9-48 составляют неотъемлемую часть данной консолидированной финансовой отчетности. Отчет независимых аудиторов приведен на стр. 2-3.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О СОВОКУПНОМ ДОХОДЕ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

(в тыс. тенге)

	Приме-чания	2011 г.	2010 г.
ДОХОД ОТ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ	15	54,793,163	44,408,045
СЕБЕСТОИМОСТЬ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ	16	(39,581,302)	(31,447,356)
ВАЛОВАЯ ПРИБЫЛЬ		15,211,861	12,960,689
Общие и административные расходы	17	(6,332,179)	(4,870,035)
Расходы по реализации		(156,142)	(223,840)
Доходы в виде процентов по депозитам и текущим счетам и купона по облигациям		1,699,050	2,162,572
Финансовые расходы	18	(2,102,170)	(2,124,818)
ПРИБЫЛЬ ОТ ОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		8,320,420	7,904,568
Прочие доходы	19	3,192,829	2,295,977
Прочие расходы	20	(2,119,754)	(1,353,869)
Доходы по курсовой разнице		1,306,839	368,557
ПРИБЫЛЬ ОТ НЕОСНОВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ		2,379,914	1,310,665
ПРИБЫЛЬ ДО УЧЕТА РАСХОДОВ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ		10,700,334	9,215,233
РАСХОДЫ ПО ПОДОХОДНОМУ НАЛОГУ	21	(2,878,089)	(3,419,211)
ПРИБЫЛЬ ЗА ГОД		7,822,245	5,796,022
Прочий совокупный убыток, за вычетом подоходного налога		(167)	(417)
ВСЕГО СОВОКУПНЫЙ ДОХОД ЗА ГОД		7,822,078	5,795,605
Прибыль (базовая и разводненная) на акцию (в тенге за акцию)	12	741	551

Подписано от имени руководства Группы:

Кажиев Б. Т.
Председатель Правления

Муканова Д. Т.
Главный бухгалтер

28 февраля 2012 г.
Астана, Казахстан

Примечания на стр. 9-48 составляют неотъемлемую часть данной консолидированной финансовой отчетности.
Отчет независимых аудиторов приведен на стр. 2-3.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ КАПИТАЛА ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

(в тыс. тенге)

	Уставный капитал	Резервы	Нераспреде-ленная прибыль	Всего капитал
На 1 января 2010 г.	105,242,972	(54,539)	2,428,974	107,617,407
Прибыль за год	-	-	5,796,022	5,796,022
Прочий совокупный убыток, за вычетом подоходного налога	-	(417)	-	(417)
Совокупный доход за год	-	(417)	5,796,022	5,795,605
На 31 декабря 2010 г.	105,242,972	(54,956)	8,224,996	113,413,012
Прибыль за год	-	-	7,822,245	7,822,245
Прочий совокупный убыток, за вычетом подоходного налога	-	(167)	-	(167)
Совокупный доход за год	-	(167)	7,822,245	7,822,078
Вклад в уставный капитал (см. Примечание 12)	600,000	-	-	600,000
Дивиденды (см. Примечание 12)	-	-	(869,403)	(869,403)
На 31 декабря 2011 г.	105,842,972	(55,123)	15,177,838	120,965,687

Подписано от имени руководства Группы:

Кажиев Б. Т.
Председатель Правления

Муканова Д. Т.
Главный бухгалтер

28 февраля 2012 г.
Астана, Казахстан

Примечания на стр. 9-48 составляют неотъемлемую часть данной консолидированной финансовой отчетности. Отчет независимых аудиторов приведен на стр. 2-3.

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

(в тыс. тенге)

	Приме-чания	2011 г.	2010 г.
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ОПЕРАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Прибыль до учета расходов по подоходному налогу		10,700,334	9,215,233
Корректировки на:			
Амортизацию нематериальных активов и износ основных средств	5	7,560,379	7,043,804
Доходы по курсовой разнице		(1,306,839)	(368,557)
Движение в резерве по сомнительной торговой и прочей дебиторской задолженности и по обесценению авансов выданных	17	(68,726)	32,923
Движение в резерве на неликвидные товарно-материальные запасы		(240)	-
(Доходы)/убытки от выбытия основных средств и нематериальных активов		(7,664)	104,552
Финансовые расходы	18	2,102,170	2,124,818
Доходы в виде процентов по депозитам и текущим счетам и купона по облигациям		(1,699,050)	(2,162,572)
Движение денежных средств до изменений в оборотном капитале		17,280,364	15,990,201
Изменение прочих долгосрочных активов		-	16,244
Изменение товарно-материальных запасов		(12,779)	73,180
Изменение торговой дебиторской задолженности		(2,610,943)	(906,806)
Изменение налогов к возмещению		1,203,896	586,344
Изменение прочей дебиторской задолженности и авансов выданных		(1,264,959)	2,664,777
Изменение торговой кредиторской задолженности		3,835,627	240,087
Изменение авансов полученных		2,903	20,943
Изменение задолженности по налогам		(259,458)	299,973
Изменение расходов будущих периодов		(197,547)	-
Изменение прочей кредиторской задолженности и начисленных обязательств		(246,508)	(361,177)
Денежные средства, полученные от операционной деятельности		17,730,596	18,623,766
Проценты полученные		1,513,565	1,674,497
Проценты уплаченные		(1,690,418)	(1,761,439)
Подоходный налог уплаченный		(17,044)	(1,338,730)
Чистое увеличение денежных средств в результате операционной деятельности		17,536,699	17,198,094
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Пополнение депозитных счетов		(16,081,820)	(18,581,130)
Снятие с депозитных счетов		17,827,356	17,073,735
Изменение в денежных средствах, ограниченных в использовании		806,458	251,667
Выручка от реализации основных средств и нематериальных активов		53,281	91,329
Приобретение основных средств и аварийного запаса, а также оплата авансов на приобретение долгосрочных активов		(37,509,363)	(14,898,528)
Приобретение нематериальных активов		(106,638)	(62,868)
Чистое уменьшение денежных средств в результате инвестиционной деятельности		(35,010,726)	(16,125,795)

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСТАНСКАЯ КОМПАНИЯ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ»

КОНСОЛИДИРОВАННЫЙ ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ (ПРОДОЛЖЕНИЕ) ЗА ГОД, ЗАКОНЧИВШИЙСЯ 31 ДЕКАБРЯ 2011 г.

(в тыс. тенге)

	Приме-чания	2011 г.	2010 г.
ДВИЖЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ОТ ФИНАНСОВОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:			
Поступление денежных средств от взноса в уставный капитал	12	600,000	-
Дивиденды выплаченные	12	(869,403)	-
Погашение займов		(25,842,334)	(5,227,493)
Получение займов		47,707,210	2,324,689
Чистое увеличение/(уменьшение) денежных средств в результате финансовой деятельности		21,595,473	(2,902,804)
ЧИСТОЕ ИЗМЕНЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ И ИХ ЭКВИВАЛЕНТОВ		4,121,446	(1,830,505)
Влияния изменения курса иностранных валют по отношению к денежным средствам и их эквивалентам		46,551	(7,788)
ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ, на начало года	11	5,375,640	7,213,933
ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ, на конец года	11	9,543,637	5,375,640

Неденежные операции:

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Группа перевела из незавершенного строительства в нематериальные активы объекты на сумму 180,898 тыс. тенге (2010 г.: 272,899 тыс. тенге) (см. Примечание 5).

В 2011 и 2010 гг. Группа капитализировала расходы по займам в размере 566,835 тыс. тенге и 35,201 тыс. тенге, соответственно (см. Примечание 5), а также расходы по курсовой разнице в сумме 88 тыс. тенге и 775 тыс. тенге, соответственно.

Подписано от имени руководства Группы:

Кажиев Б. Т.
Председатель Правления

Муканова Д. Т.
Главный бухгалтер

28 февраля 2012 г.
Астана, Казахстан

Примечания на стр. 9-48 составляют неотъемлемую часть данной консолидированной финансовой отчетности. Отчет независимых аудиторов приведен на стр. 2-3.

1. ОБЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (далее – «Компания» или «KEGOC») было образовано в соответствии с Постановлением Правительства Республики Казахстан № 1188 от 28 сентября 1996 г. путем передачи части активов бывшей Национальной энергетической системы «Казахстанэнерго» (далее – «НЭС»). Приказом Комитета государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан № 142 от 27 апреля 2006 г. было принято решение о передаче государственного пакета акций Группы в оплату размещаемых акций АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» (далее – «Самрук»).

В соответствии с Указом Президента Республики Казахстан от 13 октября 2008 г. № 669 АО «Фонд устойчивого развития «Казына» и «Самрук» реорганизованы путем слияния в акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» (далее – «Самрук-Казына»). На основании принятых решений Президента и Правительства Республики Казахстан 100% акций в уставном капитале «Самрук» были переданы в собственность «Самрук-Казына». По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. единственным акционером Компании являлся «Самрук-Казына».

АО «KEGOC» оказывает услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, организации балансирования производства/потребления электрической энергии и по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств в соответствии с условиями заключенных договоров, осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление объектами Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан (далее – «ЕЭС») независимо от форм собственности.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. KEGOC являлся материнской компанией дочернего предприятия АО «Энергоинформ» (информационное обеспечение деятельности Компании) (далее вместе именуемых – «Группа»), финансовая отчетность которой включена в данную консолидированную финансовую отчетность Группы (31 декабря 2010 г.: KEGOC также являлся материнской компанией учреждения «KEGOC-Сервис» (вспомогательные функции по обслуживанию Компании), которое было ликвидировано в декабре 2011 г.).

Также, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Компания владела 20% акций АО «Батыс Транзит». Основной деятельностью АО «Батыс-Транзит» является реализация проекта по строительству и эксплуатации межрегиональной линии электропередачи, соединяющей Северный Казахстан с Актюбинской областью.

В имущественный комплекс Группы входят линии электропередачи напряжением от 110 до 1150 кВ и опорные подстанции, обеспечивающие межгосударственные перетоки электроэнергии, выдачу мощности от электростанций, подключенных к ЕЭС, связь между региональными электросетевыми компаниями (далее – «РЭК») и крупными потребителями.

В состав Компании входят 9 филиалов межсистемных электрических сетей, расположенных по всему Казахстану, головной офис и Национальный диспетчерский центр системного оператора Республики Казахстан, расположенные в г. Астана.

Деятельность Группы регулируется Законом Республики Казахстан от 9 июля 1998 г. № 272-I «О естественных монополиях и регулируемых рынках», поскольку она является естественным монополистом в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии и организации балансирования производства/потребления электрической энергии. Согласно Закону тарифы Группы на услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства/потребления электрической энергии утверждаются Агентством по регулированию естественных монополий (далее – «Агентство») (см. Примечания 3 и 24).

Юридическое название:	Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»
Юридический адрес:	Республика Казахстан, 010000, г. Астана, ул. Бейбитшилик, 37
Юридический регистрационный номер:	№ 12156-1910-АО, зарегистрированный в Министерстве юстиции 11 июля 1997 г. (первоначальная регистрация) № 6801-1901-АО, зарегистрированный в Министерстве юстиции 21 октября 2004 г. (перерегистрация)
Юридический статус:	Акционерное общество

2. ПРИНЯТИЕ НОВЫХ И ПЕРЕСМОТРЕННЫХ СТАНДАРТОВ

Стандарты и поправки к ним и Интерпретации действительные для текущего года

В текущем году Группа приняла следующие Стандарты и поправки к ним и Интерпретации:

- МСБУ 24 «Раскрытие информации о связанных сторонах» – Пересмотр определения связанных сторон (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2011 г.);
- МСФО 1 «Первое применение МСФО» – Ограниченное освобождение от сравнительного раскрытия по МСФО 7 при первом применении (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 июля 2010 г.);
- Поправки к МСБУ 32 «Финансовые инструменты – раскрытие и представление информации», связанные с вопросами классификации прав (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 февраля 2010 г.);
- КИМСФО 13 «Программа лояльности клиентов» (действительно для учетных периодов, начинающихся с 1 июля 2010 г.);
- Поправки к КИМСФО 14 «МСБУ 19 – Предельная величина актива пенсионного плана с установленными выплатами, минимальные требования к финансированию и их взаимосвязь» в связи с добровольными авансовыми взносами (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2011 г.);
- КИМСФО 19 «Погашение финансовых обязательств долевыми инструментами» (действительно для учетных периодов, начинающихся с 1 июля 2010 г.);
- Поправки к некоторым существующим стандартам и интерпретациям от 6 мая 2010 г., выпущенные Советом по МСФО, в рамках ежегодной инициативы, направленной на общее улучшение действующих международных стандартов финансовой отчетности. Данные изменения коснулись некоторых формулировок и вопросов по представлению финансовой отчетности, вопросов признания и оценки. Новая редакция действительна для учетных периодов, начинающихся с 1 января 2011 г.

Принятие данных Стандартов и поправок к ним и Интерпретаций не привело к каким-либо изменениям в учетной политике Группы.

Выпущенные, но не введенные в действие Стандарты и поправки к ним и Интерпретации

На дату утверждения данной консолидированной финансовой отчетности были выпущены, но не введены в действие следующие Стандарты и поправки к ним и Интерпретации:

- Поправки к МСБУ 1 «Представление финансовой отчетности», связанные с пересмотром презентации прочего совокупного дохода (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 июля 2012 г.);
- МСБУ 12 «Налог на прибыль» – Изменение ограниченного масштаба (возмещение базового актива) (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2012 г.);
- Дополненный МСБУ 19 «Вознаграждения работникам» (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2013 г.);

- МСБУ 27 «Консолидированная и отдельная финансовая отчетность» - перевыпуск в качестве МСБУ 27 «Отдельная финансовая отчетность» (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2013 г.);
- МСБУ 28 «Инвестиции в ассоциированные предприятия» - перевыпуск в качестве МСБУ 28 «Инвестиции в ассоциированные и совместно-контролируемые предприятия» (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2013 г.);
- Поправки к руководству по применению МСБУ 32 «Финансовые инструменты – раскрытие и представление информации» относительно взаимозачета финансовых активов и финансовых обязательств (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2014 г.);
- МСФО 1 «Первое применение МСФО» – Устранение термина «фиксированные даты» при первом применении МСФО (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 июля 2011 г.);
- МСФО 1 «Первое применение МСФО» – Дополнительное освобождение для предприятий, прекративших испытывать резкую гиперинфляцию (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 июля 2011 г.);
- Поправки к МСФО 7 «Финансовые инструменты – раскрытие», связанные с расширением раскрытий относительно перевода финансовых активов (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 июля 2011 г.);
- Поправки к МСФО 7 «Финансовые инструменты – раскрытие», связанные с расширением раскрытий относительно взаимозачета финансовых активов и финансовых обязательств (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2013 г.);
- Поправки к МСФО 7 «Финансовые инструменты – раскрытие», требующие раскрытия относительно первоначального применения МСФО 9 (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 июля 2015 г.);
- МСФО 9 «Финансовые инструменты» (действительно для учетных периодов, начинающихся с 1 января 2015 г.);
- МСФО 10 «Консолидированная финансовая отчетность» (действительно для учетных периодов, начинающихся с 1 января 2013 г.);
- МСФО 11 «Совместные договоренности» (действительно для учетных периодов, начинающихся с 1 января 2013 г.);
- МСФО 12 «Раскрытие доли в других организациях» (действительно для учетных периодов, начинающихся с 1 января 2013 г.);
- МСФО 13 «Оценка справедливой стоимости» (действительно для учетных периодов, начинающихся с 1 января 2013 г.);
- КИМСФО 20 «Затраты на вскрышные работы в ходе открытой разработки рудника на этапе добычи» (действительно для учетных периодов, начинающихся с или после 1 января 2013 г.).

Руководство предполагает, что данные Стандарты и поправки к ним и Интерпретации, будут применены в консолидированной финансовой отчетности Группы в период их первоначального применения, и что их применение может оказать существенное влияние на суммы, отраженные в отчетности и объем раскрываемой Группой информации. Руководством Группы пока не была проведена подробная оценка эффекта применения указанных стандартов, включая количественную оценку.

3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ УЧЕТНОЙ ПОЛИТИКИ

Заявление о соответствии

Данная консолидированная финансовая отчетность подготовлена в соответствии с Международными стандартами финансовой отчетности («МСФО»).

Основа представления

Данная консолидированная финансовая отчетность Группы подготовлена на основе принципа исторической стоимости, за исключением переоценки некоторых финансовых инструментов, которые учитываются по оценочной или справедливой стоимости, как поясняется ниже. Историческая стоимость определяется на основе справедливой стоимости вознаграждения, переданного при приобретении активов.

Основные положения учетной политики приведены ниже.

Принципы консолидации

Консолидированная финансовая отчетность включает отчетность Компании, и ее дочерних компаний, контролируемых Компанией. Контроль достигается при наличии у Компании права определять финансовую и хозяйственную политику инвестируемого предприятия с целью получения выгоды от его деятельности.

При необходимости финансовая отчетность дочерних компаний корректируется для приведения их учетной политики в соответствие с учетной политикой Группы.

При приобретении дочерней компании ее активы и обязательства оцениваются по справедливой стоимости на дату приобретения. Неконтрольная доля владения отражается пропорционально признанной справедливой стоимости активов и обязательств. Доходы и расходы дочерних компаний, приобретенных или проданных в течение года, включаются в консолидированный отчет о совокупном доходе начиная с момента их фактического приобретения или до фактической даты продажи соответственно.

Все сделки между предприятиями Группы, соответствующие остатки в расчетах и нереализованные прибыли и убытки от сделок внутри Группы при консолидации исключаются.

Информация по сегментам

Хозяйственные сегменты

Основным форматом Группы по представлению информации по сегментам являются хозяйственные сегменты. В целях данной консолидированной финансовой отчетности, один хозяйственный сегмент, представленный передачей электроэнергии; технической диспетчеризацией отпуска в сеть и потребления электрической энергии; организацией балансирования производства/потребления электрической энергии, определяется как отчетный сегмент.

Географические сегменты

В целях данной консолидированной финансовой отчетности, определен один географический отчетный сегмент, представленный Республикой Казахстан.

Операции в иностранной валюте

Данная консолидированная финансовая отчетность выражена в казахстанских тенге («тенге»), который является функциональной валютой Группы и валютой представления консолидированной финансовой отчетности.

При подготовке консолидированной финансовой отчетности операции в валютах, отличных от функциональной валюты Группы, тенге, отражаются по обменному курсу на дату сделки. Денежные статьи, выраженные в иностранных валютах, пересчитываются по соответствующему валютному курсу на дату составления отчетности. Неденежные статьи, учитываемые по справедливой стоимости, выраженной в иностранной валюте, подлежат пересчету по обменным курсам, действовавшим на дату определения справедливой стоимости. Неденежные статьи, отраженные по исторической стоимости, выраженной в иностранной валюте, не пересчитываются.

Курсовые разницы признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе в периоде, в котором они появляются, кроме курсовых разниц по займам в иностранной валюте, относящиеся к объектам незавершенного строительства, предназначенным для будущего использования в производственных целях, включаются в стоимость таких активов в качестве корректировки процентных расходов по займам в иностранной валюте.

Обменные курсы иностранных валют, в которых Группа проводила существенные сделки, представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Обменный курс на конец года (к тенге)		
1 доллар США	148.40	147.40
1 евро	191.72	195.23
Средний обменный курс за год (к тенге)		
1 доллар США	146.62	147.34
1 евро	204.22	195.70

Основные средства

Основные средства, принятые от НЭС в 1997 г., были отражены в консолидированной финансовой отчетности на основе балансовой стоимости этих активов на дату их передачи. Основные средства, приобретенные после даты образования Группы, учитываются по исторической стоимости за вычетом накопленного износа и накопленного убытка от обесценения. Стоимость основных средств, возведенных самой Группой, включает стоимость материалов, прямые затраты по оплате труда и соответствующую часть производственных накладных расходов. Проценты капитализируются в соответствии с учетной политикой в отношении займов и затрат по займам, указанной далее. В том случае, когда основные средства включают существенные компоненты с различными сроками полезной службы, они отражаются как отдельные основные средства.

Незавершенное строительство включает в себя затраты, напрямую связанные со строительством основных средств, включая соответствующее распределение прямых переменных накладных расходов, понесенных в ходе строительства, за вычетом убытков от обесценения. Аналогично прочим основным средствам, начисление износа по таким активам начинается с момента их ввода в эксплуатацию.

Капитализированные затраты включают в себя основные расходы по улучшению и замене, продлевающие сроки полезной службы активов или же увеличивающие их способность приносить экономическую выгоду при их использовании. Расходы по ремонту и обслуживанию, не соответствующие вышеуказанным критериям капитализации, отражаются в консолидированном отчете о совокупном доходе по мере их возникновения.

Износ начисляется и отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе по методу равномерного списания в течение ожидаемого срока полезной службы отдельных активов. Износ начисляется с момента приобретения актива или, в отношении активов, построенных самой Группой, с момента завершения строительства и начала эксплуатации актива. Износ на землю не начисляется.

Износ начисляется по следующим средним срокам полезной службы активов:

Здания и сооружения:	
Здания	60 лет
Сооружения	30 лет
Легкомонтируемые сооружения	10 лет
Машины и передаточное оборудование:	
Линии электропередачи	50 лет
Прочее передаточное оборудование	20 лет
Оборудование подстанций	12-30 лет
Прочие машины и оборудование	3-25 лет
Транспорт и прочие основные средства:	
Транспортные средства	11 лет
Прочие основные средства	3-15 лет
Офисное оборудование и вычислительная техника:	
Компьютеры и прочее оборудование по обработке данных	4-10 лет
Предметы интерьера и хозяйственного назначения	7 лет

Предполагаемый срок полезной службы и метод начисления износа оцениваются в конце каждого отчетного периода, и любые изменения в оценке учитываются на перспективной основе (см. Примечание 4).

Прибыль или убыток от реализации или выбытия актива определяются как разница между выручкой от реализации и текущей стоимостью актива и признаются в консолидированном отчете о совокупном доходе.

Обесценение основных средств

На каждую отчетную дату Группа оценивает наличие любых признаков, указывающих на возможное обесценение текущей стоимости основных средств. В случае выявления любого такого признака осуществляется оценка возмещаемой суммы актива для определения убытка от обесценения (если таковое имеет место). Если невозможно оценить возмещаемую сумму для отдельного актива, Группа определяет возмещаемую сумму генерирующей единицы, к которой принадлежит актив. Когда может быть определена разумная и последовательная основа для распределения, корпоративные активы также распределяются на отдельные генерирующие единицы или в противном случае они распределяются на наименьшую группу генерирующих единиц, для которой может быть определена разумная и последовательная основа для распределения.

Возмещаемая сумма представляет собой наибольшее значение из справедливой стоимости за вычетом затрат по продаже и ценности использования. При оценке ценности использования оцененное будущее движение денежных средств дисконтируется до его текущей стоимости, используя ставку дисконта до налогов, отражающую текущие рыночные оценки временной стоимости денег и риски, специфичные для актива, для которых оценки будущего движения денежных средств не были скорректированы.

Если возмещаемая сумма актива (или генерирующей единицы) меньше, чем его текущая стоимость, то текущая стоимость актива (или генерирующей единицы) уменьшается до возмещаемой суммы актива. Убыток от обесценения немедленно признается в качестве расхода.

Когда убыток от обесценения впоследствии сторнируется, текущая стоимость актива (или генерирующей единицы) увеличивается до пересмотренной оценки его возмещаемой суммы, но таким образом, чтобы увеличенная текущая сумма не превышала текущей стоимости, которая была бы определена, если бы убыток от обесценения не был бы признан по активу (или генерирующей единице) в предыдущие годы. Сторнирование убытка от обесценения немедленно признается в прибылях или убытках.

Товарно-материальные запасы

Товарно-материальные запасы отражаются по наименьшему значению из себестоимости и чистой стоимости реализации. Себестоимость включает прямые затраты на материалы, таможенные сборы, транспортные расходы и стоимость погрузочно-разгрузочных работ. Себестоимость запасов определяется на основе метода ФИФО. Чистая стоимость реализации основана на оценке возможной стоимости реализации за вычетом всех предполагаемых затрат, связанных с завершением, маркетингом, реализацией и доставкой товара.

Финансовые активы

Финансовые активы классифицируются в следующие категории: финансовые активы, оцениваемые по справедливой стоимости через прибыли или убытки («ОССЧПУ»), инвестиции, удерживаемые до погашения, а также займы и дебиторская задолженность. Отнесение финансовых активов к той или иной категории зависит от их особенностей и целей приобретения и происходит в момент их принятия к учету. Все стандартные сделки по покупке или продаже финансовых активов признаются на дату совершения сделки. Стандартные сделки по покупке или продаже представляют собой покупку или продажу финансовых активов, требующую поставки активов в сроки, установленные нормативными актами или рыночной практикой.

Метод эффективной процентной ставки

Метод эффективной процентной ставки используется для расчета амортизированной стоимости долгового инструмента и распределения процентных доходов на соответствующий период. Эффективная процентная ставка – это ставка дисконтирования ожидаемых будущих денежных поступлений (включая все полученные или сделанные платежи по долговому инструменту, являющиеся неотъемлемой частью эффективной ставки процента, затраты по оформлению сделки и прочие премии или дисконты) на ожидаемый срок до погашения долгового инструмента или (если применимо) на более короткий срок до балансовой стоимости на момент принятия долгового инструмента к учету.

Доходы по долговым инструментам отражаются по методу эффективной процентной ставки, за исключением финансовых активов категории ОССЧПУ.

Финансовые активы, учитываемые как ОССЧПУ

Финансовые активы классифицируются как ОССЧПУ, если они либо предназначены для торговли, либо квалифицированы при первоначальном отражении в учете как ОССЧПУ.

Финансовый актив классифицируется как предназначенный для торговли, если он:

- приобретается с основной целью перепродать его в ближайшем будущем;
- при первоначальном принятии к учету является частью портфеля финансовых инструментов, которые управляются Группой как единый портфель, по которому есть недавняя история краткосрочных покупок и перепродаж или
- является деривативом, не обозначенным как инструмент хеджирования в сделке эффективного хеджирования.

Финансовый актив, кроме финансового актива, классифицированного как предназначенный для торговли, может быть определен как ОССЧПУ при первоначальном признании, если:

- такое признание устраняет или существенно уменьшает непоследовательность оценки или признания, которая появилась бы в противном случае; или
- финансовый актив образует часть группы финансовых активов или финансовых обязательств, или того и другого, которая управляется и ее производительность оценивается на основе справедливой стоимости в соответствии со стратегией управления рисками и инвестиций Группы, и информация о формировании групп предоставляется внутренне на этой основе; или
- образует часть контракта, содержащего один или более встроенных производных инструментов, и МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» разрешает определить весь комбинированный контракт (актив или обязательство) как ОССЧПУ.

Финансовые активы ОССЧПУ учитываются по справедливой стоимости с признанием любых прибылей или убытков в консолидированном отчете о совокупном доходе. Чистая прибыль или убыток, признанные в прибылях или убытках, включает любые дивиденды или проценты, полученные по финансовому активу. Справедливая стоимость определяется в порядке, приведенном в Примечании 23.

Инвестиции, удерживаемые до погашения

Непроизводные финансовые активы с фиксированными или определяемыми выплатами и фиксированным сроком погашения, которые Группа намеревается и имеет возможность удерживать до погашения, признаются как инвестиции, удерживаемые до погашения. Инвестиции, удерживаемые до погашения, учитываются по амортизированной стоимости по методу эффективной процентной ставки за вычетом обесценения с признанием дохода по методу фактической прибыли.

Займы и дебиторская задолженность

Торговая дебиторская задолженность, займы и прочая дебиторская задолженность, которые имеют фиксированные или определяемые платежи, которые не котируются на активном рынке, классифицируются как займы и дебиторская задолженность. Долгосрочные займы и долгосрочная дебиторская задолженность оцениваются по амортизированной стоимости, используя метод эффективной процентной ставки, за вычетом любого обесценения. Процентный доход признается путем применения эффективной процентной ставки, кроме краткосрочной дебиторской задолженности, когда признание процентов было бы несущественно.

Денежные средства и их эквиваленты

Денежные средства и их эквиваленты включают в себя деньги на банковских счетах, наличность в кассе, а также краткосрочные депозиты с первоначальным сроком погашения менее трех месяцев.

Денежные средства, ограниченные в использовании

В соответствии с кредитными соглашениями по финансированию проектов, подписанными с Международным Банком Реконструкции и Развития («МБРР»), Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР») и АО «Банк Развития Казахстана» («БРК»), Группа открыла банковские счета, необходимые для обслуживания долга. Денежные средства, отраженные на этих банковских счетах, могут быть использованы исключительно для осуществления плановых платежей по процентам и основному долгу. Если денежные средства каким-либо образом ограничены в использовании в период до двенадцати месяцев с отчетной даты, такие денежные средства классифицируются как краткосрочные активы и соответствующим образом раскрываются в примечаниях к консолидированной финансовой отчетности. Если денежные средства ограничены в использовании в период более двенадцати месяцев с отчетной даты, такие денежные средства отражаются в составе долгосрочных активов.

Обесценение финансовых активов

Финансовые активы, за исключением активов категории ОССЧПУ, оцениваются на предмет обесценения на каждую отчетную дату. Финансовые активы считаются обесценившимися при наличии объективных данных, свидетельствующих об уменьшении предполагаемых будущих денежных потоков по данному активу в результате одного или нескольких событий, произошедших после принятия финансового актива к учету.

По всем прочим финансовым активам объективным свидетельством обесценения может быть следующее:

- значительные финансовые трудности эмитента или контрагента;
- нарушение договора, например, отказ или уклонение от уплаты процентов или основной суммы долга; или
- высокая вероятность банкротства или финансовой реорганизации заемщика; или
- исчезновение активного рынка для данного финансового актива по причине финансовых трудностей.

Для отдельных категорий финансовых активов, таких как торговая дебиторская задолженность, активы, которые по отдельности не были признаны обесцененными, также оцениваются на предмет обесценения в целом по портфелю. Объективным признаком снижения стоимости портфеля дебиторской задолженности могут служить исторические данные о ее погашении, увеличение числа просрочек по погашению задолженности в течение среднего срока, установленного договорами Группы, а также ощутимые изменения в экономике, которые могут влиять на уровень дефолтов по дебиторской задолженности.

Для финансовых активов, учитываемых по амортизируемой стоимости, величина убытка от обесценения рассчитывается как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью прогнозируемых будущих денежных потоков, рассчитанной с использованием эффективной ставки процента, определенной при первоначальном признании финансового актива.

Для финансовых активов, учитываемых по стоимости приобретения, убыток от обесценения определяется как разница между балансовой стоимостью актива и приведенной стоимостью прогнозируемых будущих денежных потоков, дисконтированных с использованием текущей рыночной процентной ставки для аналогичного финансового актива. Такие убытки от обесценения восстановлению в будущих периодах не подлежат.

Убыток от обесценения напрямую уменьшает балансовую стоимость всех финансовых активов, за исключением торговой дебиторской задолженности, снижение стоимости которой осуществляется за счет резерва. В случае признания безнадежной торговая дебиторская задолженность списывается также за счет резерва. Полученные впоследствии возмещения ранее списанных сумм кредитуют счет резерва. Изменения резерва отражаются в прибылях и убытках.

Если в последующем периоде размер убытка от обесценения финансового актива, учитываемого по амортизированной стоимости, уменьшается и такое уменьшение может быть объективно привязано к событию, имевшему место после признания обесценения, то ранее отраженный убыток от обесценения восстанавливается через прибыли и убытки. При этом балансовая стоимость финансовых активов на дату восстановления убытка от обесценения не может превышать балансовую стоимость, которая была бы отражена в случае, если бы обесценение не признавалось.

Прекращение учета финансовых активов

Группа прекращает учет финансового актива, только когда истекают контрактные права на получение денежных потоков по активу или передает финансовый актив и все существенные риски и выгоды от владения активом другой компании. Если Группа не передает и не удерживает в основном все риски и выгоды от владения и продолжает контролировать переданный актив, то Группа признает свое оставшееся долевое участие в активе и связанное с ним обязательство на суммы, которые она может выплатить. Если Группа в основном удерживает все риски и выгоды от владения переданным финансовым активом, Группа продолжает учет финансового актива, а также учитывает средства от обеспеченных займов.

Финансовые обязательства и долевые инструменты, выпущенные Группой

Долговые и долевые инструменты классифицируются или как финансовые обязательства, или как капитал в соответствии с характером контрактного соглашения.

Долевые инструменты

Долевой инструмент – это любой контракт, который свидетельствует об остаточном участии в активе компании после вычета всех его обязательств. Долевые инструменты, выпущенные Группой учитываются по полученной прибыли, за вычетом прямых затрат на выпуск.

Финансовые обязательства

Финансовые обязательства классифицируются или как финансовые обязательства ОССЧПУ, или прочие финансовые обязательства.

Финансовые обязательства ОССЧПУ

Финансовые обязательства классифицируются как ОССЧПУ, когда финансовое обязательство или предназначено для торговли, или определено как ОССЧПУ.

Финансовое обязательство классифицируется как предназначенное для торговли, если:

- оно было понесено в основном для целей выкупа в ближайшем будущем; или
- является частью определенного портфеля финансовых инструментов, который Группа удерживает вместе и который имеет последнюю тенденцию к получению краткосрочной прибыли; или
- является производным инструментом, который не определен и не эффективен как инструмент хеджирования.

Финансовое обязательство, кроме финансового обязательства, предназначенного для торговли, может быть определено как ОССЧПУ при первоначальном признании, если:

- такое признание устраняет или существенно уменьшает непоследовательность оценки или признания, которая появилась бы в противном случае; или
- финансовое обязательство образует часть группы финансовых активов или финансовых обязательств, или того и другого, которая управляется и ее производительность оценивается на основе справедливой стоимости в соответствии со стратегией управления рисками и инвестиций Группы, и информация о формировании групп предоставляется внутренне на этой основе; или
- образует часть контракта, содержащего один или более встроенных производных инструментов, и МСБУ 39 «Финансовые инструменты: признание и оценка» разрешает определить весь комбинированный контракт (актив или обязательство) как ОССЧПУ.

Финансовые обязательства ОССЧПУ учитываются по справедливой стоимости с признанием любых прибылей или убытков в консолидированном отчете о совокупном доходе. Чистая прибыль или убыток, признанный в прибылях или убытках, включает любые дивиденды или проценты, выплаченные по финансовому обязательству.

Прочие финансовые обязательства

Прочие финансовые обязательства, включая займы, первоначально оцениваются по справедливой стоимости за вычетом затрат по сделке.

Прочие финансовые обязательства впоследствии оцениваются по амортизированной стоимости по методу эффективной процентной ставки с признанием процентных расходов по методу фактического дохода.

Метод эффективной процентной ставки

Это метод расчета амортизированной стоимости финансового обязательства и распределения процентных расходов в течение соответствующего периода. Эффективная процентная ставка – это ставка, которая точно дисконтирует предполагаемые будущие выплаты денежных средств через ожидаемый срок финансового обязательства или, если применимо, более короткий период.

Прекращение учета финансовых обязательств

Группа прекращает учет финансовых обязательств тогда и только тогда, когда обязательства Группы погашены, отменены или истекли.

Резервы

Резервы отражаются в учете при наличии у Группы текущих обязательств (определяемых нормами права или подразумеваемых), возникших в результате прошлых событий, для погашения которых, вероятно, потребуется выбытие ресурсов, заключающих в себе экономические выгоды; причем размер таких обязательств может быть оценен с достаточной степенью точности.

Сумма, признанная в качестве резерва, представляет собой лучшую оценку возмещения, необходимого для погашения текущего обязательства на отчетную дату, учитывая риски и неопределенность, связанные с обязательством. Если резерв оценивается, используя предполагаемые денежные средства, необходимые для погашения текущего обязательства, его балансовая стоимость является текущей стоимостью данных денежных средств.

Когда ожидается, что третья сторона возместит некоторые или все экономические выгоды, необходимые для погашения резерва, дебиторская задолженность признается как актив, если фактически реально, что возмещение будет получено, и сумма к получению может быть разумно оценена.

Признание дохода

Доход признается при вероятности получения экономических выгод, связанных со сделкой, и возможности достоверно оценить сумму дохода. Доходы от продаж признаются в размере справедливой стоимости вознаграждения, полученного или причитающегося к получению за вычетом скидок и налога на добавленную стоимость. Доход признается на момент оказания услуг.

Группа получает доход от оказания услуг по передаче электроэнергии от производителей до оптовых и крупных потребителей, по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, по организации балансирования производства/потребления электрической энергии, а также услуг по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств и прочих услуг.

Основой для начисления дохода по регулируемым услугам (услуги по передаче электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства/потребления электрической энергии) являются тарифы, утверждаемые Агентством.

С 1 сентября 2011 г. приказом Агентства №210-ОД от 11 июля 2011 г. утверждены новые тарифы на услуги по передаче электроэнергии, технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электроэнергии, и по организации балансирования производства/потребления электрической энергии.

Доходы по услугам по обеспечению договорных величин перетоков электрической энергии с энергосистемами сопредельных государств признаются в соответствии с условиями договоров, заключенных на основании Соглашения между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации «О мерах по обеспечению параллельной работы Единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации».

Аренда

Аренда, условия которой подразумевают перенос всех рисков и выгод, связанных с владением активом, классифицируется как финансовая аренда. Все прочие виды аренды классифицируются как операционная аренда.

Арендные платежи, осуществляемые в рамках операционной аренды, отражаются в прибылях или убытках по мере их возникновения.

Затраты по займам

Затраты по займам, непосредственно относящиеся к приобретению, строительству или производству квалифицируемого актива, ввод в эксплуатацию или реализация которого наступает через значительный период времени, капитализируются путем включения в стоимость данного актива до момента фактической готовности такого актива к вводу в эксплуатацию или реализации.

Инвестиционный доход, полученный от временной инвестиции конкретных займов, ожидающих расходования на квалифицируемые активы, вычитается из затрат по займам, которые могут капитализироваться.

Все прочие затраты по займам признаются в прибылях или убытках в периоде, в котором они понесены.

Пенсионные обязательства

В 2011 г. в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан, Группа осуществляла платежи в размере 10% от заработной платы работников, но не более 119,992 тенге в месяц (2010 г.: 112,140 тенге) в качестве отчислений в накопительные пенсионные фонды. Платежи в пенсионные фонды удерживаются из заработной платы работников и включаются в общие расходы по оплате труда совместно с прочими отчислениями, связанными с оплатой труда в консолидированном отчете о совокупном доходе, в момент их возникновения. Группа не имеет каких-либо других обязательств по пенсионным платежам.

Подоходный налог

Расходы по подоходному налогу представляют собой сумму текущего подоходного налога к уплате и отсроченного подоходного налога.

Текущий налог

Текущий подоходный налог к уплате рассчитан на основе налогооблагаемой прибыли за год. Налогооблагаемая прибыль отличается от чистой прибыли, отраженной в консолидированном отчете о совокупном доходе, так как она не включает суммы доходов и расходов, которые являются налогооблагаемыми или вычитаемыми в других отчетных периодах, и также не включает суммы, которые никогда не будут признаны ни налогооблагаемыми, ни вычитаемыми. Обязательства Группы по текущему подоходному налогу рассчитываются по ставке налога, действовавшей на отчетную дату.

Отсроченный налог

Отсроченный подоходный налог признается по разницам между текущей стоимостью активов и обязательств в консолидированной финансовой отчетности и соответствующими суммами, признанными для целей определения налогооблагаемой прибыли, и рассчитывается по методу обязательств. Отсроченные налоговые обязательства обычно признаются для всех налогооблагаемых временных разниц. Отсроченные налоговые активы признаются в той степени, в которой существует вероятность того, что налогооблагаемая прибыль будет достаточной для возмещения временных вычитаемых разниц. Такие активы и обязательства не признаются, если временная разница возникает от гудвилла или от первоначального признания (кроме операций по объединению предприятий) активов и обязательств от операций, которые не влияют ни на налогооблагаемую прибыль, ни на бухгалтерскую прибыль.

Отсроченные налоговые обязательства отражаются в отношении всех временных разниц, связанных с инвестициями в дочерние компании и ассоциированные компании, и долевого участия в совместных предприятиях, кроме случаев, когда Группа может контролировать сторнирование временной разницы и возможно, что временная разница не будет сторнирована в обозримом будущем. Отсроченные налоговые активы в результате вычитаемых временных разниц, связанных с такими инвестициями и долями признаются только в той мере, в какой возможно, что будет достаточная налогооблагаемая прибыль, против которой можно использовать выгоды временных разниц, и ожидается, что они будут сторнированы в обозримом будущем.

Балансовая стоимость отсроченных налоговых активов оценивается на каждую отчетную дату и уменьшается в той степени, в которой более не существует вероятности того, что существует достаточная налогооблагаемая прибыль, за счет которой может быть возмещена вся сумма или часть актива.

Отсроченный налоговый актив или обязательство учитывается по ставкам, применение которых ожидается в течение периода выбытия активов или погашения обязательств. Отсроченный подоходный налог отражается в консолидированном отчете о совокупном доходе, за исключением случаев, когда он относится к статьям, отраженным непосредственно на счетах учета капитала, и в данном случае отсроченный подоходный налог отражается в составе капитала.

Взаимозачет по отсроченным налоговым активам и обязательствам производится в том случае, когда имеется юридически закрепленное право зачесть текущие налоговые активы против текущих налоговых обязательств, и когда они относятся к подоходному налогу, взимаемому одним и тем же налоговым органом, и Группа планирует возместить свои налоговые активы и погасить налоговые обязательства на нетто-основе.

Текущий и отсроченный налог за период

Текущие и отсроченные налоги признаются как расходы или доходы в прибылях или убытках, кроме случаев, когда они относятся к статьям, отнесенным непосредственно на капитал, или когда они появляются в результате первоначального учета объединения предприятий. В случае объединения предприятий налоговый эффект учитывается при расчете гудвилла или при определении превышения доли покупателя в чистой справедливой стоимости идентифицируемых активов, обязательств и условных обязательств приобретаемой компании над себестоимостью.

Операции со связанными сторонами

При подготовке данной консолидированной финансовой отчетности следующие стороны рассматривались в качестве связанных сторон:

Сторона является связанной компанией, если:

(а) прямо или косвенно через одного или нескольких посредников, сторона:
  i) контролирует или находится под общим контролем компании (к ним относятся холдинговые компании, дочерние компании и другие дочерние компании одной материнской фирмы);
  ii) имеет долевое участие в компании, что дает ей возможность оказывать существенное влияние на компанию; или
  iii) имеет совместный контроль над компанией;
(б) сторона является ассоциированной стороной компании;
(в) сторона является совместным предприятием, в котором компания является участником;
(г) сторона является членом ключевого управленческого персонала компании или ее материнской компании;
(д) сторона является членом семьи любого лица, указанного в пунктах (а) или (г);
(е) сторона является компанией, которая находится под контролем, совместным контролем или под значительным влиянием, или которая имеет существенное право голоса в такой компании, прямо или косвенно, любого лица, указанного в пунктах (г) или (д); или
(ж) сторона представляет собой пенсионную схему для работников компании или любой компании, являющейся связанной стороной компании.

При рассмотрении каждой возможной связанной стороны, особое внимание уделяется содержанию отношений, а не только их юридической форме.

4. КЛЮЧЕВЫЕ ИСТОЧНИКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКАХ

В процессе применения учетной политики Группы, которая описывается в Примечании 3, руководство должно применять оценки и допущения в отношении балансовой стоимости активов и обязательств, которые не известны, из других источников. Оценки и связанные с ними допущения основаны на историческом опыте и прочих факторах, которые считаются приемлемыми. Фактические результаты могут отличаться от данных оценок.

Оценки и лежащие в их основе допущения регулярно проверяются. Изменения в учетных оценках признаются в периоде, в котором оценка пересматривается, если изменение влияет только на тот период или в периоде изменения и будущих периодах, если изменение влияет как на текущий, так и на будущий периоды.

Ниже приводятся ключевые предположения, касающиеся будущего, и прочие ключевые источники неопределенности в оценках на отчетную дату, которые несут значительный риск существенной корректировки балансовой стоимости активов и обязательств в следующем финансовом году.

Резерв по сомнительной дебиторской задолженности, неликвидным товарно-материальным запасам и авансам, выданным на приобретение долгосрочных активов

Определение руководством резервов по сомнительной дебиторской задолженности и авансам, выданным на приобретение долгосрочных активов, в дополнение к определению руководством признания и оценки резерва по неликвидным товарно-материальным запасам требует от руководства применения допущений на основе лучших оценок способности Группы реализовать данные активы. В результате изменений в общей экономике или других подобных обстоятельствах после отчетной даты руководство может сделать заключения, которые могут отличаться от заключений, сделанных при подготовке данной консолидированной финансовой отчетности.

Отсроченные налоговые активы

Отсроченные налоговые активы оцениваются на каждую отчетную дату и уменьшаются в той степени, в которой более не существует вероятности того, что существует достаточная налогооблагаемая прибыль, за счет которой может быть возмещена вся сумма или часть актива. Оценка такой вероятности включает суждения на основе ожидаемой производительности.

Сроки полезной службы основных средств

Как указывается в Примечании 3, Группа рассматривает сроки полезной службы основных средств на конец каждого годового отчетного периода. Оценка срока полезного использования актива зависит от таких факторов как экономическое использование, программы по ремонту и обслуживанию, технологические улучшения и прочие деловые условия. Оценка руководством сроков полезной службы основных средств отражает соответствующую информацию, имеющуюся на дату данной консолидированной финансовой отчетности.

Обесценение основных средств

В связи с тем, что использование каждого объекта основных средств Группы не обеспечивает независимое друг от друга получение денежных средств, а представляет собой отдельные неотделимые друг от друга операции в составе единого технологического процесса, то Группа оценивает возможные убытки от обесценения на основе идентификации генерирующей единицы. Генерирующей единицей Группы являются все активы Группы в целом. На каждую отчетную дату Группа оценивает, существуют ли какие-либо признаки возможного обесценения актива. Если такие признаки существуют, или если требуется проведение ежегодного тестирования на предмет обесценения, то Группа производит оценку возмещаемой суммы.

Капитализация затрат по займам

Как указано в Примечании 3, согласно учетной политике затраты по займам, непосредственно относящиеся к приобретению, строительству и производству квалифицируемых активов, которыми являются активы, требующие существенного срока для их подготовки к их целевому использованию или продаже, учитываются в себестоимости данных активов до тех пор, пока активы не будут готовы для их целевого использования или продажи.

5. ОСНОВНЫЕ СРЕДСТВА

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., движение основных средств представлено следующим образом:

	Земля	Здания и сооружения	Машины и передаточное оборудование	Транспорт и прочие основные средства	Незавершенное строительство	Всего
Стоимость:						
На 1 января 2010 г.	790,060	10,251,387	151,756,886	4,648,681	16,822,422	184,269,436
Поступления	67,594	54,069	356,544	600,136	6,821,053	7,899,396
Перевод из незавершенного строительства в основные средства, нематериальные активы	116,983	2,032,219	15,750,728	88,005	(18,260,834)	(272,899)
Внутренние перемещения	-	1,341	(1,459)	118	-	-
Выбытия	(1,010)	(34,386)	(268,794)	(47,352)	(49,042)	(400,584)
На 31 декабря 2010 г.	973,627	12,304,630	167,593,905	5,289,588	5,333,599	191,495,349
Поступления	12,080	64,569	531,207	538,190	17,137,045	18,283,091
Перевод из незавершенного строительства в основные средства, нематериальные активы	5,702	374,317	610,020	78,734	(1,249,671)	(180,898)
Внутренние перемещения	-	(14,763)	13,826	937	-	-
Выбытия	(793)	(24,629)	(202,660)	(76,840)	(4,937)	(309,859)
На 31 декабря 2011 г.	990,616	12,704,124	168,546,298	5,830,609	21,216,036	209,287,683
Накопленный износ:						
На 1 января 2010 г.	-	(1,946,275)	(45,182,490)	(2,543,153)	-	(49,671,918)
Начислено за год	-	(342,976)	(5,976,782)	(413,900)	-	(6,733,658)
Внутренние перемещения	-	(30)	38	(8)	-	-
Выбытия	-	4,661	205,209	43,143	-	253,013
На 31 декабря 2010 г.	-	(2,284,620)	(50,954,025)	(2,913,918)	-	(56,152,563)
Начислено за год	-	(383,798)	(6,404,461)	(454,257)	-	(7,242,516)
Внутренние перемещения	-	(7,994)	7,889	105	-	-
Выбытия	-	4,136	171,820	74,976	-	250,932
На 31 декабря 2011 г.	-	(2,672,276)	(57,178,777)	(3,293,094)	-	(63,144,147)
Балансовая стоимость:						
На 31 декабря 2011 г.	990,616	10,031,848	111,367,521	2,537,515	21,216,036	146,143,536
На 31 декабря 2010 г.	973,627	10,020,010	116,639,880	2,375,670	5,333,599	135,342,786

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. информация по основным средствам включает следующее:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Полностью самортизированные основные средства по первоначальной стоимости	9,570,613	7,860,344
Бездействующие основные средства по балансовой стоимости	60,375	60,375

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг. Группа капитализировала расходы по вознаграждению в размере 566,835 тыс. тенге и 35,201 тыс. тенге, соответственно, а также расходы по курсовой разнице в сумме 88 тыс. тенге и 775 тыс. тенге, соответственно.

Незавершенное строительство, в основном, представлено оборудованием и строительно-монтажными работами по реализации проектов «Строительство ПС Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500кВ, 220кВ», «Выдача мощности Мойнакской ГЭС» и «Реконструкция ВЛ-220кВ "ЦГПП-Осакаровка"», а также затратами по обследованию подстанций и инженерным изысканиям в рамках реализации проекта «Модернизация национальной электрической сети II этап».

Группа имеет обязательства перед государством и потребителями по непрерывной транспортировке электроэнергии по магистральным линиям электропередач и, соответственно, обязана поддерживать на определенном уровне аварийный запас на своих объектах в соответствии с производственными стандартами. Такой аварийный запас включает определенные запасные части, оборудование и материалы, которые могут быть незамедлительно использованы в случае аварий. По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., аварийный запас включал основные средства балансовой стоимостью 426,405 тыс. тенге и 352,378 тыс. тенге, соответственно (см. Примечание 24).

6. ТОВАРНО-МАТЕРИАЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ

Товарно-материальные запасы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Запасные части	1,023,040	1,079,832
Сырье и материалы	640,104	580,523
Горюче-смазочные материалы	122,667	122,921
Прочие запасы	74,760	64,516
	1,860,571	1,847,792
За вычетом резерва на неликвидные товарно-материальные запасы	(418,803)	(419,043)
	1,441,768	1,428,749

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., аварийный запас включал товарно-материальные запасы, балансовой стоимостью 995,232 тыс. тенге и 907,397 тыс. тенге, соответственно (см. Примечание 24).

7. ТОРГОВАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Торговая дебиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлена следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Покупная электроэнергия	1,792,557	-
Передача электроэнергии	1,348,948	1,093,618
Регулирование мощности	1,118,535	599,019
Техническая диспетчеризация	321,857	287,468
Организация балансирования производства-потребления электроэнергии	201,595	311,079
Резервирование электрической мощности	51,447	51,592
Прочее	182,720	171,404
	5,017,659	2,514,180
За вычетом резерва по сомнительной задолженности	(660,561)	(737,787)
	4,357,098	1,776,393

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. дебиторская задолженность крупных потребителей за услуги по передаче электроэнергии на сумму 90,539 тыс. тенге и 64,293 тыс. тенге, соответственно, является залоговым обеспечением кредитных линий, предоставленных Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР»), Международным Банком Реконструкции и Развития («МБРР») и АО «Банк Развития Казахстана» («БРК») по проекту «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана» 2-3 этапы. В связи с досрочным погашением займов от ЕБРР и БРК, полученных в рамках данного проекта, Группа согласовала с ЕБРР, БРК и МБРР высвобождение залогов, обременения по которым окончательно будут сняты в 2012 г. после регистрации данных соглашений в уполномоченных органах (см. Примечание 13).

Средний срок товарного кредита, предоставляемого клиентам Группы, составляет 30 дней. Группа отразила резерв по сомнительной задолженности в размере 100% от всей дебиторской задолженности (за вычетом налога на добавленную стоимость) сроком более 1 года, поскольку прошлый опыт показывает, что дебиторская задолженность, не оплаченная в течение этого срока, обычно не погашается. По торговой дебиторской задолженности сроком от 30 до 360 дней резервы по сомнительной задолженности отражаются исходя из оценок на основе прошлого опыта и анализа текущего финансового положения контрагента.

В торговую дебиторскую задолженность Группы на отчетную дату включена просроченная задолженность (см. анализ дебиторской задолженности по срокам погашения ниже), по которой Группа не начислила резерв по сомнительной задолженности, поскольку значительного изменения уровня кредитоспособности дебиторов не произошло и руководство считает возмещаемыми суммы задолженности.

Ниже представлен анализ просроченной, но не обесцененной торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
30-90 дней	244,514	200,586
91-180 дней	16,363	22,657
181-360 дней	22,159	21,494
Свыше 360 дней	19,842	25,322
	302,878	270,059
Средний срок (в днях)	69	84

Анализ обесцененной торговой дебиторской задолженности по срокам возникновения:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
30-90 дней	11,429	9,373
91-180 дней	3,559	4,478
181-360 дней	17,870	16,932
Свыше 360 дней	627,703	707,004
	660,561	737,787
Средний срок (в днях)	1,832	1,597

Торговая дебиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. была выражена в следующих валютах:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Доллар США	2,308,009	-
Тенге	1,983,389	1,646,393
Российский рубль	65,700	130,000
	4,357,098	1,776,393

8. ПРОЧАЯ ДЕБИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ И АВАНСЫ ВЫДАННЫЕ

Прочая дебиторская задолженность и авансы выданные по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Авансы под выполнение работ, оказание услуг и на приобретение долгосрочных активов	27,501,663	5,542,052
Авансы под поставку материалов и прочих активов	3,341	3,568
Расходы будущих периодов	21,507	177
Прочая дебиторская задолженность	138,129	81,317
	27,664,640	5,627,114
За вычетом резерва по обесценению авансов выданных и по прочей сомнительной дебиторской задолженности	(45,000)	(46,094)
	27,619,640	5,581,020
За вычетом авансов, выданных на приобретение долгосрочных активов	(26,547,321)	(5,453,058)
	1,072,319	127,962

По состоянию на 31 декабря 2011 г. авансы, выданные на приобретение долгосрочных активов, в основном представлены авансами, выданными ТОО «Сәтті Жол» за работы по реализации проекта «Строительство ПС 500/220 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ», KEC International Ltd по проекту «Модернизация национальной электрической сети II этап», и Korea Electric Power Corporation (KEPCO) по проектам «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС», и «Модернизация национальной электрической сети II этап» .

9. ПРОЧИЕ ФИНАНСОВЫЕ АКТИВЫ

Прочие финансовые активы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.		31 декабря 2010 г.	
	% ставка	сумма	% ставка	Сумма
Депозиты в банках	3.5%-8.2%	20,201,201	5%-11%	21,984,217
Облигации АО «Батыс-транзит»	7.8%-8.6%	1,050,805	7.8%-9.2%	1,044,757
Начисленное вознаграждение по остаткам в банках на проектных счетах	0.1%-1%	43	1%-5.5%	1,296
		21,252,049		23,030,270

Депозиты в банках

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. депозиты в банках представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Депозиты в банках с первоначальным сроком погашения от 3 до 12 месяцев	17,875,594	17,054,194
Депозиты в банках с первоначальным сроком погашения свыше 12 месяцев	2,325,607	4,930,023
	20,201,201	21,984,217
За вычетом долгосрочной части	(2,325,607)	(2,211,270)
	17,875,594	19,772,947

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. депозиты размещены в следующих банках:

	% ставка	31 декабря 2011 г. Сумма	31 декабря 2010 г. Сумма
АО «Евразийский банк»	8.1%-8.2%	7,020,081	7,020,081
АО «Алматинский Торгово-Финансовый Банк»	5.25%	5,834,369	2,969,467
АО «Цесна Банк»	6.2%-7.7%	3,066,154	3,014,998
АО «Казинвест Банк»	6.5%	2,010,743	3,014,790
АО «АзияКредит Банк»	7.5%	1,513,812	-
АО «Народный банк»	3.5%	756,042	3,817,749
АО «Банк Центркредит»	-	-	2,147,132
		20,201,201	21,984,217

По состоянию на 31 декабря 2011 г. депозиты в банках включали депозит в АО «Алматинский Торгово-Финансовый Банк» на сумму 15,671 тыс. долларов США (эквивалент в тенге 2,325,607 тыс. тенге), с фиксированной процентной ставкой – 5.25% годовых (31 декабря 2010 г.: 15,002 тыс. долларов США (эквивалент в тенге: 2,211,270 тыс. тенге) с фиксированной процентной ставкой – 5.25% годовых). Данный депозит может быть использован только по согласованию с Министерством финансов Республики Казахстан согласно соглашению о предоставлении государственной гарантии от 18 ноября 2005 г. по займу МБРР (см. Примечание 13).

Депозиты в банках по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. были выражены в следующих валютах:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Тенге	13,610,790	15,769,052
Доллар США	6,590,411	6,215,165
	20,201,201	21,984,217

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. сумма начисленных, но не полученных доходов в виде процентов по депозитам в банках, составила 320,001 тыс. тенге и 394,225 тыс. тенге, соответственно.

10. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА, ОГРАНИЧЕННЫЕ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. денежные средства, ограниченные в использовании представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Денежные средства на резервных счетах	3,073,181	3,998,239
Денежные средства на счетах обслуживания долга	1,386,477	1,254,972
	4,459,658	5,253,211
За вычетом долгосрочной части	-	(2,844,820)
	4,459,658	2,408,391

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. денежные средства, ограниченные в использовании могут быть использованы исключительно для целей, определенных кредитными соглашениями с МБРР и ЕБРР.

По состоянию на 31 декабря 2011 г. денежные средства на сумму 2,708,282 тыс. тенге (31 декабря 2010 г.: 3,509,700 тыс. тенге) из вышеуказанных остатков являлись залоговым обеспечением кредитных линий, предоставленных ЕБРР, МБРР и БРК по проекту «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана» 2-3 этапы. В связи с досрочным погашением займов от ЕБРР и БРК, полученных в рамках данного проекта, Группа согласовала с ЕБРР, БРК и МБРР высвобождение залогов, обременения по которым окончательно будут сняты в 2012 г. после регистрации данных соглашений в уполномоченных органах (см. Примечание 13).

По состоянию на 31 декабря 2010 г., долгосрочная часть денежных средств, ограниченных в использовании, представляла собой сумму в тенге, эквивалентную 19,300 тыс. долларам США, которая является гарантией исполнения Группой своих обязательств по кредитным соглашениям ЕБРР и БРК, открытым в рамках проекта «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана» 1-2-3 этапы. Ограничения на использование данных денежных средств могли быть сняты после полного исполнения Группой своих обязательств в будущем. В связи с досрочным погашением займов от ЕБРР и БРК, полученных в рамках проекта «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана» 1 этап (см. Примечание 13), ограничения на часть вышеуказанной суммы в тенге, эквивалентную 6,500 тыс. долларов США были сняты, соответственно данные средства были переведены на текущие денежные средства. Ограничения на оставшуюся часть денежных средств в тенге по проекту «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана» 2-3 этапы, эквивалентную 12,800 тыс. долларам США, будет снято в 2012 г., соответственно, на 31 декабря 2011 г. данные средства были отражены в составе краткосрочной части денежных средств, ограниченных в использовании.

Краткосрочная часть денежных средств, ограниченных в использовании, также представлена средствами, предназначенными для уплаты основного долга и процентов по займам, накапливаемыми в течение полугодового периода, предшествующего дате выплаты.

Денежные средства, ограниченные в использовании по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. были выражены в следующих валютах:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Тенге	2,975,402	3,783,301
Доллар США	1,484,256	1,469,910
	4,459,658	5,253,211

11. ДЕНЕЖНЫЕ СРЕДСТВА И ИХ ЭКВИВАЛЕНТЫ

Денежные средства и их эквиваленты по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Денежные средства на банковском счете, в казахстанских тенге	9,086,173	4,896,974
Денежные средства на банковском счете, в иностранной валюте	448,364	460,313
Деньги на специальных счетах	4,724	8,764
Наличность в кассе	4,376	9,589
	9,543,637	5,375,640

По состоянию на 31 декабря 2011 г. денежные средства на сумму 1,365,040 тыс. тенге (31 декабря 2010 г.: 1,137,547 тыс. тенге) из вышеуказанных остатков являлись залоговым обеспечением кредитных линий, предоставленных ЕБРР, МБРР и БРК по проекту «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана» 2-3 этапы. В связи с досрочным погашением займов от ЕБРР и БРК, полученных в рамках данного проекта, Группа согласовала с ЕБРР, БРК и МБРР высвобождение залогов, обременения по которым окончательно будут сняты в 2012 г. после регистрации данных соглашений в уполномоченных органах (см. Примечание 13).

Денежные средства и их эквиваленты по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. были выражены в следующих валютах:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Тенге	9,095,273	4,915,327
Евро	188,700	52,420
Доллар США	152,967	241,411
Российский рубль	105,960	165,692
Фунт стерлинг	629	674
Таджикский сомани	108	116
	9,543,637	5,375,640

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. сумма начисленных, но не полученных доходов в виде процентов по текущим счетам, составила 43 тыс. тенге и 1,296 тыс. тенге, соответственно.

12. УСТАВНЫЙ КАПИТАЛ

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. уставный капитал Группы состоял из 10,584,297 и 10,524,297 размещенных и полностью оплаченных простых акций, номинальной стоимостью 10,000 тенге каждая. Каждая простая акция имеет одинаковое право голоса. Группа не имеет привилегированных акций по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 31 декабря 2010 гг. единственным акционером Группы являлся «Самрук-Казына».

В 2011 г. были оплачены 60,000 простых акций, объявленные в 2008 г., которые были приобретены по праву преимущественной покупки единственным акционером – «Самрук-Казына».

Держатели простых акций имеют право голоса, но выплата дивидендов не гарантирована. В 2011 г. акционером принято решение о выплате дивидендов в размере 15% чистого дохода Группы. Группа выплатила дивиденды в размере 869,403 тыс. тенге (2010 г.: на основании решения акционера выплата дивидендов не производилась).

Расчет доходности на акцию основан на чистой прибыли и средневзвешенном количестве обыкновенных акций, находящихся в обращении в 2011 и 2010 гг.: 10,559,297 и 10,524,297 акций, соответственно. Группа не имеет потенциальных разводняющих обыкновенных акций. За год, закончившийся 31 декабря 2011 и 2010 гг. базовая и разводненная прибыль Группы на акцию составила 741 тенге и 551 тенге, соответственно.

13. ЗАЙМЫ

Займы по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	**31 декабря 2010 г.**
Международный банк реконструкции и развития («МБРР»)	30,025,074	28,824,541
Европейский банк реконструкции и развития («ЕБРР»)	45,012,897	17,115,749
АО «Банк развития Казахстана» («БРК»)	-	8,362,405
Начисленные проценты	508,518	221,650
	75,546,489	54,524,345
За вычетом текущей части займа от МБРР, ЕБРР и БРК, подлежащего погашению в течение 12 месяцев	(6,407,716)	(6,750,534)
За вычетом несамортизированной части единовременной комиссии	(1,115,941)	(917,823)
	68,022,832	46,855,988

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. займы в разрезе банков и сроков погашения были представлены следующим образом:

31 декабря 2011 г.	**МБРР**	**ЕБРР**	**БРК**	**Всего**
Краткосрочная часть займов	2,596,506	3,811,210	-	6,407,716
от 1 до 2 лет	2,632,722	5,148,173	-	7,780,895
от 2 до 3 лет	2,715,826	6,574,195	-	9,290,021
от 3 до 4 лет	3,158,800	6,745,303	-	9,904,103
свыше 4 лет	18,962,916	23,200,838	-	42,163,754
Долгосрочная часть займов	27,470,264	41,668,509	-	69,138,773
Всего	30,066,770	45,479,719	-	75,546,489

31 декабря 2010 г.	**МБРР**	**ЕБРР**	**БРК**	**Всего**
Краткосрочная часть займов	2,518,354	3,370,000	862,180	6,750,534
от 1 до 2 лет	2,563,286	3,482,648	805,243	6,851,177
от 2 до 3 лет	2,640,671	2,918,096	805,243	6,364,010
от 3 до 4 лет	2,723,215	2,602,875	805,243	6,131,333
свыше 4 лет	18,407,046	4,878,813	5,141,432	28,427,291
Долгосрочная часть займов	26,334,218	13,882,432	7,557,161	47,773,811
Всего	28,852,572	17,252,432	8,419,341	54,524,345

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Группа не имела просрочек по выплатам основного долга и процентов.

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. займы были выражены в следующих валютах:

	31 декабря 2011 г.	**31 декабря 2010 г.**
Займы, выраженные в долларах США	52,913,021	48,099,643
Займы, выраженные в евро	22,633,468	254,177
Займы, выраженные в тенге	-	6,170,525
	75,546,489	54,524,345

В 1999 г. Группа открыла две основные кредитные линии для реализации проекта «Модернизация национальной электрической сети», которые представлены следующим образом:

(а) кредитная линия на сумму 140,000 тыс. долларов США, предоставленная МБРР сроком на 20 лет, обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан от 21 декабря 1999 г. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2005 г. Проценты по займу эквивалентны ставке ЛИБОР плюс общий спрэд ЛИБОР, и погашаются дважды в год, 15 июня и 15 декабря.

(б) кредитная линия на сумму 45,000 тыс. долларов США, предоставленная ЕБРР сроком на 15 лет, обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан от 3 декабря 1999 г. Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2004 г. Проценты по займу эквивалентны ставке ЛИБОР плюс общий спрэд ЛИБОР, и погашаются дважды в год, 27 января и 27 июля.

В 2004 г. Группа получила кредитные линии для реализации проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана» 1 этап, которые представлены следующим образом:

(а) кредитная линия на сумму 21,000 тыс. долларов США, предоставленная БРК сроком на 15 лет, обеспечена дебиторской задолженностью Группы и денежными средствами на счетах в банках (см. Примечания 7 и 10). Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2007 г. Проценты по займу определены по ставке 7.93%, и погашаются дважды в год, 19 мая и 19 ноября.

(б) кредитная линия на сумму 35,000 тыс. долларов США, предоставленная ЕБРР сроком до 12 марта 2016 г., обеспечена дебиторской задолженностью Группы и денежными средствами на счетах в банках (см. Примечания 7 и 10). Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2007 г. Проценты по займу эквивалентны ставке ЛИБОР плюс маржа 4%, и погашаются дважды в год, 12 марта и 12 сентября.

(в) кредитная линия на сумму 25,000 тыс. долларов США, предоставленная ЕБРР сроком до 12 марта 2013 г., обеспечена дебиторской задолженностью Группы и денежными средствами на счетах в банках (см. Примечания 7 и 10). Заем подлежит погашению ежегодными взносами, начиная с 2006 г. Проценты по займу эквивалентны ставке ЛИБОР плюс маржа 3.5%, и погашаются дважды в год, 12 марта и 12 сентября.

В 2005 г. для осуществления 2-го и 3-го этапов проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана» получены кредитные линии, которые представлены следующим образом:

(а) две кредитные линии на суммы 52,800 тыс. долларов США и 21,500 тыс. долларов США, предоставленные ЕБРР на период 12 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Кредитные линии обеспечены дебиторской задолженностью Группы и денежными средствами на счетах в банках (см. Примечания 7 и 10). Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной долларовой ставке ЛИБОР плюс маржа 3.25%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября.

(б) кредитная линия на сумму 13,500 тыс. долларов США, предоставленная ЕБРР на период 9 лет, из которых первые два года являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена дебиторской задолженностью Группы и денежными средствами на счетах в банках (см. Примечания 7 и 10). Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной долларовой ставке ЛИБОР плюс маржа 2.75%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября.

(в) кредитная линия на сумму 6,970,132 тыс. тенге, предоставленная БРК на период 15 лет, с датой первого погашения основного долга через 3 года со дня первого освоения. Кредитная линия обеспечена дебиторской задолженностью Группы и денежными средствами на счетах в банках (см. Примечания 7 и 10). Процентная ставка по займу составляет 9.82% годовых и погашается дважды в год, 8 декабря и 8 июня.

(г) кредитная линия на сумму 100,000 тыс. долларов США, предоставленная МБРР на период 17 лет, из которых первые шесть лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан от 18 ноября 2005 г., а также дебиторской задолженностью Группы и денежными средствами на счетах в банках (см. Примечания 9 и 10). Проценты по займу определены по долларовой ставке ЛИБОР плюс общий спрэд, устанавливаемый банком на каждый период начисления процентов, и погашается дважды в год, 15 апреля и 15 октября.

В 2009-2011 гг., неосвоенная часть займов от ЕБРР и МБРР по данному проекту в размере 6,999 тыс. долларов США и 1,918 тыс. долларов США была аннулирована в связи с тем, что сумма фактических затрат, понесенных в ходе данного проекта была меньше, чем ожидалось.

В 2008 г. для осуществления проекта «Модернизация национальной электрической сети II этап» были открыты кредитные линии, которые представлены следующим образом:

(а) две кредитные линии на суммы 127,500 тыс. евро и 75,000 тыс. евро, предоставленные ЕБРР на период 15 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3.85%, и погашаются дважды в год, 12 февраля и 12 августа.

(б) кредитная линия на сумму 47,500 тыс. евро, предоставленная ЕБРР на период 12 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 3.55%, и погашаются дважды в год, 12 февраля и 12 августа.

(в) кредитная линия на сумму 5,000 тыс. евро, предоставленная ЕБРР на период 9 лет, из которых первые четыре года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЕВРОБОР плюс маржа 2.75%, и погашаются дважды в год, 12 февраля и 12 августа.

В 2009 г. для осуществления проекта «Схема выдачи мощности Мойнакской ГЭС» была открыта кредитная линия на сумму 48,000 тыс. долларов США, предоставленная МБРР на период 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан от 12 ноября 2009 г. Проценты по займу определены по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд, устанавливаемый банком на каждый период начисления процентов, и погашается дважды в год, 15 марта и 15 сентября.

В 2010 г. для осуществления проекта «Строительство ПС 500/220 кВ Алма с присоединением к НЭС Казахстана линиями напряжением 500, 220 кВ» была открыта кредитная линия на сумму 78,000 тыс. долларов США, предоставленная МБРР сроком на 25 лет, из которых первые пять лет являются льготным периодом. Кредитная линия обеспечена гарантией Правительства Республики Казахстан от 24 декабря 2010 г. Проценты по займу определены по долларовой ставке ЛИБОР плюс фиксированный спрэд, устанавливаемый банком на каждый период начисления процентов, и погашается дважды в год, 15 января и 15 июля.

В 2011 г. для осуществления проекта «Реконструкция ВЛ 220кВ ЦГПП-Осакаровка» были открыты кредитные линии, которые представлены следующим образом:

(а) две кредитные линии на суммы 8,160 тыс. долларов США и 4,740 тыс. долларов США предоставленные ЕБРР на период 15 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3.95%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября.

(б) кредитная линия на сумму 1,900 тыс. долларов США, предоставленная ЕБРР на период 12 лет, из которых первые три года являются льготным периодом. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3.70%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября.

Также, в 2011 г. для рефинансирования займов ЕБРР и БРК, полученных в 2004-2005 гг. в рамках проекта «Строительство второй линии электропередачи 500кВ транзита Север-Юг Казахстана» 1-2-3 этапы были открыты кредитные линии, которые представлены следующим образом:

(а) две кредитные линии на суммы 77,840 тыс. долларов США и 45,260 тыс. долларов США предоставленные ЕБРР на период 15 лет. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3.95%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября.

(б) кредитная линия на сумму 18,100 тыс. долларов США, предоставленная ЕБРР на период 12 лет. Проценты по займу определены по межбанковской шестимесячной ставке ЛИБОР плюс маржа 3.70%, и погашаются дважды в год, 12 мая и 12 ноября.

За счет этих средств, в сентябре-ноябре 2011 г. Группа досрочно погасила обязательства по займам, полученным в рамках проекта «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг Казахстана» от ЕБРР на сумму 85,826 тыс. долларов США (12,684,001 тыс. тенге) и БРК на суммы 14,280 тыс. долларов США (2,104,015 тыс. тенге) и 5,854,911 тыс. тенге.

В 2010 г. в соответствии с вышеуказанными договорами, Группа получила 13,879 тыс. долларов США (2,053,160 тыс. тенге); 816 тыс. евро (154,017 тыс. тенге) и 117,511 тыс. тенге. В 2010 г. Группа погасила обязательства перед МБРР на сумму 8,095 тыс. долларов США (1,192,443 тыс. тенге), ЕБРР на сумму 21,936 тыс. долларов США (3,230,312 тыс. тенге) и БРК на суммы 1,680 тыс. долларов США (247,128 тыс. тенге) и 557,611 тыс. тенге, соответственно.

В 2011 г. в соответствии с вышеуказанными договорами, Группа получила 163,936 тыс. долларов США (24,147,499 тыс. тенге) и 115,067 тыс. евро (23,559,711 тыс. тенге). За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. Группа погасила обязательства перед МБРР на сумму 16,956 тыс. долларов США (2,488,193 тыс. тенге), ЕБРР на сумму 101,619 тыс. долларов США (14,993,979 тыс. тенге) (включая сумму досрочно погашенного займа) и БРК на суммы 15,120 тыс. долларов США (2,226,445 тыс. тенге) и 6,133,716 тыс. тенге (включая сумму досрочно погашенного займа).

Группа обязана выплачивать комиссии с использованием годовой ставки вознаграждения в размере 0.25% по займу МБРР, 0.5% и 0.75% - по займу ЕБРР и 0.25% - по займу БРК от неиспользованной суммы займа. За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг. сумма комиссии от неиспользованной суммы займа составила 356,684 тыс. тенге и 370,275 тыс. тенге, соответственно.

14. ТОРГОВАЯ КРЕДИТОРСКАЯ ЗАДОЛЖЕННОСТЬ

Торговая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлена следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	**31 декабря 2010 г.**
Кредиторская задолженность по покупной электроэнергии	4,620,245	1,068,442
Кредиторская задолженность за оказанные услуги	2,557,342	612,852
Кредиторская задолженность по работам и услугам, связанным с основными средствами	2,274,401	1,649,721
Кредиторская задолженность за товарно-материальные запасы и прочие активы	768,059	774,692
	10,220,047	4,105,707

Торговая кредиторская задолженность по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. была выражена в следующих валютах:

	31 декабря 2011 г.	**31 декабря 2010 г.**
Российский рубль	3,087,734	436,607
Тенге	5,774,423	3,529,760
Доллар США	753,695	34,492
Евро	604,195	104,848
	10,220,047	4,105,707

15. ДОХОД ОТ ОКАЗАНИЯ УСЛУГ

Доходы от оказания услуг за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлены следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Передача электроэнергии	38,765,735	32,444,327
Услуги по технической диспетчеризации	9,272,079	8,107,685
Услуги по организации балансирования производства и потребления электроэнергии	4,668,378	3,310,105
Доходы от продажи электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	2,660,677	1,340,675
Доход от реализации услуг по регулированию мощности	460,226	-
Доход от оказания иных услуг	111,379	-
	55,938,474	45,202,792
Скидки потребителям	(1,145,311)	(794,747)
	54,793,163	44,408,045

Скидки потребителям утверждаются приказом Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий.

16. СЕБЕСТОИМОСТЬ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ

Себестоимость оказанных услуг за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлена следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Технологический расход электрической энергии	14,180,057	10,588,025
Износ и амортизация	7,231,004	6,718,417
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	7,076,913	6,172,351
Расходы по закупке электроэнергии с целью компенсации почасовых объемов отклонений межгосударственного сальдо перетоков электрической энергии	5,683,975	2,913,062
Расходы по эксплуатации	2,482,787	2,246,042
Расходы на текущий ремонт	1,057,748	1,046,134
Товарно-материальные запасы	854,298	810,680
Прочее	1,014,520	952,645
	39,581,302	31,447,356

17. ОБЩИЕ И АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ

Общие и административные расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлены следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Расходы по оплате труда и прочие отчисления, связанные с оплатой труда	2,340,920	1,897,415
Налоги (не включая подоходный налог)	1,739,148	1,279,218
Комиссия по банковским гарантиям	355,786	70,730
Износ и амортизация	319,031	320,476
Консультационные услуги	242,507	233,436
Расходы на аренду	134,842	98,169
Страхование	106,416	121,080
Материалы	101,775	64,066
Командировочные расходы	84,518	75,100
Услуги банка	52,817	51,867
Коммунальные расходы	38,246	33,569
Услуги охраны	28,430	24,929
Расходы на ремонт	27,515	17,005
(Восстановление)/начисление резерва по сомнительной задолженности и по обесценению авансов	(68,726)	32,923
Прочие	828,954	550,052
	6,332,179	4,870,035

18. ФИНАНСОВЫЕ РАСХОДЫ

Финансовые расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлены следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Начисленные проценты по займу ЕБРР	1,223,938	672,523
Начисленные проценты по займу БРК	538,648	827,698
Начисленные проценты по займу МБРР	224,846	216,717
Комиссионные от неиспользованной суммы займа (см. Примечание 13)	356,684	370,275
Прочее	324,889	72,806
	2,669,005	2,160,019
За вычетом процентов, капитализируемых в стоимость квалифицированных активов (см. Примечание 5)	(566,835)	(35,201)
	2,102,170	2,124,818

19. ПРОЧИЕ ДОХОДЫ

Прочие доходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлены следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Реализация покупной электроэнергии	1,794,017	1,091,766
Доход от резервирования мощности	528,197	505,405
Доход от обслуживания электросетевых активов	134,140	121,079
Штрафы, пени	123,720	105,667
Прочее	612,755	472,060
	3,192,829	2,295,977

20. ПРОЧИЕ РАСХОДЫ

Прочие расходы за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлены следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Себестоимость реализованной покупной электроэнергии	1,781,250	1,091,766
Себестоимость реализованных и списанных основных средств	40,819	112,838
Прочее	297,685	149,265
	2,119,754	1,353,869

21. ПОДОХОДНЫЙ НАЛОГ

Расходы Группы по подоходному налогу за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлены следующим образом:

	2011 г.	2010 г.
Расходы по текущему подоходному налогу	-	24,087
Корректировки текущего подоходного налога предыдущих лет	6,948	504,378
Расходы по отсроченному подоходному налогу	2,871,141	2,890,746
Всего расходы по подоходному налогу	2,878,089	3,419,211

В Республике Казахстан, где расположена Группа, ставка подоходного налога в 2011 и 2010 гг. составляла 20%.

В ноябре 2008 г. было введено изменение к налоговому кодексу, которое предписывало понижение ставки подоходного налога с 30% до 20% с 1 января 2009 г., далее до 17.5% с 1 января 2010 г. и до 15% с 1 января 2011 г. В ноябре 2009 и 2010 гг. были введены дополнительные изменения к налоговому кодексу, которые вначале продлили действие ставки по корпоративному подоходному налогу 20% до 2012 гг., а после зафиксировали ставку по корпоративному подоходному налогу в размере 20%.

Ниже приведена сверка 20% ставки подоходного налога и фактической суммы подоходного налога, учтенной в консолидированном отчете о совокупном доходе:

	2011 г.	2010 г.
Прибыль до учета расходов по подоходному налогу	10,700,334	9,215,233
Налог, рассчитанный по официальной ставке 20%	2,140,067	1,843,047
Эффект изменения налоговой ставки и налогового законодательства	-	1,277,171
Эффект финансовых расходов не взятых на вычет при расчете налоговой прибыли	74,277	7,040
Эффект расходов по сверхнормативным потерям не взятых на вычет при расчете налоговой прибыли	279,485	-
Прочие постоянные разницы	384,260	291,953
Расходы по подоходному налогу	2,878,089	3,419,211

Отсроченные налоги отражают чистое налоговое влияние временных разниц между балансовой стоимостью активов и обязательств, отраженной для целей бухгалтерского и налогового учета. Активы и обязательства по отсроченному подоходному налогу рассчитаны по ставкам, применение которых ожидается в течение периода возмещения активов или погашения обязательств.

Далее отражено налоговое влияние на основные временные разницы, которые приводят к возникновению активов и обязательств по отсроченному подоходному налогу по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.:

	31 декабря 2011 г.	**31 декабря 2010 г.**
Активы по отсроченному подоходному налогу		
Резерв по неиспользованным отпускам	179,406	123,027
Перенесенные убытки	84,172	1,335,355
Часть резерва по сомнительной задолженности	18,797	34,630
Налоги	8,090	6,950
Оценочные обязательства	3,179	-
	293,644	1,499,962
Обязательства по отсроченному подоходному налогу		
Основные средства и нематериальные активы	(10,392,248)	(8,727,425)
Обязательства по отсроченному подоходному налогу, нетто	(10,098,604)	(7,227,463)

22. ОПЕРАЦИИ СО СВЯЗАННЫМИ СТОРОНАМИ

К связанным сторонам относятся единственный акционер Группы, дочерние, ассоциированные и совместно-контролируемые предприятия акционера Группы.

За годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., Группа имела следующие операции со связанными сторонами, а также следующие задолженности от связанных сторон и перед связанными сторонами:

Компании	Описание операции	Реализация / (приобретение) за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	Реализация / (приобретение) за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.	Дебиторская / (кредиторская) задолженность на 31 декабря 2011 г.	Дебиторская / (кредиторская) задолженность на 31 декабря 2010 г.
Акционер Группы:					
Акционер Группы, АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына	дивиденды оплаченные	(869,403)	-	-	-
Компании под общим контролем единственного акционера Группы:					
АО НК «КазМунайГаз»	диспетчеризация электроэнергии и регулирование	(4,676)	(5,647)	825	325
АО «Казахтелеком»	услуги телекоммуникаций	(149,057)	(160,956)	(14,755)	(23,216)
АО «КазНИИ энергетики им. ак. Ш.Ч. Чокина»	обеспечение конкурсной заявки	(7,100)	-	-	-
АО «Казахстанский оператор рынка электрической энергии и мощности»	обеспечение готовности системы к проведению централизованных торгов	(6,850)	(5,587)	(791)	(2,983)
АО «Казпочта»	услуги почты	(11,177)	(14,321)	558	468
АО «НК «КТЖ»	услуги связи и услуги перевозки	3,140,017	(8,912)	(7,410)	(1,714)
ТОО «Ремонтная корпорация «Камкор»	передача электроэнергии, диспетчеризация электроэнергии и регулирование	-	2,922,614	-	(1,328)
АО «Самрук-Энерго»	передача электроэнергии, диспетчеризация электроэнергии и регулирование	4,463,753	4,542,709	85,592	(4,664)
АО «БРК»	банковские услуги	(1,918)	(3,368)	-	-
АО «Национальная атомная компания «Казатомпром»	диспетчеризация электроэнергии и регулирование	(78,218)	(65,578)	(36,014)	(5,852)
АО «НК «Казахстан Инжиниринг»	приобретение товаров	(3,369)	16	-	-
ТОО «Самрук-Казына Контракт»	разработка карты мониторинга, абон. плата за тех. сопровождение карты мониторинга	(1,800)	(2,700)	-	-
АО «Альянс Банк»	услуги связи, аренда, коммунальные	58	76	-	5

Компании	Описание операции	Реализация / (приобретение) за год, закончившийся 31 декабря 2011 г.	Реализация / (приобретение) за год, закончившийся 31 декабря 2010 г.	Дебиторская / (кредиторская) задолженность на 31 декабря 2011 г.	Дебиторская / (кредиторская) задолженность на 31 декабря 2010 г.
Существенные ассоциированные организации Группы					
ТОО «GSM Казахстан» АО «Казахтелеком»	услуги телекоммуникаций, аренда помещения	6,936	5,167	1,674	1,036
ТОО СП «КАТКО»	обслуживание электросетевых объектов	65,003	51,452	(5,386)	(4,440)
Существенные совместно-контролируемые организации Группы					
ТОО СП «Тенгизшевройл»	реализация э/энергии, услуги по передаче, тех. диспетчеризации, резервированию	731,900	691,089	72,631	46,149
ТОО СП «Казгермунай»	передача э/энергии, балансирование э/мощности, обслуживание оборудования	133,414	109,970	(34,572)	(10,231)
ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод»	эксплуат. обслуж.оборудов. ячеек	2,202	1,835	205	205
ТОО «Богатырь Комир»	услуги по передаче э/энергии	344,682	288,255	(16,167)	(12,231)
АО «Экибастузская ГРЭС-2»	услуги по передаче, диспетчеризации, балансированию электроэнергии, покупная э/энергия	(9,804,314)	(5,817,089)	(443,441)	(533,674)
ТОО «Экибастузская ГРЭС-1 имени Булата Нуржанова»	услуги по передаче, диспетчеризации, балансированию электроэнергии, покупная э/энергия	1,404,387	844,963	(10,225)	(18,502)

Прочие операции

Кроме услуг, связанных с операционной деятельностью, в Группе осуществляются различные операции со связанными сторонами, связанные с инвестиционной и финансовой деятельностью, включая следующее:

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. Группа разместила денежные средства на депозитных, текущих счетах и корпоративных карточках АО «Народный Банк Казахстана». Суммы размещенных денежных средств, включая суммы начисленных, но не полученных доходов в виде процентов представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
АО «Народный банк Казахстана»		
Денежные средства на текущих счетах и корпоративных карточках (см. Примечание 11)	2,823,377	2,278,935
Депозиты со сроком размещения свыше 3 месяцев (см. Примечание 9)	742,000	3,653,200
Начисленные проценты	14,042	164,549

За год, закончившийся 31 декабря 2011 г. сумма начисленных процентов по депозитам и текущим счетам, размещенным в АО «Народный Банк Казахстана», составила 105,845 тыс. тенге (2010 г.: 253,762 тыс. тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 г. некоторые займы Группы на общую сумму 32,406,884 тыс. тенге, были гарантированы Правительством Республики Казахстан (31 декабря 2010 г.: 31,762,090 тыс. тенге).

По состоянию на 31 декабря 2011 г. задолженность Группы по займам, полученным (включая начисленные проценты) от АО «Банк развития Казахстана» составила 0 тенге (31 декабря 2010 г.: 8,419,341 тыс. тенге).

Вознаграждение ключевых руководителей

Вознаграждение директоров и прочих членов ключевого управленческого персонала за годы, закончившиеся 31 декабря 2011 и 2010 гг., представлено следующим образом:

	2011 г.	**2010 г.**
Заработная плата	59,819	54,735
Подоходный налог	6,877	6,299
Социальный налог	6,887	5,635
Пенсионные отчисления	6,182	5,090
Социальные отчисления	736	1,300
Всего	80,501	73,059

Вознаграждение управленческого персонала определяется Советом директоров Группы.

23. ФИНАНСОВЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ

Управление капиталом

Группа осуществляет управление капиталом для обеспечения непрерывной деятельности предприятий Группы в обозримом будущем и одновременной максимизации прибыли акционера за счет оптимизации соотношения заемных и собственных средств. По сравнению с 2010 г. общая стратегия Группы не изменилась.

Структура капитала Группы включает уставный капитал как раскрыто в Примечании 12, резервы и нераспределенную прибыль.

Категории финансовых инструментов

По состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. финансовые инструменты представлены следующим образом:

	31 декабря 2011 г.	**31 декабря 2010 г.**
Финансовые активы		
Займы, выданные сотрудникам	151,199	166,568
Торговая дебиторская задолженность (см. Примечание 7)	4,357,098	1,776,393
Прочая дебиторская задолженность (см. Примечание 8)	138,129	81,317
Прочие финансовые активы (см. Примечание 9)	21,252,049	23,030,270
Денежные средства, ограниченные в использовании (см. Примечание 10)	4,459,658	5,253,211
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 11)	9,543,637	5,375,640
Финансовые обязательства		
Долгосрочная часть займов (см. Примечание 13)	68,022,832	46,855,988
Торговая кредиторская задолженность (см. Примечание 14)	10,220,047	4,105,707
Краткосрочная часть займов (см. Примечание 13)	6,407,716	6,750,534
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	1,192,902	1,081,442

Задачи управления финансовыми рисками

Группа контролирует и управляет финансовыми рисками, относящимися к операциям Группы через внутренние отчеты по рискам, в которых анализируется подверженность риску по степени и величине рисков. Данные риски включают рыночный риск (включая валютный риск, риск изменения процентной ставки в отношении справедливой стоимости и ценовой риск), риск ликвидности и риск изменения процентной ставки в отношении денежных потоков. Ниже приводится описание политики управления рисками Группы.

Управление рыночным риском

Основные риски, связанные с деятельностью Группы - риски изменений в валютных курсах (см. ниже «Управление валютным риском») и в процентных ставках (см. ниже «Управление риском изменения процентных ставок»). Группа дополнительно не заключает соглашений по производным финансовым инструментам для управления своей подверженности риску процентной ставки и валютному риску, поскольку руководство считает, что существующие меры управления подверженности Группы данным рискам, описанные ниже, достаточными для их минимизации.

Управление валютным риском

Группа осуществляет операции в иностранной валюте, следовательно, возникает риск подверженности изменениям в курсах валют. Группа также имеет и активы, и обязательства, деноминированные в иностранной валюте. В связи с тем, что Группа привлекает заимствования в основном в долларах США, с целью регулирования риска, связанного с изменениями данной валюты, Группа часть временно свободных денежных средств размещает на депозитах в долларах США, а так же аккумулирует на текущих счетах сумму в валюте, необходимую для предстоящего погашения текущей задолженности по займам. Таким образом, Группа минимизирует риск от изменений в курсах валют.

Балансовая стоимость денежных активов и денежных обязательств Группы, в валюте по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. представлена следующим образом:

	Активы		**Обязательства**	
	31 декабря 2011 г. тыс. тенге	**31 декабря 2010 г. тыс. тенге**	**31 декабря 2011 г. тыс. тенге**	**31 декабря 2010 г. тыс. тенге**
Доллары США	10,535,643	7,926,486	53,666,716	48,134,135
Российский рубль	171,660	165,692	1,117,734	6,607
Евро	188,700	52,420	23,237,663	359,025
Фунты стерлингов	629	674	-	-
Таджикский сомани	108	116	-	-

Анализ чувствительности в отношении иностранной валюты

Группа в основном подвержена риску, связанному с изменением курсов доллара США и евро.

В следующей таблице отражается чувствительность Группы к 10% увеличению/уменьшению в стоимости тенге по отношению к соответствующим иностранным валютам. 10% - это доля чувствительности, используемая при составлении внутренней отчетности по валютному риску для ключевого руководства, и представляет собой оценку руководством обоснованно возможного изменения в курсах валют. Анализ чувствительности рассматривает только остатки по следующим денежным позициям, выраженным в иностранной валюте: а) внешние займы и кредиторскую задолженность, а также б) дебиторскую задолженность, прочие финансовые активы, денежные средства Группы; и корректирует пересчет этих остатков на отчетную дату с учетом 10% изменения в курсах обмена валют. В нижеприведенной таблице указано изменение финансовых активов и обязательств, при усилении тенге на 10% по отношению к соответствующей валюте. Положительное число указывает на увеличение прибыли за отчетный период, а отрицательное – на уменьшение прибыли. При ослабевании тенге на 10% по отношению к соответствующей валюте, будет оказываться равное и противоположное влияние на прибыль.

	Влияние доллара США		Влияние евро	
	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Финансовые активы	(1,053,564)	(792,649)	(18,870)	(5,242)
Финансовые обязательства	5,366,672	4,813,414	2,323,766	35,903

Усиление чувствительности финансовых обязательств к иностранной валюте связано с получением займов в долларах США и евро, которое в свою очередь, привело к увеличению остатка займов в долларах США и евро на 31 декабря 2011 г.

Управление риском изменения процентной ставки

Группа подвержена риску изменения процентной ставки, поскольку Группа привлекает займы. Риск управляется Группой путем мониторинга изменения процентных ставок в валютах, в которых выражены займы, а также путем привлечения займов как по плавающим, так и по фиксированным процентным ставкам.

Подверженность Группы риску изменения процентных ставок по финансовым активам и финансовым обязательствам отражена в разделе по управлению риском ликвидности в данном Примечании.

Анализ чувствительности в отношении процентных ставок

Представленный ниже анализ чувствительности был сделан в отношении подверженности риску изменения процентных ставок по непроизводным инструментам на отчетную дату. По обязательствам с плавающими ставками анализ составлен, исходя из того, что сумма непогашенного обязательства на отчетную дату оставалась непогашенной весь год. Во внутренней отчетности руководству используется предположение, что плавающие процентные ставки по обязательствам увеличивались или уменьшались на 100 базисных пунктов, и представляет собой оценку руководством обоснованно возможного изменения в процентных ставках.

Если бы процентные ставки по обязательствам были на 100 базисных пунктов больше/меньше и все прочие переменные оставались постоянными, то прибыль Группы за год, закончившийся 31 декабря 2011 г., уменьшилась/увеличилась бы на 617,484 тыс. тенге (2010 г.: уменьшение/увеличение на 490,295 тыс. тенге), но данные изменения были бы компенсированы Группой посредством изменения тарифов на услуги Группы.

Чувствительность Группы к процентным ставкам увеличилась в течение текущего периода, в основном в связи с увеличением займов по состоянию на 31 декабря 2011 г. в сравнении с 31 декабря 2010 г.

Прочие ценовые риски

Группа подвержена ценовым рискам в связи с долевыми инвестициями. Долевые инвестиции удерживаются для стратегических, а не торговых целей. Группа не торгует активно данными инвестициями.

Управление кредитным риском

Кредитный риск связан с риском того, что контрагент не выполнит своих контрактных обязательств, что приведет к финансовому убытку для Группы. Группа приняла политику ведения дел только с кредитоспособными контрагентами и получения достаточного обеспечения, где это приемлемо, как средство снижения риска финансового убытка в результате невыполнения обязательств. Подверженность Группы и кредитоспособность ее контрагентов постоянно контролируются.

Кредитный риск, прежде всего, связан с дебиторской задолженностью и прочими текущими активами (см. Примечание 7 и 8). По состоянию на 31 декабря 2011 г., в связи с реализацией внепланового объема электроэнергии в ноябре-декабре 2011 г. АО «Узбекэнерго», у Группы появилась значительная концентрация кредитного риска по данному контрагенту (51%). Группа не ожидает, что какой-либо из контрагентов, включая АО «Узбекэнерго» окажется не в состоянии погасить свои обязательства, за исключением тех контрагентов, по которым Группа создала резерв по сомнительной задолженности, так как при определении возможности взыскания задолженности Группа рассматривает все изменения кредитоспособности должника с даты возникновения задолженности до отчетной даты.

Балансовая стоимость финансовых активов, признанных в консолидированной финансовой отчетности Группы, за вычетом резервов на обесценение, отражает максимальную величину кредитного риска Группы. За исключением АО «Узбекэнерго», концентрация кредитных рисков ограничена в связи с тем, что клиентская база Группы состоит из многих несвязанных предприятий.

Кредитный риск по ликвидным средствам ограничен, так как контрагентами Группы являются банки с высокими кредитными рейтингами, присвоенными международными рейтинговыми агентствами.

Управление риском ликвидности

Руководство Группы создало необходимую систему управления риском ликвидности согласно требованиям управления ликвидностью и краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного финансирования. Группа управляет риском ликвидности путем поддержания адекватных резервов, банковских займов и доступных кредитных линий, путем постоянного мониторинга прогнозируемого и фактического движения денег и сравнения сроков погашения финансовых активов и обязательств.

Таблицы по риску ликвидности и риску процентной ставки

В следующих таблицах отражаются контрактные сроки Группы по ее непроизводным финансовым активам и обязательствам. Таблица была составлена на основе недисконтированного движения денежных потоков по финансовым активам и обязательствам на основе самой ранней даты, на которую а) Группа ожидает получение оплаты и б) от Группы может быть потребована оплата. Таблица включает денежные потоки, как по процентам, так и основной сумме долга.

31 декабря 2011 г.	Средне-взвешенная эффективная процентная ставка	До 1 года	1-5 лет	Свыше 5 лет	Итого
Финансовые активы					
Займы, выданные сотрудникам	10.08%	35,641	126,219	32,780	194,640
Торговая дебиторская задолженность (см. Примечание 7)	-	4,357,098	-	-	4,357,098
Прочая дебиторская задолженность (см. Примечание 8)	-	138,129	-	-	138,129
Прочие финансовые активы (см. Примечание 9)	3.5%-8.2%	18,757,684	2,880,537	1,325,098	22,963,319
Денежные средства, ограниченные в использовании (см. Примечание 10)	-	4,459,658	-	-	4,459,658
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 11)	-	9,543,637	-	-	9,543,637
		37,291,847	3,006,756	1,357,878	41,656,481
Финансовые обязательства					
Займы, с плавающей процентной ставкой (см. Примечание 13)	1%-4.68%	8,576,069	44,100,729	35,976,642	88,653,440
Займы, с фиксированной процентной ставкой (см. Примечание 13)	7.93%-9.82%	-	-	-	-
Торговая кредиторская задолженность (см. Примечание 14)	-	10,220,047	-	-	10,220,047
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	-	1,192,902	-	-	1,192,902
		19,989,018	44,100,729	35,976,642	100,066,389
		17,302,829	(41,093,973)	(34,618,764)	(58,409,908)

31 декабря 2010 г.	Средне-взвешенная эффективная процентная ставка	До 1 года	1-5 лет	Свыше 5 лет	Итого
Финансовые активы					
Займы, выданные сотрудникам	10.08%	34,892	136,255	49,461	220,608
Торговая дебиторская задолженность (см. Примечание 7)	-	1,776,393	-	-	1,776,393
Прочая дебиторская задолженность (см. Примечание 8)	-	81,317	-	-	81,317
Прочие финансовые активы (см. Примечание 9)	5%-11%	20,811,411	2,830,387	1,298,172	24,939,970
Денежные средства, ограниченные в использовании (см. Примечание 10)	-	2,408,391	884,400	1,960,420	5,253,211
Денежные средства и их эквиваленты (см. Примечание 11)	-	5,375,640	-	-	5,375,640
		30,488,044	3,851,042	3,308,053	37,647,139
Финансовые обязательства					
Займы, с плавающей процентной ставкой (см. Примечание 13)	1%-4.68%	6,851,302	24,494,127	18,818,510	50,163,939
Займы, с фиксированной процентной ставкой (см. Примечание 13)	7.93%-9.82%	1,642,936	5,567,432	5,570,345	12,780,713
Торговая кредиторская задолженность (см. Примечание 14)	-	4,105,707	-	-	4,105,707
Прочая кредиторская задолженность и начисленные обязательства	-	1,081,442	-	-	1,081,442
		13,681,387	30,061,559	24,388,855	68,131,801
		16,806,657	(26,210,517)	(21,080,802)	(30,484,662)

Группа имеет доступ к финансовым средствам, как описано ниже, общая неиспользованная сумма которых составила 43,988,506 тыс. тенге по состоянию на 31 декабря 2011 г. (31 декабря 2010 г.: 68,412,104 тыс. тенге). Группа предполагает, что погасит все прочие обязательства за счет денежных потоков от операционной деятельности и поступлений от финансовых активов, по которым наступают сроки погашения.

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Обеспеченные займы, с разными сроками погашения до 2034 г.		
Использованная сумма	76,489,161	72,523,228
Неосвоенная сумма	15,209,025	18,877,784
	91,698,186	91,401,012

	31 декабря 2011 г.	31 декабря 2010 г.
Необеспеченные займы, с разными сроками погашения до 2026 г.		
Использованная сумма	43,112,376	249,330
Неосвоенная сумма	28,779,481	49,534,320
	71,891,857	49,783,650

Справедливая стоимость финансовых инструментов, учтенных по амортизированной стоимости

За исключением займов, по мнению руководства Группы, по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг. балансовая стоимость финансовых активов и обязательств Группы, отраженная в консолидированной финансовой отчетности по амортизированной стоимости, существенно не отличалась от их справедливой стоимости:

Справедливая стоимость займов, полученных от международных и казахстанских институтов развития – ЕББР, МБРР и БРК не была раскрыта в связи с тем, что не существует возможности оценить процентную ставку по сравнимым займам, которые Группа могла бы привлечь от этих сторон, а также, процентные ставки, применяемые коммерческими банками могут существенно отличаться. Справедливая стоимость этих займов может измениться существенно при пересчете на основе ставок, применяемых коммерческими банками.

24. УСЛОВНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Операционная среда

Рынки развивающихся стран, включая Республику Казахстан, подвержены экономическим, политическим, социальным, судебным и законодательным рискам, отличным от рисков более развитых рынков. Как уже случалось ранее, предполагаемые или фактические финансовые трудности стран с развивающейся экономикой или увеличение уровня предполагаемых рисков инвестиций в эти страны могут отрицательно отразиться на экономике и инвестиционном климате.

Законы и нормативные акты, регулирующие ведение бизнеса в Республике Казахстан, по прежнему подвержены быстрым изменениям. Существует возможность различной интерпретации налогового, валютного и таможенного законодательства, а также другие правовые и фискальные проблемы, с которыми сталкиваются компании, осуществляющие деятельность в Республике Казахстан. Будущее направление развития Республике Казахстан в большой степени зависит от мер экономической, налоговой и кредитно-денежной политики государства, принимаемых законов и нормативных актов, а также изменений политической ситуации в стране.

Мировая финансовая система продолжает испытывать серьезные проблемы. Во многих странах снизились темпы экономического роста. Также возросла неопределенность в отношении кредитоспособности нескольких государств Еврозоны и финансовых институтов, несущих существенные риски по суверенным долгам таких государств, Эти проблемы могут привести к замедлению темпов роста или рецессии экономики Республики Казахстан, неблагоприятным образом сказаться на доступности и стоимости капитала для Группы, а также в целом на бизнесе Группы, результатах ее деятельности, финансовом положении и перспективах развития.

В связи с тем, что Республика Казахстан добывает и экспортирует большие объемы нефти и газа, экономика Республики Казахстан особенно чувствительна к изменениям мировых цен на нефть и газ, которые в 2011 и 2010 гг. были подвержены значительным колебаниям.

Регулирование деятельности

Деятельность Группы регулируется Законом Республики Казахстан «О естественных монополиях и регулируемых рынках», поскольку она является монополистом в области передачи электрической энергии, технической диспетчеризации и организации балансирования производства/потребления электрической энергии. Согласно закону тарифы Группы на услуги по передаче электроэнергии и технической диспетчеризации подлежат согласованию и утверждению Агентством. Группа считает, что соблюдает все требования Агентства.

Налогообложение

Правительство Республики Казахстан продолжает реформу деловой и коммерческой инфраструктуры в процессе перехода к рыночной экономике. В результате законы и положения, регулирующие деятельность компаний, продолжают быстро меняться. Эти изменения характеризуются неудовлетворительным изложением, наличием различных интерпретаций и произвольным применением органами власти.

В частности, налоги проверяются несколькими органами, которые по закону имеют право налагать штрафы и пени. Хотя Группа считает, что адекватно учла все налоговые обязательства, исходя из своего понимания налогового законодательства, вышеуказанные факты, возможно, будут сопряжены для Группы с налоговыми рисками.

Условия кредитных соглашений

Группа обязана соблюдать все условия кредитных соглашений с Европейским Банком Реконструкции и Развития («ЕБРР»), Международным Банком Реконструкции и развития («МБРР») и Банком Развития Казахстана («БРК»). Руководство Группы считает, что Группой были соблюдены все условия кредитных соглашений с ЕБРР, МБРР и БРК по состоянию на 31 декабря 2011 и 2010 гг.

Основные средства

На основании Соглашения о взаимном признании прав и регулировании отношений собственности, достигнутого 9 октября 1992 г., страны СНГ признали свои обязательства по передаче прав собственности на имущество, расположенное в других государствах, предприятиям соответствующих стран. В соответствии с соглашением между Группой и ОАО «ФСК ЕЭС», Российская Федерация, от 26 января 2005 г. была достигнута договоренность о разграничении 13 межгосударственных линий электропередачи по государственной границе Российской Федерации и Республики Казахстан напряжением 500-1150 кВ. Позднее в 2006 г. подписаны соглашения о разграничении балансовой принадлежности по 4 МГЛЭП напряжением 220 кВ, а в декабре 2010 г. подписано соглашение о разграничении балансовой принадлежности 7 межгосударственных линий электропередачи.

Также, в соответствии с соглашением между Группой и ОАО «НЭС Кыргызстана», Кыргызская Республика, от 10 апреля 2008 г. была достигнута договоренность о разграничении 8 межгосударственных линий электропередачи по государственной границе Республики Казахстан и Кыргызской Республики.

На дату данной консолидированной финансовой отчетности окончательного решения о разграничении межгосударственных линий с Республикой Узбекистан, Правительством Республики Казахстан принято не было. В консолидированной финансовой отчетности Группы не было создано резерва для покрытия каких-либо расходов, связанных с возможной передачей этих активов, так как руководство Группы считает, что данный вопрос не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

Сохранность объектов передаточного оборудования

Группа постоянно сталкивается с фактами хищения и нанесения ущерба энергетическому оборудованию. Несмотря на разработанную программу по борьбе с хищениями, включая привлечение специализированных служб для охраны данных объектов, Группа не может гарантировать полную сохранность этих объектов из-за уязвимости электрических сетей. В результате, Группа ежегодно несет расходы по ремонту и замене отдельных участков линий электропередачи, которые в последующем возмещаются специализированными службами охраны. Соответственно, Группа не произвела в полном объеме оценку убытков и, следовательно, не создала соответствующие резервы в консолидированной финансовой отчетности, так как считает, что данный вопрос не окажет существенного влияния на консолидированную финансовую отчетность Группы.

КОНСУЛЬТАНТЫ, БАНКИ И АУДИТОРЫ КОМПАНИИ

Компания	АО "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" 010010 г. Астана, Сарыаркинский район, пр. Тәуелсіздік, 59.
Единственный финансовый консультант	Акционерное общество "Дочерняя организация Народного Банка Казахстана "Halyk Finance" г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 19/1, ПЦ "Нурлы Тау", 3Б, 6 этаж
Юридический консультант	Декерт Казахстан Лимитед Казахстан, 050010, Алматы, пр. Достык, 43 БЦ "Достык"
Юридический консультант Финансового консультанта	Proskauer Rose LLP Ten Bishops Square London E1 6EG United Kingdom
Аудиторы	ТОО "Ernst & Young Kazakhstan" Казахстан, 050060, Алматы, пр. Аль-Фараби, 77/7 Бизнес-центр "Есентай Тауэр"
Технические консультанты	Fichtner GmbH&Co KG Sarweystr.3 70191 Stuttgart Германия

ПРОЕКТ