

KEGOC выходит на IPO - ставка на тарифную реформу

13 ноября 2014 г.

Мариям Жумадил

m.zhumadil@halykfinance.kz

+7(727)2446538

РЕКОМЕНДАЦИЯ	ПОКУПАТЬ
12M целевая цена (тенге)	670
Потенциал роста/снижения	33%

Тикер	KEGC KZ
Цена размещения (простые, тенге)	505

Данные по акции

Кол-во простых акций (млн)	260
Доля акций в свобод.обращ. (%)	10%
Рыночн. кап-ция при IPO (\$млн)	721

Основные акционеры:

Самрук-Казына	90%
---------------	-----

Финансовые показатели (млрд KZT)	2013Ф	2014П	2015П
Выручка	73.8	92.5	119.5
ЕБИТДА	20.2	20.6	41.4
Чистая прибыль	(14.5)	2.0	10.9
EPS	(60.8)	7.6	41.9
Собственный капитал	221.2	375.1	404.8
Чистый долг	60.1	67.6	68.1

Оценка	2013Ф	2014П	2015П
P/E (x)*	н/п	66.6	12.1
P/B (x)*	0.59	0.35	0.32
EV/ЕБИТДА (x)*	9.8	9.6	4.8
Дивидендная доходность (%)	н/п	0.9%	4.3%
RoE*	(11.4%)	0.9%	2.9%

Динамика изменения цены акций	Абсол.	Относит.
1М	н/п	н/п
3М	н/п	н/п
12М	н/п	н/п
Максимум за 52 недели	н/п	н/п
Минимум за 52 недели	н/п	н/п

* показатели рассчитаны исходя из цены размещения на IPO

Источники: прогнозы Halyk Finance Research, Блумберг

В следующем месяце 10% пакет акций KEGOC будет предложен розничным инвесторам в рамках программы Народного IPO. Мы рекомендуем - Покупать.

KEGOC является системным оператором единой энергетической системы Казахстана: компания владеет магистральными электросетями, обеспечивает передачу по ним электроэнергии и обеспечивает систему услугами диспетчеризации, то есть, координирует производство и потребление электроэнергии.

Как естественный монополист, KEGOC является субъектом тарифного регулирования. Исторически, тарифы не обеспечивали доход, необходимый для поддержания основных средств компании, а инвестиции финансировались вливаниями акционера. В рамках подготовки к IPO, была проведена тарифная реформа, которая прекратила субсидирование потребления через тарифы. Мы ожидаем, что доходность на инвестированный капитал в течение следующих десяти лет вырастет примерно до 10%.

Но регуляторный риск, тем не менее, остается основным риском для акционеров, учитывая высокую социальную значимость услуг компании. Эти риски повлияли на стоимость капитала – по нашим оценкам в среднем 13,9%.

Мы оцениваем справедливую стоимость акций KEGOC на уровне 575 тенге за акцию. Соответственно, с учетом возможной выплаты дивиденда по итогам 2П2014, наша 12-месячная целевая цена равняется 670 тенге за акцию.

Мы рекомендуем - Покупать ввиду потенциала среднесрочного роста. В частности, дивидендная доходность в первые два года ожидается ниже, чем у некоторых казахстанских эмитентов, но уже к 2016 году дивиденды станут основной определяющей общей доходности.

Содержание

Инвестиционное резюме	3
Обзор отрасли	7
Тарифообразование и доходность на капитал	12
Деятельность компании	17
Структура собственности	18
Корпоративное управление и права миноритариев	18
Дивидендная политика	19
Операционные и финансовые прогнозы	20
Оценка	25

Инвестиционное резюме

KEGOC является системным оператором единой энергетической системы (ЕЭС) Республики Казахстан. Компания владеет, управляет и осуществляет техническую поддержку Национальной электрической сети (НЭС), которая состоит примерно из 24 533 километров высоковольтных линий электропередачи и 76 подстанций с установленной мощностью 35 875 МВА, и обеспечивает электрические связи между регионами страны и энергосистемами сопредельных государств. KEGOC контролирует передачу электричества через НЭС от электростанций региональным распределительным компаниям и конечным потребителям.

Основным, а до IPO, единственным, акционером компании являлось правительство Казахстана, представленное госхолдингом Самрук-Казына. В этом месяце 10% акций компании будет предложено розничным инвесторам в рамках программы Народного IPO.

Тарифы компании исторически не обеспечивали доходность достаточную для осуществления капитальных инвестиций для поддержания основных средств компании. Тарифная реформа 2013 года по нашим прогнозам повысит среднюю доходность на инвестированный капитал в течение следующих десяти лет примерно до 10%.

Основной риск для миноритарных акционеров компании - регуляторный риск, ограничивающий доходность на капитал. Данный риск достаточно выражен для KEGOC, учитывая социальную значимость услуг компании.

Мы предполагаем, что основным инвестором, при первичном размещении акций будет розничный инвестор, и считаем, что существует высокая вероятность превышения спроса физических лиц над предлагаемым объемом акций, учитывая положительный опыт инвестиций в акции КазТрансОйл. ЕНПФ, страховые и управляющие компании вероятнее всего будут формировать спрос на акции на вторичном рынке. Из-за регуляторных требований, доходность, на которую рассчитывают локальные институциональные инвесторы, по нашему мнению, ниже доходности, ожидаемой розничными инвесторами. При этих предположениях, мы оцениваем справедливую стоимость акций KEGOC в 575 тенге за акцию и устанавливаем нашу 12-месячную целевую цену на уровне 670 тенге за акцию.

Регуляторный риск и доходность на капитал

Тарифы компании устанавливаются Министерством национальной экономики (далее, Регулятор) по принципу затраты-плюс, а инвестиционная программа компании утверждается Министерством по инвестициям и развитию. Тарифы компенсируют определенные затраты и предполагают получение допустимого уровня доходности на регулируемую базу активов (РБА). В прошлом доходность на акционерный капитал компании не превышала 9,8% и в среднем составила 4,1% в 2007-2012 году, что значительно ниже регуляторной ставки прибыли (12,2%) из-за расходов, не включаемых в тарифную смету и применения понижающего коэффициента задействованности активов при определении регулируемой базы активов.

В 2012-2013 году компания совместно с регулятором провела тарифную реформу, направленную на повышение инвестиционной привлекательности компании KEGOC. В результате, регуляторная ставка прибыли была повышена с 12,20% до 14,98% и коэффициент задействованности активов был увеличен с 0,69 до 1,0.

Рисунок 1. Разница между ROE и регуляторной ставкой прибыли

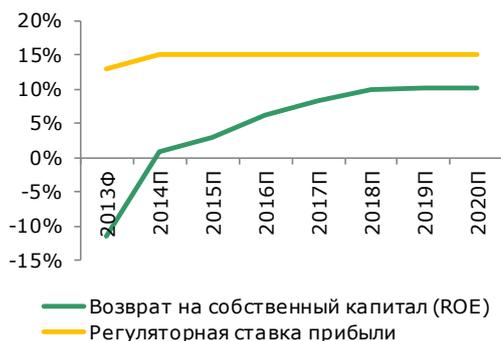
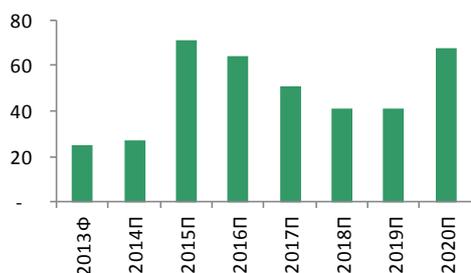


Рисунок 2. Прогноз изменения ДУП и тарифов на передачу



Источники: прогнозы Halyk Finance, Bloomberg

Рисунок 3. Прогноз капитальных инвестиций в 2014-2020 гг. (в млрд т)



Источники: данные компании, прогнозы HF

Компания также перешла на новую политику по финансовому учету основных средств, которая предполагает регулярную переоценку основных средств компании по справедливой стоимости. В 2013-2014 году компания провела переоценку стоимости основных средств на 265 млрд тенге и согласовала с регулятором включение в тариф в течение пяти лет переоценки в размере 199 млрд тенге. Мы оценили стоимость компании с учетом данного базового сценария. Любое отклонение регулятора от графика включения переоценки в РБА будет отрицательным для акционерной стоимости компании. По нашей оценке, поэтапное включение переоценки в РБА позволит увеличить тариф на передачу электроэнергии в среднем на 19,1% в год в течение 2014-2019 года. Средняя доходность на капитал в 2014-2019 году будет на уровне 6,4% и вырастет с 0,9% в 2014 году до 10,2% к 2019 году.

Мы также полагаем, что регуляторные риски сохранятся для компании и после выхода на IPO, так как мандат регулятора по контролю инфляции на регулируемые услуги через механизмы тарифного регулирования сохраняется. Однако в период проведения программы Народного IPO регуляторные риски вероятнее всего будут менее выраженными. С другой стороны переход компании на новую учетную политику предполагает проведение регулярной переоценки основных средств, что в теории должно позволить компании ежегодно повышать регулируемую базу активов для расчета тарифов при положительной переоценке. Однако согласно существующей методике тарифообразования переоценка основных средств должна быть согласована регулятором. Соответственно, доходность акционерного капитала KEGOC будет во многом зависеть от решений регулятора.

Капитальные инвестиции будут финансироваться за счет долга и тарифов

До 2025 года компания будет реализовывать довольно капиталоемкую программу инвестиций, связанную с исполнением Мастер плана развития электроэнергетической отрасли РК до 2030 года. Данные план включает шестнадцать инвестиционных проектов на общую сумму в 540 млрд тенге, которые направлены на увеличение пропускной способности между югом и севером, улучшение связи с восточным регионом, подключение западного региона к национальной сети и подключение новых генерирующих мощностей.

В 2013 году капитальные инвестиции компании составили 42,8 млрд тенге, из которых 21,4 млрд тенге пришлось на проект модернизации национальной электрической сети (этап 2) и 8,9 млрд тенге на строительство ПС Алма. По нашей оценке суммарные капитальные инвестиции компании в 2014-2025 году составят 596 млрд тенге, что подразумевает среднегодовой объем инвестиций в 49,7 млрд тенге. Компания намерена финансировать инвестиционные проекты, как за счет собственных средств, так и посредством привлечения долгового финансирования. Капитальные инвестиции компании в текущем периоде компенсируются через тарифы будущих периодов. Капитальные инвестиции включаются в РБА с момента перехода объектов со стадии незавершенного строительства в основные средства. Соответственно, мы не видим существенных рисков, возникающих непосредственно из-за капиталоемкой программы капитальных инвестиций компании, так как инвестиции возмещаются через будущие тарифы.

Однако мы понимаем, что стремительный рост тарифов может вызвать социальное недовольство и вынудить регулятора изменить параметрические условия методики определения

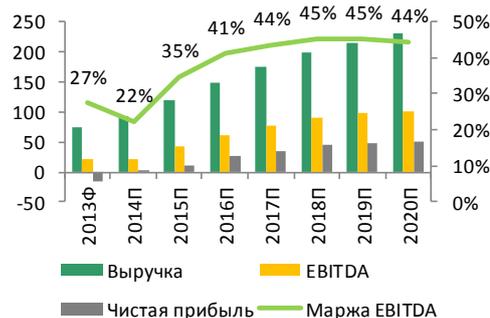
тарифов для сдерживания роста тарифов. В данном сценарии, беря во внимание невысокие свободные денежные потоки компании, мы считаем, что компания будет вынуждена сократить объем инвестиций, либо ей придется увеличивать долговую нагрузку выше оптимального уровня, если основной акционер будет настаивать на реализации данных проектов ввиду их стратегической важности для экономики.

Стабильные, но невысокие денежные потоки, подкрепленные умеренными операционными рисками

По нашей оценке, выручка компании вырастет с 73,8 млрд тенге в 2013 году до 229,2 млрд тенге в 2020 году, и соответственно будет расти на 17,6% ежегодно. Рост выручки будет в большей степени обусловлен увеличением тарифов (на 15,9% ежегодно в 2013-2020), и в меньшей степени будет происходить за счет роста объемов услуг.

Мы прогнозируем, что EBITDA компании вырастет с 20,2 млрд тенге в 2013 году до 101,4 млрд тенге в 2020 году. Маржа EBITDA по нашему прогнозу увеличится с 27,4% в 2013 году до 44,2% в 2020 году, в основном за счет роста тарифов по мере включения переоценки в РБА. Мы прогнозируем, что чистая прибыль KEGOC в 2014 году составит 2,0 млрд тенге и далее будет расти по 71,4% в год до 2020 года.

Рисунок 4. Прогноз операционных показателей в 2014-2020 гг. (в млрд т)



Источники: данные компании, прогнозы HF

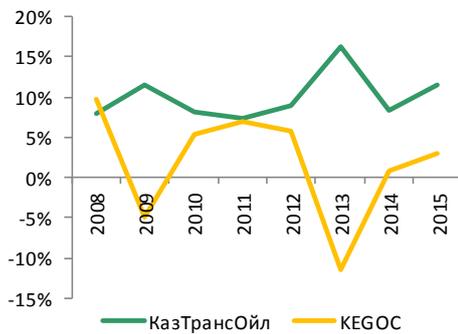
Риски валютного заимствования компенсируются за счет механизма тарифообразования

Высокую обеспокоенность инвесторов вызывают долговые обязательства компании в валюте. На конец 1П2014 займы компании составили T117,5 млрд тенге, из которых 60% были в долларах США и 40% в евро. Стоимость валютного долга компании является одной из самых низких в Казахстане, но процентные расходы в финансовой отчетности не отражают их действительную стоимость из-за валютного риска и капитализации затрат. Февральская девальвация тенге ярко продемонстрировала риски заимствования в иностранной валюте для компаний с доходами в тенге. Мы понимаем, решение компании не хеджировать валютные риски, учитывая высокую стоимость хеджирования. Кроме этого, затраты по хеджированию не входят в обоснованные затраты, возмещаемые тарифом.

Однако стоит отметить, что существующее РБА-регулирование совместно с недавно принятой политикой по учету основных средств по справедливой стоимости предоставляют значительную степень долгосрочной защиты от валютных рисков. Эти факторы превращают основные средства компании в актив, стоимость которого привязана к их реальной стоимости замещения, а не к номинальной или исторической, выраженной в какой-либо валюте. Это объясняется тем, что стоимость замещения основных средств компании определяется в значительной степени в иностранной валюте, и соответственно, девальвация повышает стоимость данных активов в тенге и компания может повысить РБА за счет проведения регулярной переоценки в следующем тарифном цикле. Данный механизм позволяет сглаживать негативный эффект девальвации на доходность не полностью, так как переоценка основных средств и пересмотр тарифов происходит не сразу после девальвации, а с некоторой временной отсрочкой.

В будущем риск девальвации будет менее выраженным для компании, так как KEGOC собирается впредь привлекаться в тенге.

Рисунок 5. Сравнение доходности на собств. капитал у эмитентов Народного IPO



Источники: данные компании, прогнозы HF

KEGOC по сравнению с КазТрансОйл

Акции компании отличаются от акций первого эмитента Народного IPO, КазТрансОйл, по нескольким причинам. Во-первых, исторически доходность на капитал у компании была ниже и более волатильной, чем у КТО, так как регулятор сдерживал рост тарифов ввиду социальной значимости услуг компании. Перед выходом на публичное размещение KEGOC провел огромную работу по реформированию методики тарифообразования, которая позволила заметно улучшить инвестиционную привлекательность акций и повысить доходность на капитал. Во-вторых, у компании, в отличие от КТО, внушительная программа капитальных инвестиций в 2014-2025 году, для финансирования которой повышение тарифов просто необходимо. В-третьих, в отличие от КТО, у компании присутствует долговая нагрузка, и компания активно использует долговое финансирование для проектов, что является положительным фактором для акционеров, так как способствует повышению акционерной стоимости компании.

Обзор отрасли

Структура рынка электроэнергетики

Казахстан занимает третье место по объему производства электроэнергии в СНГ. Энергетическая отрасль страны может быть разделена на четыре сектора, а именно на производство электрической энергии, передачу, распределение и потребление.

Электросети Казахстана представлены подстанциями, распределительными устройствами и соединительными линиями электропередач напряжением 0,4 – 1,150 кВ, используемыми для передачи и распределения электричества. Функцию высоковольтной передачи в ЕЭС выполняет НЭС, которая обеспечивает электрическое соединение между регионами Казахстана и энергетическими системами соседних стран (Российская Федерация, Кыргызская Республика и Республика Узбекистан), а также передачу электроэнергии от электростанций оптовым потребителям. Подстанции НЭС, распределительные подстанции, межрегиональные и межгосударственные линии электропередач и соединительные линии (которые используются для передачи энергии от электростанций с напряжением 200 кВ и выше) находятся под контролем KEGOC.

Рисунок 6. Структура электроэнергетической отрасли РК



Источник: Инвестиционный меморандум компании

Рынок электрической энергии Казахстана состоит из двух уровней – оптовый и розничный. Оптовый рынок представлен децентрализованным, централизованным, балансирующим рынком и рынком системных и вспомогательных услуг. На розничном рынке оперируют региональные электросетевые компании (РЭК) и энергоснабжающие компании (ЭСО). Для электростанций более актуальным является оптовый рынок, доступ к которому предоставляется продавцам с поставками не менее 1Мвт среднесуточной мощности. Продавцы могут заключать прямые договора с потребителями либо торговать энергией посредством централизованных торгов через КОРЭМ. Продавцы предпочитают прямые продажи. Централизованные

является дорогим, по сравнению с углем, и регион всегда был и остается чистым импортером электричества.

Рисунок 8. Электробаланс Казахстана



*Баланс рассчитывается как объем выработки за вычетом объема потребления
 Источник: данные Компании по итогам 2013 года

Передача

Единая электроэнергетическая система (ЕЭС) Казахстана представляет совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций. По приказу Министерства Энергетики и Минеральных Ресурсов от 27 августа 2004 года, функции системного оператора были возложены на Казахстанскую компанию по управлению электрическими сетями (KEGOC), хотя некоторые высоковольтные (менее 250кВ), линии остаются в частных руках с середины 90-х. Компания отвечает за общее руководство и стабильную работу всей энергетической системы Казахстана. KEGOC контролирует передачу электричества через Национальной электрической сети от электростанций региональным распределительным компаниям и конечным потребителям.

Электрические сети регионального уровня обеспечивают соединение с регионами, а также доставку электроэнергии розничным потребителям. Региональные электрические сети эксплуатируются региональными электросетевыми компаниями. Региональные распределительные компании осуществляют передачу электроэнергии на основе контрактов через свои собственные или эксплуатируемые сети электроснабжения (арендованные, приобретенные в лизинг, эксплуатируемые на основании соглашения об управлении имуществом или на других основаниях) потребителям оптовых и розничных рынков или энергоснабжающим организациям.

Система передачи электроэнергии разделена на три крупные сети: северную, южную и западную. Компания управляет ими через девять территориальных подразделений, пять из которых работают на севере.

Северная сеть соединена с сетью России через линию электропередач высокого напряжения 1,150 кВ, построенную в Советское время, которая проходит из Алтая в Сибири в Павлодар, Экибастуз, Кокшетау и Костанай в Казахстане и далее возвращается в Россию.

Южная сеть была построена так, чтобы получать гидроэнергию из Кыргызской Республики и Таджикистана через Центральноазиатскую энергосистему («ЦАЭС»). Она соединена с северной сетью двумя линиями передач напряжением 220 кВ и двумя линиями - 500 кВ. Юг получает электричество из северной сети и импортируемого электричества из ЦАЭС. В 2009 году Компания завершила строительство 1100 км второй линии транзита Север-Юг напряжением 500кВ, для обеспечения южной сети электроэнергией, произведенной внутри страны. Сметная стоимость этого объекта составила около \$300млн.

Западная сеть соединена с ЕЭС через 500 километровую линию напряжением 500 кВ, построенную АО «Батыс Транзит», в котором компании принадлежит 20%. Нехватка энергии в западной части страны берет корни в ее историческом расположении, когда потребность западной части страны в электричестве частично удовлетворялась поставками из соседних регионов России. Исторически запад страны был соединен с севером страны только через российскую энергосеть. Однако спрос на передачу несколько снизился, так как западные потребители в настоящее время имеют доступ к более дешевой российской электроэнергии.

Распределение

Региональные энергопередающие компании обычно работают в границах регионов, примерно совпадающих с соответствующими географическими границами этих регионов. Большинство региональных энергопередающих компаний принадлежат частным инвесторам.

После принятия Правительством Казахстана Концепции дальнейшего развития рыночных отношений в электроэнергетике в начале 2004 года и Закона об электроэнергетике от 9 июля 2004 года, энергопередающие компании начали разделять свой бизнес по передаче от функций по поставке электричества для того, чтобы устанавливать конкурентные розничные цены.

Сектор распределения электрической энергии Казахстана включает энергоснабжающие компании (которые приобретают электричество либо напрямую от производителей энергии или через централизованные торги), в результате перепродающие ее конечным отраслям или потребителям.

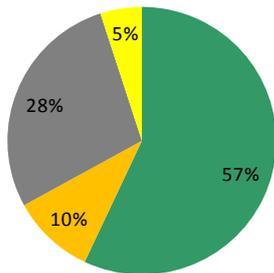
Потребление

Выработка электроэнергии представляет 10% в промышленном производстве Казахстана. Спрос на электроэнергию, проциклический по своей природе, снизился в 2009 году, когда экономика в целом была на спаде, и в 2013 году ввиду снижения потребления промышленными предприятиями из-за стагнации на сырьевых рынках. В общей структуре потребления электроэнергии доля крупных промышленных предприятий составляет около 40%.

В Казахстане затраты электроэнергии на производство одной единицы ВВП составляют 0,38 тнэ/тыс.\$, что значительно превосходит показатели других стран. Данный факт объясняется не только энергоинтенсивностью предприятий обрабатывающей и горнодобывающей отрасли, но и значительными потерями при транспортировке. Согласно

данным АРЕМ, в Казахстане технические потери электроэнергии составляют 18-20%. Высокий коэффициент потерь по сравнению с развитыми странами объясняется значительным износом генерирующего оборудования (70%), электрических сетей (65%) и тепловых сетей (50-80%), а также значительной протяженностью линий электропередач. Также жилищный сектор страны расходует в два раза больше тепловой энергии по сравнению со среднеевропейским показателем. Суровый климат и недостаточная теплоизоляция домов являются основной причиной высокого расхода электроэнергии домохозяйствами.

Рисунок 9. Структура стоимости электроэнергии



■ Выработка ■ KEGOC ■ РЭК ■ ЭСО

Источник: оценка HF Research

Рисунок 10. Крупнейшие промышленные потребители

Компания	1П2014, млн кВтч
Аксуский ферросплавный завод	2 805
Арселор Миттал Темиртау	1 906
Казфосфат	1 906
Казахстанский электролизный завод	1 518
Казцинк	1 347
ССГПО	1 202
Тенгизшевройл	870
Казхром	731
Казахмыс - Жезказганская площадка	650
Павлодарский алюминиевый завод	452
УК ТМК	223
Казахмыс - Балхашская площадка	163
РГП Канал им. Сатпаева	88

Источник: КОРЭМ

Тарифообразование и доходность на капитал

Принципы регулирования

Тарифообразование KEGOC регулируется Министерством национальной экономики, включая тарифы на передачу электроэнергии, техническую диспетчеризацию отпуска в сеть и потребления электрической энергии, балансирование производства и потребления электроэнергии. Методика тарифообразования АРЕМ основана на принципе «затраты плюс» и призвана обеспечить выручку, необходимую для получения допустимого уровня прибыли.

Тариф = Допустимые доходы / Ожидаемый объем услуг
Допустимый доход = Обоснованные затраты + Допустимый уровень прибыли

Обоснованные затраты рассчитываются исходя из производственно-необходимых норм расходов на работы по ремонту и поддержанию. Регулятор контролирует и одобряет объем работ и нормы расходов, а также статьи расходов в процессе составления и одобрения тарифных смет. Расходы по вознаграждениям по займам регулятор включает в обоснованные затраты в пределах установленного лимита. Регулятор определяет допустимый уровень прибыли как произведение ставки прибыли на регулируемую базу активов.

*Допустимый уровень прибыли = РБА * Ставка прибыли,*
 где $РБА = СА \times КЗА$ и,

СА – фактическая стоимость активов, определяемая как соотношение остаточной стоимости основных средств, полученной в результате их переоценки независимыми оценщиками

КЗА – коэффициент задействованности активов

Регуляторная ставка прибыли рассчитывается по стандартной формуле средневзвешенной стоимости капитала компании (WACC). При определении стоимости долгового финансирования регулятор использует долговую премию за риски на основе кредитного рейтинга компании.

Ставка прибыли = $(1-D/V) \times Re + D/V \times Rd$, где

D/V – фактическое соотношение долга к капиталу

Re – стоимость акционерного капитала

Rd – стоимость долгового капитала

$Rd = Rf + \text{Долговая премия за риск}$

$Re = Rf + \text{Бета} \times (Rm - Rf)$, где

Rf – безрисковая ставка

Rm – доходность фондового рынка

Ставка прибыли рассчитывается исходя из фактической долговой нагрузки компании, соответственно KEGOC выгоднее привлекать меньше долга, тогда регуляторная ставка прибыли повышается, приближаясь к значению требуемой доходности на собственный капитал. Тарифы, утверждаемые регулятором на 12-месячный период, фактически вводятся в действие с четвертого квартала и действуют три квартала в следующем году. С 2016 года компания планирует перейти на предельные

пятилетние тарифы, что позволит лучше прогнозировать будущие доходы, но повысит регуляторные риски.

Фактическая прибыль = среднегодовой тариф X фактический объем услуг + фактические нерегулируемые дохода – фактические обоснованные затраты – фактические необоснованные затрат

То есть, фактическая прибыль компании будет зависеть от отклонения фактических объемов услуг и обоснованных затрат от сметных, а также от размера фактических необоснованных затрат. Для KEGOC одной из крупных статей необоснованных расходов являются расходы по выплате единовременных премий. Исторически фонд оплаты труда у компании рос в среднем на 14% в год, в то время как заработные платы индексировались на уровень инфляции. Разница компенсировалась за счет выплаты единовременных премий, которые не входят в возмещаемые затраты при расчете тарифа. В будущем, мы ожидаем, что разница между возмещаемыми расходами на оплату труда и фактическими будет расти, что будет оказывать давление на доходность капитала.

Реформа в регулировании тарифов KEGOC

В рамках подготовки к Народному IPO компания провела огромную работу по реформированию методики тарифообразования для повышения инвестиционной привлекательности ее акций.

Во-первых, в 2013 году компания перешла на новую учетную политику по МСФО (с метода исторической стоимости на метод справедливой стоимости), которая позволяет отражать стоимость основных средств по стоимости замещения. В результате в 2013 году и 1П2014 компания произвела переоценку активов на 265 млрд тенге. В 2013 году регулятор согласовал сумму переоценки основных средств в размере 199 млрд тенге и определил график включения результатов переоценки в стоимость основных средств в течение пяти лет в период с 2013 по 2017 годы. Однако в связи с задержкой с проведением IPO KEGOC, фактический график включения переоценки в РБА будет несколько иным. В тарифы, которые вступили в действие с 1 ноября 2014 года, регулятор включил 40% переоценки. Оставшиеся 60% переоценки будут включены в тарифы последующих периодов равномерно по 20% в год.

Компания ожидает, что разница между регуляторной переоценкой и суммой переоценки по финансовой отчетности будет включена в РБА в 2021 году. Переход на новую учетную политику также позволит компании при необходимости регулярно проводить переоценку стоимости основных средств. В нашей оценке мы учли 199 млрд тенге регуляторной переоценки и в 2021 году включили в РБА разницу между остаточной стоимостью переоценки по финансовой отчетности и регуляторному учету (48,5 млрд тенге). Предположения по регулярной переоценке основных средств не были включены в наш базовый сценарий оценки ввиду необходимости согласования переоценки с регулятором.

Во-вторых, при определении РБА регулятор отказался от применения понижающего коэффициента задействованности активов в 0,69х, что также позволило увеличить допустимый уровень прибыли. Однако, тот факт что отказ от практики КЗА мотивирован программой Народного IPO, как исключение из

общей методологии, указывает на определенные риски последующих изменений в интерпретации КЗА.

В-третьих, регуляторная ставка прибыли (СП) была повышена с 12,20% до 14,98% за счет повышения отраслевой беты до 1,3.

Соответственно с учетом вышеописанных изменений, мы прогнозируем, что наибольший эффект на ДУП будет в тарифном году начинающемся 1 октября 2014 года (+212% г/г), за счет влияния сразу нескольких положительных изменений тарифообразования (отказ от КЗА, рост ставки прибыли и включение 40% переоценки в РБА). В последующие периоды темпы ДУП будут варьироваться в диапазоне 19-31%, и рост будет обусловлен поэтапным включением оставшейся суммы переоценки в РБА.

Рисунок 11. Расчет допустимого уровня прибыли

Дата вступления тарифа в действие	01.10.2013	01.10.2014	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018
Коэффициент задействованности активов	0.69	1.00	1.00	1.00	1.00
Ставка прибыли	12.20%	14.98%	14.98%	14.98%	14.98%
Регулируемая база активов, млрд тенге	157	263	312	409	491
Допустимый уровень прибыли, млрд тенге	13.2	39.4	46.8	61.2	73.5
Рост, г/г	-	198%	19%	31%	20%

Источник: прогнозы HF Research

Мы отмечаем, что риски для компании связаны с регулированием ввиду социальной значимости услуг. Соответственно, есть вероятность отклонения регулятора от предполагаемого компанией сценария ввода переоценки в РБА, отката от параметрических изменений в формуле определения допустимого уровня регуляторной прибыли, и применения иных мер для занижения доходности компании. В нашей модели оценки, мы закладываем средневзвешенную стоимость капитала компании на уровне 13,9% с учетом присутствия этих рисков.

Грядущие регуляторные изменения на энергетическом рынке

Переход на долгосрочные тарифы

В прошлом компания обращалась за утверждением тарифов ежегодно, что позволяло производить корректировки затрат в следующем году при отклонении фактических затрат от обоснованных в текущем тарифном году. На данный момент тарифный период компании составляет два года, однако согласно изменениям, внесенным в Закон о естественных монополиях в 2013-2014 гг. компания со следующего тарифного цикла (с 2015 года) должна будет обратиться за утверждением предельных тарифов на срок не менее пяти лет. Расчет предельных тарифов не отличается от принципа расчета годовых тарифов, однако эти тарифы утверждаются на несколько лет вперед.

Введение предельных тарифов имеет как положительные, так и отрицательные стороны. Имея долгосрочные тарифы, компания сможет лучше планировать свою операционную и финансовую деятельность, а акционеры получают возможность с большей определенностью рассчитывать доходность на капитал и планировать долгосрочные инвестиции. Однако согласно общим правилам регулятора предельные тарифы продолжают действовать в течение всего периода времени, на который они

утверждены, и корректировка предельного уровня тарифа возможна только при следующих обстоятельствах:

- увеличении расходов сырья, материалов, топлива и энергии ввиду: 1) обстоятельств непреодолимой силы (определение в Законе отсутствует); 2) изменения объемов оказываемых услуг (в нормативно-правовых актах требуемый объем отклонений фактических услуг от заявленных отсутствует); 3) необходимости проведения работ, направленных на предотвращение технологических нарушений или исполнение предписания государственных органов.

- росте цен на электроэнергию или чрезвычайной ситуации природного или техногенного характера.

Чрезвычайная регулирующая мера (ЧРМ) считается исключительной и применяется крайне редко. В 2014 году после девальвации тенге мера ЧРМ была принята в отношении ряда регулируемых компаний, включая КазТрансОйл. Казахское законодательство и нормативные документы регулятора не содержат детально сформулированных требований, относительно возможности применения вышеперечисленных норм в целях корректировки тарифов, что предоставляет регулятору значительную свободу в интерпретации и применении данных норм.

Введение рынка электрической мощности

С 2016 года в Казахстане будет введен рынок электрической мощности, который позволит восполнить нарастающий дефицит мощности в стране и обеспечить опережающее развитие генерирующих мощностей за счет повышения инвестиционной привлекательности отрасли. На KEGOC будет возложена обязанность по организации функционирования рынка электрической мощности.

Рынок мощностей будет состоять из двух рынков – краткосрочного и долгосрочного. Краткосрочный рынок будет предполагать покупку системным оператором услуг по поддержанию готовности электрической мощности у генерирующих станций. Долгосрочный рынок предполагает строительство новых генерирующих мощностей с обязательством со стороны KEGOC осуществлять закуп услуг по поддержанию готовности электрической мощности. Первым участником долгосрочного рынка является Балхашская ТЭС, которая будет введена в эксплуатацию в 2018-2019 году.

Услуги KEGOC по поддержанию готовности электрической мощности будут включены в перечень обоснованных затрат, и соответственно, будут учитываться при расчете тарифов компании. Мы считаем, что основные риски связаны с реализацией концепции рынка мощностей на практике, которая может нести как угрозы, так и возможности для компании.

Переход на балансирующий рынок

С 2008 года компания осуществляет услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии в ЕЭС. Балансирующий рынок сейчас действует в имитационном режиме и с января 2016 года должен перейти в режим реального времени. В настоящее время отклонения от заданного суточного графика покрываются за счет корректировок суточного графика путем дополнительного заказа электроэнергии на энергоисточниках и услуг по регулированию мощности. С вводом балансирующего рынка компания прекращает оказание услуг по регулированию мощности субъектам рынка. Все отклонения от суточного графика будут урегулироваться на балансирующем рынке.

Соответственно, субъекты рынка допустившие отклонение от заявленного суточного график потребления или выработки должны будут компенсировать отклонение по ценам сложившимся на балансирующем рынке.

Запуск балансирующего рынка позволит посредством рыночных механизмов стимулировать потребителей к снижению потребления в пиковые часы, а генерирующие станции к покрытию дефицита мощности посредством поддержания резервов мощности в состоянии готовности к производству дополнительных объемов, что в целом будет способствовать повышению эффективности и надежности электроэнергетического рынка Казахстана.

Создание единого рынка электроэнергии в рамках ЕАЭС

В мае 2014 года Казахстан, Россия и Беларусь подписали договор о создании Евразийского экономического союза (далее, ЕАЭС) в рамках которого предполагается формирование единого рынка электроэнергии на основе параллельной работы энергосистем стран-участниц. Страны-участницы намерены разработать концепцию единого рынка электроэнергии к июлю 2015 года, принять программу формирования единого рынка к 1 июля 2016 года и подписать международное соглашение о создании единого рынка электроэнергии с 1 июля 2019 года. В течение переходного периода тарифы на услуги естественных монополий будут регулироваться национальными законодательствами. На данном этапе договором о создании ЕАЭС не определено будут ли по завершении формирования единого рынка тарифы на услуги внутреннего рынка электроэнергии регулироваться единым законодательством ЕАЭС, утверждаться межгосударственной структурой или в ином порядке.

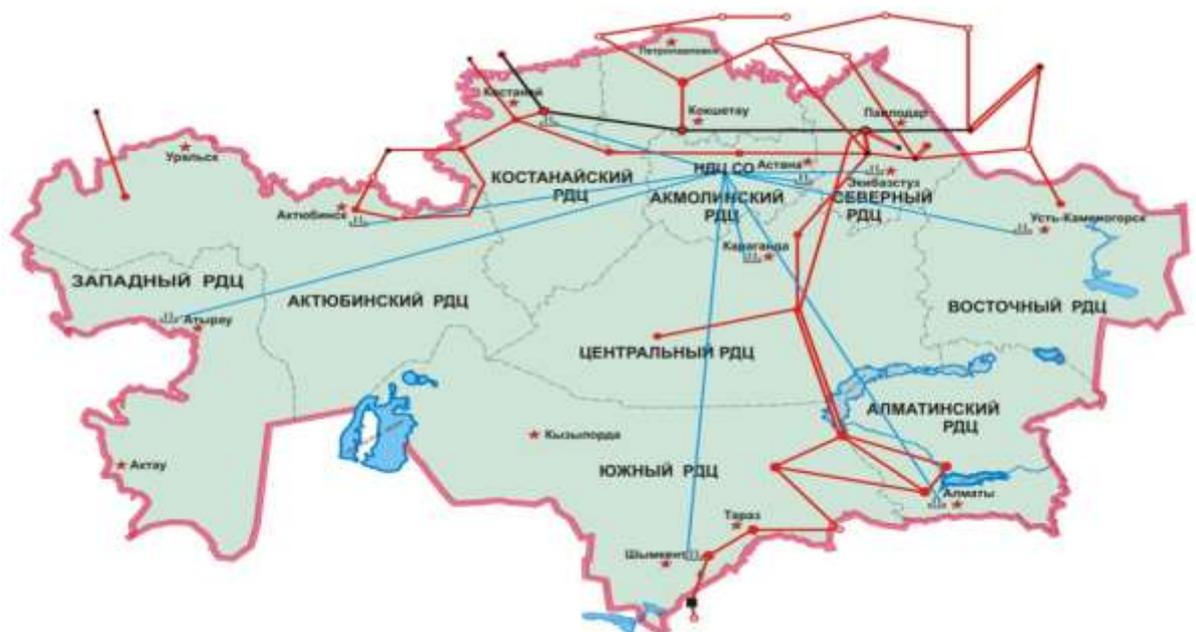
Согласно подготовленному проекту концепции единого энергорынка ЕАЭС предполагается реформа внутреннего рынка Казахстана и Беларуси по российскому образцу и создание наднационального регулирующего органа. Предполагается введение рынка мощности на всей территории ЕАЭС, по примеру России, что позволит стимулировать инвестиции в генерирующие мощности. Потребители получат возможность заключать договоры на закупку электроэнергии с поставщиками из других стран ЕАЭС и получат равный доступ к инфраструктуре по передаче электроэнергии.

Интеграция ориентирована, прежде всего, на извлечение выгод при объединении рынков за счет использования инфраструктуры заложенной в СССР. Однако на практике интеграция рынков может быть проблематичной, так как страны-участницы последние двадцать лет самостоятельно развивали свою инфраструктуру и на данный момент в отдельных географических регионах мощности дублируются. В целом энергосистема России в десятки раз превосходит по масштабу системы стран-участниц ЕАЭС и имеет профицит мощностей. В Казахстане же потребление примерно равно производству, а в Беларуси наблюдается дефицит мощностей. Соответственно, профицит мощностей в отдельных регионах приведет к снижению отпускных тарифов, что будет положительно для потребителей. Введение общего рынка электроэнергии способствует в долгосрочной перспективе сближению цен на рынке и гармонизации тарифов на передачу электроэнергии.

Деятельность компании

Компания KEGOC (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) была образована 11 июля 1997 года на базе Национального холдинга Казахстанэнерго. Компания является системным оператором единой энергетической системы (ЕЭС) Республики Казахстан и ключевая задача компании заключается в обеспечении бесперебойной работы ЕЭС. KEGOC владеет, управляет и осуществляет техническую поддержку ЕЭС с целью передачи электрической энергии, осуществляет техническую диспетчеризацию отпуска в сеть и потребления электрической энергии, осуществляет физическое и финансовое регулирование отклонений в производстве и/или потреблении электричества в ЕЭС, осуществляет разработку долгосрочного прогнозирования балансов электрической энергии и взаимодействует с энергосистемами сопредельных государств по управлению и обеспечению устойчивости режимов параллельной работы.

Рисунок 12. Производственные объекты KEGOC



Источник: данные компании

KEGOC управляет линиями электропередач с общей протяженностью 24 533 км и 76 подстанциями с установленной мощностью 35 875 МВА. Централизованное диспетчерское управление ЕЭС РК осуществляется Национальным диспетчерским центром (НДЦ), подразделением KEGOC. НДЦ фактически в режиме реального времени регулирует режимы работы электростанций ЕЭС РК, а также переток электроэнергии по трансграничным соединениям. Девять региональных диспетчерских центров являются структурными подразделениями НДЦ и каждый центр ответственен за работу, техническое обслуживание и ремонт соответствующих участков ЕЭС.

Компания взаимодействует с энергосистемами сопредельных государств, в частности с энергосистемой Российской Федерации, Кыргызской Республики, Республики Узбекистан и Республики Таджикистан.

Структура собственности

Правительство Казахстана через ФНБ Самрук-Казына владеет 100% акций KEGOC. В преддверии публичного размещения акций, компания провела дробление акций в пропорции 1:20 для того, чтобы сделать акции более доступными населению. В результате в 2013 году общее число объявленных акций компании выросло до 238 млн., из которых 214 млн. принадлежали Самрук-Казына. В 2014 году компания провела дополнительную эмиссию акций основному акционеру в связи с передачей на баланс компании ПС Акжар, и оборудования ПС Центральная. В результате, на момент IPO общий объем объявленных акций компании составил 260 млн. На IPO компания предложит 10% минус одну акцию своего акционерного капитала, или примерно 25,9млн акций.

Рисунок 13. Структура акционеров KEGOC до и после IPO

	До	Доля участия	Доп. выпуск до IPO	После	Доля участия
Количество объявленных акций	238 324 377		21 675 623	260 000 000	
Количество размещенных акций:	214 491 940			260 000 000	
- Самрук Казына	214 491 940	100%	19 508 061	234 000 001	90%
- Акции в свободном обращении	-	0%		25 999 999	10%

Источники: данные компании, прогнозы ХФ

Корпоративное управление и права миноритариев

В ноябре 2010 года KEGOC принял Кодекс Корпоративного Управления (Кодекс). Кодекс предусматривает создание трех комитетов правления – по аудиту, по назначениям и вознаграждениям и по стратегическому планированию и корпоративному управлению.

Согласно Кодексу в составе Совета директоров не менее одной трети от общего числа директоров должны быть представлены Независимыми директорами. На данный момент Совет директоров KEGOC состоит из шести человек, из которых двое являются независимыми. Соответственно текущий состав удовлетворяет требования установленного Кодекса. Однако в сентябре 2012 года Самрук-Казына объявил, что как минимум 1/2 членов Совета директоров компаний участвующих в Народном IPO будут независимыми. Поэтому в будущем компании, возможно, придется увеличить число независимых директоров с двух до трех, чтобы соответствовать рекомендации Самрук-Казына.

Мы считаем, что наличие Кодекса корпоративного управления не является достаточным для защиты интересов миноритарных акционеров. Мы полагаем, что компания будет продолжать вести себя как государственная компания и после получения публичного статуса. Кросс-субсидирование одних проектов другими до сих пор было стандартной практикой для фонда Самрук-Казына. Эта практика не создавала серьезных проблем среди компаний, имеющих единого акционера – правительство Казахстана. Включение в структуру капитала миноритарного акционера потребует от руководства Фонда отказаться от прежних методов финансирования проектов внутри холдинга. В противном случае, фонд рискует столкнуться с недовольством миноритарных акционеров и скомпрометировать идею Народного IPO.

Безусловно, для защиты интересов миноритарных акционеров критически важным является соблюдение и приверженность руководства компании лучшей международной практике

корпоративного управления. Но этого будет недостаточно, если руководство холдинга не будут нести ответственность за соблюдение интересов миноритарных акционеров в соответствии с законодательством Казахстана, которое на данный момент не обеспечивает достаточных возможностей для защиты прав миноритарных акционеров. Мы скептически относимся к тому, что эти механизмы начнут действовать сразу после IPO, но также не следует забывать, что одной из целей программы Народного IPO является повышение эффективности, прозрачности и подотчетности государственных компаний. Но мы более оптимистично смотрим на среднесрочную перспективу, ожидая, что по мере вывода госкомпаний на рынок, вопросы защиты прав миноритарных акционеров приобретут характер социальной политики государства.

Дивидендная политика

В 2009-2013 годах KEGOC выплачивал от 10% до 30% от заработанной в предыдущем году прибыли в виде дивидендов. Компания не выплачивала дивиденды по итогам 2009 и 2013 года в связи с понесенными убытками.

В преддверии IPO компания приняла новую дивидендную политику, согласно которой намерена направлять на выплату дивиденда не менее 40% от чистого дохода. Дивиденды могут выплачиваться как по итогам года, так и по итогам полугодия. В зависимости от потребностей компании в инвестировании, договорных обязательств, условий на рынке и финансовых показателей дивиденды могут не выплачиваться. В частности, договорные обязательства компании по займам ЕБРР устанавливают определенные ограничения в отношении выплаты дивидендов. А именно, дивиденды могут не выплачиваться в случае неисполнения компанией обязательств по займам или если выплата дивиденда приведет к неисполнению этих обязательств.

В наших прогнозах, мы закладываем коэффициент выплаты дивидендов в 60%, выше минимального уровня установленного дивидендной политикой. Данный уровень выплаты позволяет компании финансировать заявленный объем капитальных инвестиций и избежать накопления излишка денежных средств на балансе.

Рисунок 14. Прогноз дивидендов KEGOC в 2014-2020 гг.

в млрд тенге	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Чистая прибыль	2.0	10.9	25.5	35.7	44.3	47.7	50.1
Дивиденды	1.2	6.5	15.3	21.4	26.6	28.6	30.1
Коэффициент выплаты	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Дивидендная доход-ть	0.9%	4.3%	8.9%	11.5%	13.4%	13.7%	13.7%

Источник: данные компании, прогнозы HF Research

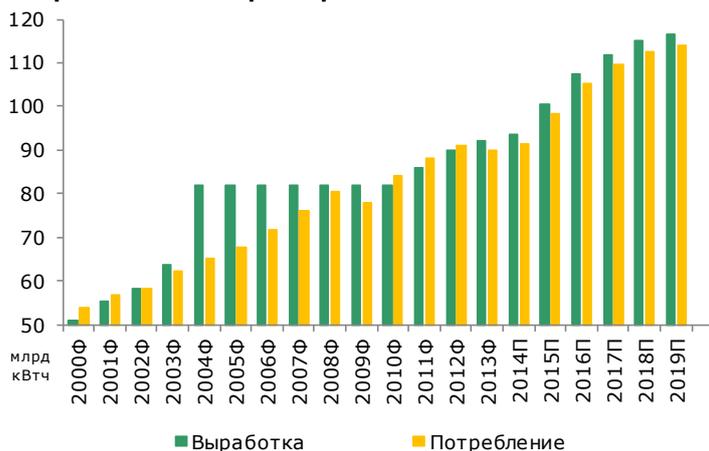
По нашей оценке, дивидендная доходность акций KEGOC в следующие три года будет стремительно расти благодаря повышению рентабельности компании. Дивидендная доходность по итогам 2014 года будет несколько низкой на уровне 0,9% и к 2016 году уже будет сравнима со ставкой по тенговым депозитам. По нашим прогнозам в среднем за период с 2014 по 2020 год дивиденды будут расти на 71,4% в год. Рост дивидендной доходности будет в основном за счет роста тарифов по мере постепенного включения переоценки 2013 и 2014 года в регулируемую базу активов. По нашей оценке свободные денежные потоки компании вырастут с 20,1 млрд тенге в 2014 году до 81,5 млрд тенге в 2020 году. Мы также прогнозируем повышение доходности на собственный капитал (ROE) с 0,9% в 2014 году до 10,3% к 2020 году, и среднее значение ROE в 2014-2020 году на уровне 7,0%.

Операционные и финансовые прогнозы

Выручка и расходы

Спрос на электроэнергию напрямую зависит от темпов роста ВВП, так в 2009-2013 потребление росло ежегодно на 3,6% при среднем темпе роста ВВП на уровне 5,3%. Выработка электроэнергии в 2013 году составила 92 млрд кВтч (+2,2% г/г) при уровне потребления в 90 млрд кВтч (-1,1% г/г). Согласно прогнозу социально-экономического развития Казахстана, в 2015-2019 году потребление электроэнергии в среднем будет расти на 4,5% в год.

Рисунок 15. Прогноз производства и потребления электроэнергии в Казахстане



Источники: САПК. Прогнозы Halyk Finance

При прогнозировании объемов роста потребления мы использовали результаты проведенной нами регрессии зависимости спроса на электричество от темпов реального роста ВВП. Согласно результатам нашей регрессии коэффициент эластичности спроса при 1% изменении ВВП составляет 0,65. По прогнозам макроэкономического отдела Halyk Finance темп роста реального ВВП в 2014-2018 году в среднем составит 4,6%, соответственно мы прогнозируем, что объемы передачи электроэнергии будут ежегодно расти на 3,0%.

По нашей оценке, выручка компании вырастет с 92,5 млрд тенге в 2014 году до 229,3 млрд тенге в 2020 году, и соответственно будет расти на 16,3% ежегодно. Рост выручки будет в большей степени обусловлен повышением тарифов на передачу (на 14,2% ежегодно в 2014-2020 гг.), и в меньшей степени будет происходить за счет роста объемов услуг.

Рисунок 16. Среднегодовые тарифы (2012-2020П)

тенге/кВтч	2012Ф	2013П	2014Ф	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
на передачу электроэнергии	0.993	1.161	1.467	1.954	2.336	2.671	2.985	3.139	3.258
% изменение	5%	17%	26%	33%	20%	14%	12%	5%	4%
на техническую диспетчеризацию	0.121	0.130	0.146	0.182	0.238	0.275	0.312	0.332	0.347
% изменение	5%	7%	13%	25%	31%	16%	13%	6%	5%
на организацию балансирования	0.034	0.046	0.066	0.083	0.116	0.132	0.145	0.153	0.161
% изменение	7%	34%	44%	26%	40%	13%	10%	6%	5%

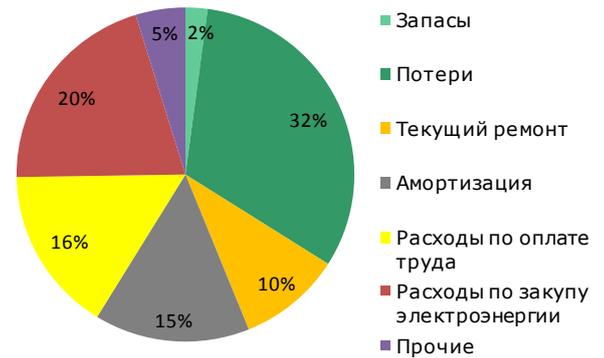
Источники: данные компании, прогнозы Халык Финанс

Рисунок 17. Прогнозы выручки в разрезе услуг (2009-2018П)



Источники: данные компании, прогнозы HF Research

Рисунок 18. Структура себестоимости в 2013 г.



В 2007-2013 году себестоимость оказываемых услуг (без учета амортизации) росла на 23,4% ежегодно, за счет роста объемов услуг и общей инфляции затрат. Технологические потери, расходы на оплату труда и расходы по закупке электроэнергии занимают примерно 2/3 общих затрат, составляющих себестоимость услуг.

Затраты связанные с технологическими потерями в 2007-2013 году росли на 23,5% в год, при этом коэффициент технологических потерь варьировался в диапазоне 5,38%-5,85%. Технологические потери у компании существенно выше, чем у европейских компаний (0,8-1,9%), что объясняется значительной протяженностью НЭС (нагрузочные потери составляет 63% от общих потерь), 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, потенциал сокращения сетевых потерь при помощи модернизации существующего передающего оборудования и оптимизации его работы ограничен, поскольку такая модернизация не сильно повлияет на нагрузочные потери.

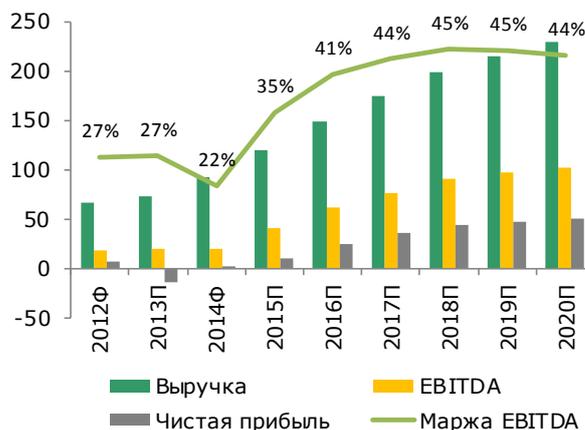
В наших прогнозах мы закладываем коэффициент технологических потерь на уровне 6,0%. Данная статья входит в перечень возмещаемых затрат при формировании тарифа регулятором, но в пределах установленного регулятором норматива потерь.

Расходы на оплату труда в 2007-2013 году ежегодно росли на 13,2%, в то время как заработные платы индексировались на уровень инфляции. Разница компенсировалась за счет выплаты единовременных премий, которые не включаются в тарифную смету. По оценке компании в 2014 году размер единовременных премий составит 2,2 млрд.тенге. В наших прогнозах мы закладываем ежегодные темпы роста фонда оплаты труда в 9% и индексацию заработной платы на уровне 7%. Мы считаем, что в будущем по мере увеличения доли единовременных премий в общей оплате труда компания возможно сможет обосновать регулятору частичное включение данной статьи в тарифную смету.

Согласно нашему прогнозу в 2014 году затраты, не включенные в тарифную смету составят Т17,2млрд, что несколько выше прогноза компании в 13,1 млрд тенге. Далее, мы в 2014-2020 году мы прогнозируем рост затрат, не включаемых в тарифную смету на 10,6% в год.

Мы прогнозируем, что EBITDA компании вырастет с 20,6 млрд тенге в 2014 году до 101,4 млрд тенге в 2020 году. Маржа EBITDA по нашему прогнозу увеличится с 22,3% в 2014 году до 44,2% в 2020 году, в основном за счет роста тарифов по мере включения переоценки в РБА. Мы прогнозируем рост чистой прибыли с 2,0 млрд тенге в 2014 году до 50,1 млрд тенге в 2020 году, что подразумевает ежегодный темп роста прибыли в 71,4%.

Рисунок 19. Прогноз операционных показателей (2014-2020 гг.)



Источник: данные компании, прогнозы Халык Финанс

Капитальные инвестиции

Основная часть инвестиционных проектов KEGOC направлена на модернизацию существующих линий электропередач для повышения эксплуатационных показателей системы и снижения технологических потерь.

До 2025 года компания будет реализовывать довольно капиталоемкую программу инвестиций, связанную с исполнением Мастер плана развития электроэнергетической отрасли РК до 2030 года. Данный план включает шестнадцать инвестиционных проектов на общую сумму в 540 млрд тенге, которые направлены на увеличение пропускной способности линий между югом и севером, улучшение связи восточного региона, подключение западного региона к национальной сети и подключение новых генерирующих мощностей к национальной сети.

Наш прогноз капитальных инвестиций в 2014-2025 гг. составлен исходя из инвестиционной программы компании. Инвестиционная программа KEGOC с 2015 по 2025 год включает 142,1 млрд тенге на реконструкцию и модернизацию существующих активов и 429,3 млрд тенге на строительство новой инфраструктуры и модернизацию существующих линий электропередач и подстанций. По нашей оценке суммарные капитальные инвестиции компании в 2014-2026 году составят 675,3 млрд тенге, что подразумевает среднегодовой объем инвестиций в 52,0 млрд тенге. Компания намерена финансировать инвестиционные проекты, как за счет собственных средств, так и через долговое финансирование.

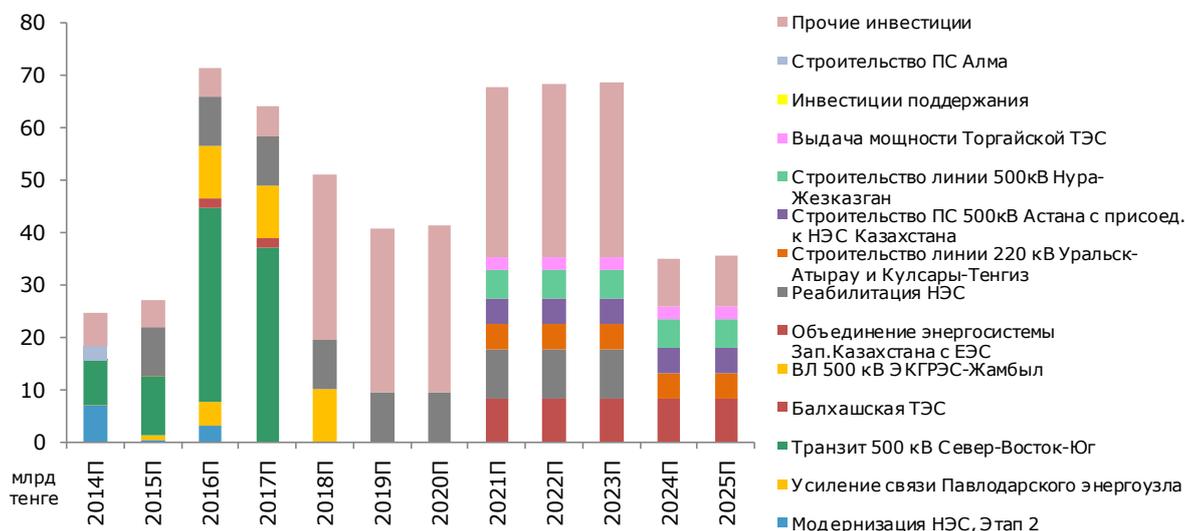
Рисунок 20. Крупные инвестиционные проекты

Проект	Сроки	Стоимость проекта, млрд тенге
<i>Реализуемые</i>		
Модернизация НЭС, Этап 2	2010-2016	46.9
Усиление связи Павлодарского энергоузла	2011-2016	5.5
Транзит 500 кВ Север-Восток-Юг		
- Этап 1	2011-2017	43.3
- Этап 2	2012-2018	76.8
Балхашская ТЭС	2014-2017	3.7
ВЛ 500 кВ ЭКГРЭС-Жамбыл	2013-2018	30.3
<i>Планируемые к реализации</i>		
Объединение энергосистемы Зап.Казахстана с ЕЭС	2021-2025	41.0
Реабилитация НЭС	2013-2023	84.8
Строительство линии 220 кВ Уральск-Атырау и Кулсары-Тенгиз	2021-2025	25.4
Строительство ПС 500кВ Астана с присоед. к НЭС Казахстана	2021-2025	23.7
Строительство линии 500кВ Нура-Жезказган	2021-2025	27.0
Выдача мощности Торгайской ТЭС	2021-2025	12.8
		421

Источник: данные компании

Мы отмечаем, что капитальные инвестиции повышают регуляторную базу активов компании при переходе проектов со стадии незавершенного капитального строительства в основные средства. Соответственно, благодаря механизму тарифообразования все капитальные инвестиции текущих периодов компенсируются через повышение тарифов в будущих периодах. В результате, чувствительность акционерной стоимости к размеру капитальных инвестиций является достаточно низкой.

Рисунок 21. Прогноз капитальных инвестиций в 2014-2025 году



Источник: данные компании, прогнозы HF Research

Долговая нагрузка и структура капитала

На конец 1П2014 года суммарные краткосрочные и долгосрочные займы компании составили 117,5 млрд тенге, и соотношение долга к собственному капиталу было на уровне 35,4%. Все займы получены KEGOC от двух кредиторов, международных институтов развития. Благодаря гарантиям

правительства, данные валютные займы имеют одну из самых низких ставок вознаграждения в стране.

Рисунок 22. Разбивка займов (млрд тенге)

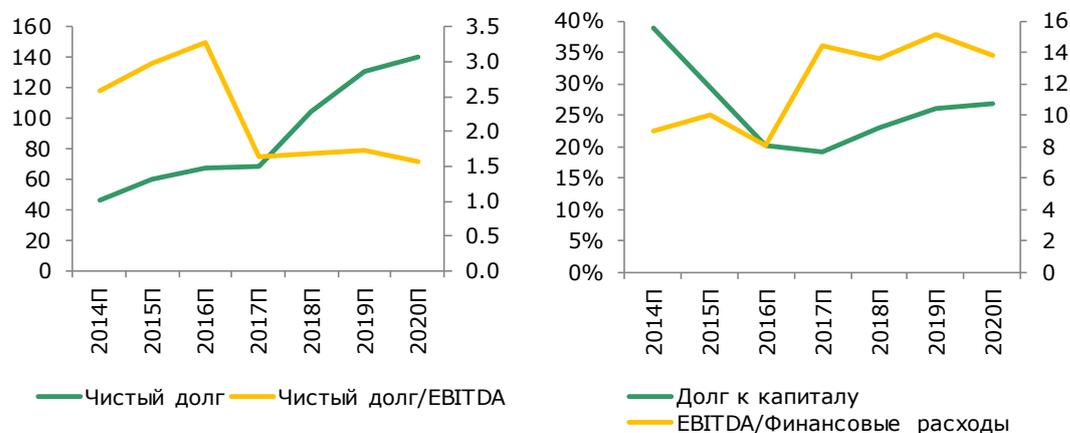
Кредитор	Валюта займа	Процентная ставка	Остаток на 1П2014
Международный банк реконструкции и развития (МБРР)	USD	1,02-1,88%	45.7
Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР)	EUR	2,75-3,95%	71.7

Источник: данные компании

Чистый долг KEGOC стабильно рос, начиная с 2010 года, и достигнул 81,8 млрд тенге на конец 1П2014. Мы прогнозируем дальнейшее увеличение чистого долга компании по мере реализации ее капиталоемкой инвестиционной программы. По нашему прогнозу чистый долг вырастет до 133,5 млрд.т в 2020 году, при этом соотношение чистого долга к EBITDA снизится с 3,0х в 2013 году до 1,3х в 2020 году. Улучшение показателей рентабельности компании по мере роста тарифов и роста собственного капитала за счет переоценки основных средств, позволяют компании повышать долговую нагрузку без значимого увеличения рисков для акционерного капитала.

Компания не хеджирует свои валютные риски, поэтому мы учли потенциальные расходы по курсовой разнице, применив дифференциал инфляции США и Казахстана с учетом отклонения от исторического паритета к остаточному балансу валютного долга в нашем прогнозном горизонте.

Рисунок 23. Прогноз показателей долговой нагрузки



Источник: данные компании, прогнозы Halyk Finance

Оценка

Обзор

Мы оценили акционерную стоимость компании KEGOC, используя три метода оценки: метод дисконтирования денежных потоков компании (FCFF), метод дисконтирования дивидендных потоков (DDM), и метод сравнительной оценки. Комбинированная оценка справедливой стоимости акций KEGOC с применением веса в 33,3% к оценкам моделей DCF и DDM, а также веса в 16,7% для каждого из двух сравнительных методов дает нам оценку в 575 тенге за акцию. Справедливая стоимость акций по модели DCF достаточно близка к стоимости рассчитанной по модели DDM, что указывает на то, что коэффициент выплаты дивидендов, закладываемый нами в модели оценки по DDM является близким к оптимальному.

Для расчета 12-месячной целевой цены мы учитываем выплату возможного дивиденда по итогам 1П2014 в 4,6 тенге за акцию. По нашей оценке на 12-месячном горизонте совокупная доходность по акциям может составить 34%. Мы рекомендуем 'Покупать' акции KEGOC ввиду долгосрочного потенциала роста акционерной стоимости компании.

Рисунок 24. Обзор результатов оценки

Метод	Оценка (т/акцию)	Вес
FCFF	698	33.3%
DDM	594	33.3%
Сравн. по EV/EBITDA 2015	332	16.7%
Сравн. по P/B 2014	534	16.7%
Комбинированная оценка на конец 2014 г.	575	
12М целевая цена	670	
Цена размещения	505	
Потенциал роста	33%	
Ожидаемая див.дох-ть	0.9%	
Совокупная ожд.дох-ть	34%	

Источники: прогнозы Halyk Finance Research

Рисунок 25. Расчет WACC

Безрисковая ставка	2,5%
Премия за рыночный риск	6,0%
Бета	1,2
Премия за страновой риск	3,0%
Премия за регуляторный риск	3,0%
Стоимость акционерного капитала	15,7%
Стоимость долгового капитала	8,5%
Ставка налога	20,0%
Соотношение долга к капиталу	20,0%
Средневзвешенная ст-сть капитала (WACC)	13,9%

Источники: Блумберг, прогнозы HF Research

Метод дисконтирования денежных потоков компании (FCFF)

При расчете средневзвешенной стоимости капитала мы предположили, что соотношение долга к капиталу в долгосрочной таргетируемой структуре финансирования составит 20%. Стоимость долга, закладываемая нами при расчете WACC, отличается от текущей номинальной стоимости долга компании, так как в будущем компания планирует привлекать долг в тенге.

Мы прогнозируем, что свободные денежные потоки компании в 2014 году составят 10,2 млрд тенге и далее будут расти на 21,3% в год в период с 2014 по 2025 год. В нашем прогнозном горизонте лишь в 2016 и 2017 году свободные денежные потоки компании отрицательные ввиду высоких капиталовложений.

Рисунок 26. Расчет свободных денежных потоков

в млрд тенге	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Доход	92.5	119.5	149.5	174.2	198.8	214.8	229.2
Операционные расходы	74.1	98.8	109.3	120.6	132.9	143.5	154.6
Операционная прибыль (ЕВИТ)	18.4	20.7	40.2	53.6	65.9	71.3	74.6
ЕВИТ (1-ставка налога)	14.7	16.5	32.1	42.8	52.7	57.0	59.7
+ Амортизация	17.6	22.1	22.8	23.7	25.4	27.1	28.5
+ Налоговые вычеты от курсовой разницы	2.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6
- Капитальные инвестиции	26.3	29.0	73.6	68.4	55.7	45.3	45.1
- Изменения оборотного капитала	(1.5)	3.3	4.1	2.6	2.2	0.6	0.1
Свободные денежные потоки компании	10.2	7.2	(22.0)	(3.7)	21.0	39.0	43.5

Источник: прогнозы Halyk Finance Research

В итоге наша оценка стоимости KEGOC, основанная на 13-летней модели DCF, равна 249 млрд тенге, и при прогнозном уровне чистого долга в 68,8 млрд тенге на конец года, стоимость акционерного капитала составляет 181 млрд тенге. Соответственно, справедливая стоимость акций составляет 698 тенге.

Рисунок 27. Обзор оценки по FCFF
в млрд тенге, кроме значений за акцию

WACC	13.9%
Темп роста после 2025 года	5.0%
Приведенное значения своб.денежн.потоков (2014-2025 гг.)	120
Терминальная ст-ть (2026 г.)	616
Приведенное значение терм.ст-ти	129
Стоимость компании	249
Чистый долг	68
Стоим-ть акционерного капитала	181
Количество акций, млн	260
Справедливая стоимость акций	698

Источник: прогнозы HF Research

Согласно нашу анализу чувствительности, если предположения по темпу роста в терминальном году и WACC изменить на 0,5 процентных пункта, то справедливая стоимость акций изменяется на 0,6% и 10,5%, соответственно.

Рисунок 28. Чувствительность оценки FCFF к темпу роста и WACC

		Ставка роста после 2025 года						
		3.5%	4.0%	4.5%	5.0%	5.5%	6.0%	6.5%
WACC	11.4%	1 157	1 166	1 176	1 187	1 201	1 217	1 236
	11.9%	1 044	1 049	1 054	1 060	1 067	1 075	1 084
	12.4%	945	946	948	950	952	955	958
	12.9%	857	856	856	855	854	853	852
	13.4%	778	776	774	771	769	765	761
	13.9%	708	705	702	698	693	689	683
	14.4%	645	641	637	632	627	621	615
	14.9%	589	584	579	574	568	562	554
	15.4%	537	532	527	522	515	508	501
	15.9%	490	485	480	474	468	461	453
	16.4%	448	443	437	431	425	418	410

Источник: прогнозы HF Research
Метод дисконтирования дивидендов (DDM)

В оценке DDM мы использовали стоимость акционерного капитала, рассчитанную исходя из уровня леввереджа в каждом прогнозном году, сохраняя при этом WACC на постоянном уровне в 13,9%. Коэффициент выплаты дивидендов (КВД) был принят на уровне 60% в 2014-2025 гг. и на уровне 59,4% в терминальном году, рассчитанный исходя из потребности компании в реинвестировании при 5,0% темпе долгосрочного роста.

По нашей оценке стоимость акционерного капитала компании по модели DDM составляет 154 млрд тенге, что подразумевает коэффициент P/B на конец 2014 года в 0,41х. Дивидендная доходность акций в первые два года после размещения будет заметно ниже дивидендной доходности акций некоторых других казахстанских эмитентов, однако уже по итогам 2016 года компания сможет выйти на привлекательный уровень дивидендной доходности. Мы прогнозируем рост дивидендной доходности акций с 0,9% в 2014 году до 13,7% к 2020 году.

Рисунок 29. Оценка методом DDM

в млрд тенге	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Чистая прибыль	2.0	10.9	25.5	35.7	44.3	47.7	50.1
Дивиденды	1.2	6.5	15.3	21.4	26.6	28.6	30.1
КВД	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Дивидендная доход-ть	0.9%	4.3%	8.9%	11.5%	13.4%	13.7%	13.7%
<i>на конец года</i>							
Стоимость акционерного капитала	154	179	202	220	236	249	262

Источник: прогнозы HF Research

Наша оценка умеренно чувствительна к изменению предположений по КВД. При изменении предположения о КВД в 2014-2025 году и терминальном году на 10 процентных пункта справедливая стоимость акций изменяется на 7,7% и 5,2%, соответственно.

Рисунок 30. Чувствительность оценки DDM к предположениям КВД

		Коэф-т выплаты дивидендов в 2014-2025 гг.						
		30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%
КВД в терминальном году	34%	340	402	461	517	569	616	659
	39%	359	419	477	532	583	629	670
	44%	377	436	494	548	597	641	681
	49%	396	454	510	563	611	653	691
	54%	414	471	526	579	626	666	702
	59%	433	489	543	594	640	678	712
	64%	451	506	559	609	654	691	723
	69%	470	524	576	625	668	703	734
	74%	488	541	592	640	682	716	744
	79%	507	559	609	656	696	728	755
	84%	525	576	625	671	710	741	765

Источник: прогнозы HF Research

Рисунок 31. Обзор оценки по мультипликаторам

в млрд тенге, если не указано иное

Мультипликатор EV/EBITDA 2015	3.9
EBITDA 2015П	41.4
Справедливая ст-ть компании в этом году	161.9
Чистый долг на конец 2015 года	68.1
Справедливая ст-ть акционер. капитала	93.8
Стоимость акционерного капитала	15.7%
Приведенное значение акц.капитала на конец 2014	81.0
Дивиденды по итогам 2015 года	6.5
Приведенное значение дивид. на конец 2014	5.3
Стоимость акционерного капитала	86
Количество акций, млн	260
Справедливая стоимость 1 акции	332
Мультипликатор P/B 2014	0.4
Балансовая ст-ть собст.капитала на конец года	375
Стоимость акционерного капитала	139
Количество акций, млн	260
Справедливая стоимость 1 акции	534

Источник: прогнозы HF Research

Сравнительная оценка

Для сравнительной оценки мы использовали торговые мультипликаторы EV/EBITDA и P/B энергораспределительных компаний развивающихся стран (см полный список компаний в Приложении С). Мы отмечаем, что мультипликаторы развитых стран в разы выше значений для развивающихся стран ввиду более эффективной системы регулирования.

При определении стоимости компании по мультипликатору EV/EBITDA мы использовали финансовые показатели за 2015 год, которые отражают повышение доходности компании после проведения тарифной реформы. По мультипликатору EV/EBITDA 2015 года стоимость акционерного капитала компании мы оцениваем в 86 млрд тенге, или 332 тенге за акцию.

Для оценки методом P/B мы использовали прогнозное значение собственного капитала компании на конец 2014 года, с учетом переоценок 2013-2014 года. Мы применили медиану схожих компаний развивающихся рынков в 0,4х к нашей оценке собственного капитала и рассчитали справедливую стоимость акционерного капитала компании на уровне 139 млрд тенге, или 534 тенге за акцию.

Наша оценка справедливой стоимости по сравнительным мультипликаторам несколько ниже оценки по методам дисконтированных денежных и дивидендных потоков ввиду выбора нами более консервативных значений справедливых мультипликаторов. Помимо этого, сравнительные методы не позволяют учесть в полной мере значительный рост доходности компании после 2015 года.

Приложение А. Финансовая отчетность

<i>в млрд тенге, кроме значений за акцию</i>	2013Ф	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Отчет о прибылях и убытках								
Доходы	73.8	92.5	119.5	149.5	174.2	198.8	214.8	229.2
Себестоимость оказанных услуг	47.3	61.5	66.9	76.0	85.4	95.1	103.3	112.2
Валовая прибыль	26.5	31.0	52.6	73.5	88.8	103.7	111.5	117.1
Общие и административные расходы	6.1	10.3	11.0	11.8	12.6	13.5	14.4	15.4
Расходы по реализации	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
ЕБИТДА	20.2	20.6	41.4	61.5	76.0	90.0	96.9	101.4
Амортизация	8.5	17.6	22.1	22.8	23.7	25.4	27.1	28.5
ЕБИТ	11.7	3.0	19.3	38.8	52.4	64.6	69.8	73.0
Финансовые (доходы)	(1.8)	(1.1)	(1.0)	(1.0)	(0.8)	(0.8)	(1.0)	(1.1)
Финансовые расходы	2.0	2.5	2.9	4.5	5.0	6.5	7.9	8.9
Прочие (доходы)	(0.4)	(14.3)	(0.4)	(0.4)	(0.5)	(0.5)	(0.5)	(0.6)
Прочие расходы	26.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Доля в убытках ассоциированных компаний (Доходы)/расходы от курсовой разницы	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	2.7	13.4	4.1	3.8	3.9	4.0	3.7	3.1
Прибыль до вычета налогов	(17.7)	2.5	13.6	31.9	44.6	55.4	59.6	62.6
Расходы по подоходному налогу	(3.2)	0.5	2.7	6.4	8.9	11.1	11.9	12.5
Чистая прибыль	(14.5)	2.0	10.9	25.5	35.7	44.3	47.7	50.1
Разводненное кол-во акций	238	260	260	260	260	260	260	260
Прибыль на акцию (EPS)	(60.8)	7.6	41.9	98.1	137.4	170.5	183.5	192.7
Балансовый отчет								
Денежные средства и их эквиваленты	11.7	14.6	20.2	21.7	23.9	28.4	32.2	35.2
Денежные средства ограниченные в использовании	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Прочие финансовые активы	19.0	10.4	6.7	-	-	-	-	-
Торговая и прочая дебиторская задолженность	8.5	15.2	19.6	24.6	28.6	32.7	35.3	37.7
Налоги к возмещению	1.1	1.9	2.4	3.0	3.5	4.0	4.3	4.6
Товарно-материальные запасы, нетто	1.9	4.3	4.9	5.4	6.0	6.6	7.1	7.7
Текущий подоходный налог	2.8	3.7	4.8	6.0	7.0	8.0	8.6	9.2
Прочие краткосрочные активы	0.9	1.9	2.4	3.0	3.5	4.0	4.3	4.6
Всего краткосрочные активы	47.7	53.6	62.6	65.3	74.1	85.3	93.5	100.6
Основные средства, нетто	308.8	471.7	498.6	549.4	594.1	624.4	642.6	659.3
Нематериальные активы	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Авансы, выданные на приобретение активов	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Инвестиции в ассоц. предприятия	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Прочие финансовые активы	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Прочие долгосрочные активы	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Итого активы	367.3	536.1	572.1	625.5	679.0	720.5	746.9	770.7
Краткосрочная часть займов	10.2	-	-	11.1	23.3	25.8	20.0	8.4
Кредиторская задолженность	14.7	26.0	29.3	32.5	35.8	39.6	42.9	46.2
Авансы полученные	0.8	1.3	1.5	1.6	1.8	2.0	2.2	2.3
Дивиденды к уплате	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие краткосрочные обязательства	2.0	3.3	3.8	4.2	4.6	5.1	5.5	6.0
Всего краткосрочные обязательства	27.7	30.7	34.5	49.4	65.6	72.6	70.6	62.9
Долгосрочные займы	82.3	94.3	96.7	116.3	133.1	144.8	152.0	162.1
Обязательства по отсроченному налогу	36.1	36.1	36.1	36.1	36.1	36.1	36.1	36.1
Итого обязательства	146.1	161.1	167.3	201.7	234.8	253.4	258.7	261.1
Уставный капитал	107.2	119.3	139.3	139.3	139.3	139.3	139.3	139.3
Резервный капитал	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)	(0.2)
Резерв переоценки основных средств	110.9	250.8	250.8	250.8	250.8	250.8	250.8	250.8
Непокрытый убыток	3.2	5.2	14.9	33.9	54.3	77.2	98.3	119.8
Собственный капитал	221.2	375.1	404.8	423.8	444.2	467.1	488.2	509.6
Итого обязательства и собственный капитал	367.3	536.1	572.1	625.5	679.0	720.5	746.9	770.7
Отчет о движении денежных средств								
Денежные потоки от операционной деятельности								
Чистая прибыль после налогов	2.0	10.9	25.5	35.7	44.3	47.7	50.1	50.1
Амортизация	17.6	22.1	22.8	23.7	25.4	27.1	28.5	28.5
Курсовая переоценка	13.4	4.1	3.8	3.9	4.0	3.7	3.1	3.1
Переоценка ОС	(14.3)	-	-	-	-	-	-	-
Изменение в оборотном капитале	1.5	(3.3)	(4.1)	(2.6)	(2.2)	(0.6)	(0.1)	(0.1)
Денежные потоки от операционной деятельности:	20.1	33.9	48.0	60.6	71.5	77.9	81.5	81.5
Денежные потоки от инвестиционной деятельности								
Капиталовложения	(26.3)	(29.0)	(73.6)	(68.4)	(55.7)	(45.3)	(45.1)	(45.1)
Изменение в прочих долгосрочных активах	-	-	-	-	-	-	-	-
Прочие финансовые активы	8.6	3.7	6.7	-	-	-	-	-
Денежные потоки от инвестиционной деятельности:	(17.6)	(25.3)	(66.9)	(68.4)	(55.7)	(45.3)	(45.1)	(45.1)
Денежные потоки от финансовой деятельности								
Выпуск / (погашение) краткосрочного долга	(10.2)	-	11.1	12.3	2.5	(5.8)	(11.7)	(11.7)
Выпуск (погашение) долгосрочного долга	(1.4)	(1.8)	15.8	13.0	7.7	3.5	6.9	6.9
(Дивиденды) держателям простых акций	-	(1.2)	(6.5)	(15.3)	(21.4)	(26.6)	(28.6)	(28.6)
(Обратный выкуп) акций	-	-	-	-	-	-	-	-
Увеличение уставного капитала	12.0	-	-	-	-	-	-	-
Денежные потоки от финансовой деятельности:	0.4	(3.0)	20.4	9.9	(11.3)	(28.9)	(33.4)	(33.4)
Чистое изменение денежных средств	2.9	5.5	1.5	2.2	4.6	3.8	3.0	3.0

Источник: данные компании, прогнозы HF Research

Приложение В. Основные финансовые показатели и коэффициенты

	2013Ф	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Рост и маржа								
Выручка	73.8	92.5	119.5	149.5	174.2	198.8	214.8	229.2
% рост	12.1%	25.3%	29.1%	25.1%	16.5%	14.2%	8.1%	6.7%
Валовая маржа	26.5	31.0	52.6	73.5	88.8	103.7	111.5	117.1
% маржа	35.9%	33.6%	44.0%	49.2%	51.0%	52.2%	51.9%	51.1%
ЕБИТДА	20.2	20.6	41.4	61.5	76.0	90.0	96.9	101.4
% маржа	27.4%	22.3%	34.7%	41.2%	43.7%	45.3%	45.1%	44.2%
% рост	13.1%	2.0%	100.8%	48.7%	23.5%	18.4%	7.6%	4.7%
ЕБИТ	11.7	3.0	19.3	38.8	52.4	64.6	69.8	73.0
% маржа	15.8%	3.3%	16.2%	25.9%	30.1%	32.5%	32.5%	31.8%
% рост	10.2%	(74.1%)	538.0%	100.9%	35.0%	23.4%	8.0%	4.6%
Операционная прибыль после налогов (NOPAT)	9.3	2.4	15.4	31.0	41.9	51.7	55.8	58.4
% рост	10.2%	(74.1%)	538.0%	100.9%	35.0%	23.4%	8.0%	4.6%
Чистая прибыль	(14.5)	2.0	10.9	25.5	35.7	44.3	47.7	50.1
% маржа	(19.6%)	2.1%	9.1%	17.1%	20.5%	22.3%	22.2%	21.8%
% рост	(308.8%)	(113.6%)	452.3%	134.2%	40.0%	24.1%	7.6%	5.0%
Нормы доходности								
Возврат на собственный капитал (ROE)	(14.6%)	0.7%	2.8%	6.2%	8.2%	9.7%	10.0%	10.0%
Доходность на инвест.кап. до налогов	(6.3%)	0.6%	2.9%	6.0%	7.8%	9.1%	9.5%	9.7%
Доходность на инвест.кап. после налогов	3.3%	0.5%	3.3%	5.9%	7.3%	8.5%	8.9%	9.1%
Чистая прибыль/инвест.капитал	(5.1%)	0.4%	2.3%	4.8%	6.2%	7.3%	7.6%	7.8%
Возврат на активы (ROA)	(3.9%)	0.4%	1.9%	4.1%	5.3%	6.2%	6.4%	6.5%
Коэффициент покрытия фин.расходов								
ЕБИТДА / Финансовые расходы	10.0x	8.1x	14.4x	13.6x	15.1x	13.9x	12.3x	11.4x
ЕБИТ / Процентные расходы	5.8	1.2	6.7	8.6	10.4	9.9	8.8	8.2
[ЕБИТДА - Капвложения] / Финансовые расходы	(11.2)	(2.2)	4.3	(2.7)	1.5	5.3	6.5	6.3
Коэффициенты ликвидности								
Оборотный капитал	(2.2)	(3.7)	(0.4)	3.6	6.3	8.5	9.1	9.2
Коэф-т текущей ликвидности	1.7x	1.7x	1.8x	1.3x	1.1x	1.2x	1.3x	1.6x
Коэф-т строгой ликвидности	1.5	1.4	1.4	1.0	0.8	0.9	1.0	1.2
Коэф-т наличности	1.2	0.9	0.8	0.5	0.4	0.4	0.5	0.6
Коэффициент опер.дея-ти								
Коэф-т оборач. дебит.задолж.	42.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Коэф-т оборач. ТМЗ	14.8	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Коэф-т оборач. кредит.задолж.	113.5	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
Коэф-т оборач. основных средств	0.2x	0.2x	0.2x	0.3x	0.3x	0.3x	0.3x	0.3x
Выручка/Инвест.капитал	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
Коэф-т оборач. активов	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
Коэффициенты платежеспособности								
Долг / ЕБИТДА	4.6x	4.6x	2.3x	2.1x	2.1x	1.9x	1.8x	1.7x
Чистый долг / ЕБИТДА	3.0x	3.3x	1.6x	1.7x	1.7x	1.6x	1.4x	1.3x
Долг / Инвест.капитал	0.3x	0.2x	0.2x	0.2x	0.3x	0.3x	0.3x	0.3x
Долг / Собственный капитал	0.4x	0.3x	0.2x	0.3x	0.4x	0.4x	0.4x	0.3x
Чистый долг / Собственный капитал	0.3x	0.2x	0.2x	0.2x	0.3x	0.3x	0.3x	0.3x
Обязательства / Собственный капитал	0.7x	0.4x	0.4x	0.5x	0.5x	0.5x	0.5x	0.5x

Источник: данные компании, прогнозы HF Research

Приложение С. Сравнительный анализ

Компания	Рын-ая кап-ция (\$млн)	Текущая ст-ть компании (\$млн)	Стоимость компании как производство						P/B 2013	Дивидендная дох-ть (%)			WACC (%)	Долг к капиталу(%)
			2013			2014				2015				
			EBITDA	EBITDA	EBITDA	P/E	P/E	P/E		2013	2014	2015		
<i>Развитые рынки</i>														
REDES ENERGETICAS NACIONAIS	1 601	5 030	7.4	7.4	7.5	10.6	11.1	11.5	1.1	7.0	7.1	7.1	5.4	70.9
NATIONAL GRID PLC	54 841	91 549	11.3	10.9	10.5	17.0	17.8	16.7	2.8	4.4	4.6	4.7	5.7	68.5
EDP- ENERGIAS DE PORTUGAL SA	14 709	42 911	8.9	9.2	9.0	11.9	12.8	12.6	1.2	5.9	5.8	5.8	6.7	62.0
RED ELECTRICA CORPORACION SA	11 312	19 191	11.5	10.8	-	17.7	16.3	15.3	3.0	3.7	4.1	4.5	11.2	0.0
ENBW ENERGIE BADEN-WUERTTEMBERG	8 879	15 740	5.7	5.6	6.3	13.4	15.6	23.5	1.5	3.3	2.7	1.9	2.4	63.1
SNAM SPA	16 893	34 238	9.9	9.8	9.5	14.9	13.1	12.9	2.3	6.2	6.3	6.3	5.2	68.4
TRANSELECTRICA SA	561	730	4.4	3.7	3.6	10.9	7.2	7.7	0.4	7.5	9.5	8.8	7.6	30.9
<i>Максимум</i>			11.5	10.9	10.5	17.7	17.8	23.5	3.0	7.5	9.5	8.8	11.2	70.9
<i>Минимум</i>			4.4	3.7	3.6	10.6	7.2	7.7	0.4	3.3	2.7	1.9	2.4	0.0
<i>Среднее</i>			8.4	8.2	7.7	13.8	13.4	14.3	1.8	5.4	5.7	5.6	6.3	52.0
<i>Медиана</i>			8.9	9.2	8.2	13.4	13.1	12.9	1.5	5.9	5.8	5.8	5.7	63.1
<i>Развивающиеся рынки</i>														
PGE SA	12 083	10 978	4.6	5.0	5.1	9.7	11.4	12.4	0.7	4.8	4.8	4.2	8.5	9.6
FEDERAL GRID CO UNIFIED	1 466	7 622	3.2	3.0	2.8	2.6	2.6	2.5	0.2	0.0	0.0	0.0	10.8	32.4
ENEA SA	2 111	2 010	4.2	4.1	4.1	10.1	10.7	12.4	0.5	2.5	3.1	3.1	8.5	10.2
ROSSETI JSC	1 789	23 312	4.1	3.6	3.6	2.1	2.1	2.2	0.0	0.0	0.8	2.7	14.0	34.1
<i>Максимум</i>			4.6	5.0	5.1	10.1	11.4	12.4	0.7	4.8	4.8	4.2	14.0	34.1
<i>Минимум</i>			3.2	3.0	2.8	2.1	2.1	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	8.5	9.6
<i>Среднее</i>			4.0	3.9	3.9	6.1	6.7	7.4	0.4	1.8	2.2	2.5	10.5	21.6
<i>Медиана</i>			4.2	3.9	3.9	6.1	6.7	7.4	0.4	1.2	2.0	2.9	9.7	21.3

Источник: Блумберг

АО «Halyk Finance» (далее - HF), дочерняя организация АО «Народный банк Казахстана».

Настоящая публикация носит исключительно информационный характер и не является предложением или попыткой со стороны HF купить, продать или вступить в иную сделку в отношении каких-либо ценных бумаг и иных финансовых инструментов, на которые в настоящей публикации может содержаться ссылка, предоставить какие-либо инвестиционные рекомендации или услуги. Указанные предложения могут быть направлены исключительно в соответствии с требованиями применимого законодательства. Настоящая публикация основана на информации, которую мы считаем надежной, однако мы не утверждаем, что все приведенные сведения абсолютно точны. При этом, отмечаем, что прошлая доходность не является показателем доходности инвестиций в будущем. Мы не несем ответственности за использование клиентами информации, содержащейся в настоящей публикации, а также за сделки и операции с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, упоминающимися в ней. Мы не берем на себя обязательство регулярно обновлять информацию, которая содержится в настоящей публикации или исправлять возможные неточности. HF, его аффилированные и должностные лица, партнеры и сотрудники, в том числе лица, участвующие в подготовке и выпуске этого материала, оставляют за собой право участвовать в сделках в отношении упоминающихся в настоящей публикации ценных бумаг и иных финансовых инструментов. Также отмечаем, что на ценные бумаги и иные финансовые инструменты, рассматриваемые в настоящей публикации и номинированные в иностранной валюте, могут оказывать влияние обменные курсы валют. Изменение обменных курсов валют может вызвать снижение стоимости инвестиций в указанные активы. Следует иметь в виду, что инвестирование в Американские депозитарные расписки также подвержено риску изменения обменного курса валют, а инвестирование в казахстанские ценные бумаги и иные финансовые инструменты имеет значительный риск. В указанной связи, инвесторы до принятия решения об участии в сделках с ценными бумагами и иными финансовыми инструментами, рассматриваемыми в настоящей публикации, должны проводить собственное исследование относительно надежности эмитентов данных ценных бумаг и иных финансовых инструментов. Настоящая информация не предназначена для публичного распространения и не может быть воспроизведена, передана или опубликована, целиком или по частям, без предварительного письменного разрешения АО «Halyk Finance».

© 2014, все права защищены.

Макроэкономика

Сабит Хакимжанов, +7 (727) 244-6541
s.khakimzhanov@halykfinance.kz

Аскар Ахмедов, +7 (727) 330-0157
a.akhmedov@halykfinance.kz

Долговые инструменты

Ерулан Мустафин, +7 (727) 244-6986
y.mustafin@halykfinance.kz

Сабина Амангельды, +7 (727) 330-0153
s.amangeldi@halykfinance.kz

Долевые инструменты

Мариям Жумадил, +7 (727) 244-6538
m.zhumadil@halykfinance.kz

Еркин Абдрахманов, +7 (727) 244-6538
y.abdrakhmanov@halykfinance.kz

Никита Гундарев, +7 (727) 330-0157
n.gundarev@halykfinance.kz

Адрес:

Halyk Finance
пр. Аль-Фараби, 19/1, "БЦ Нурлы-Тау", 3Б
050013, Алматы, Республика Казахстан
Тел. +7 (727) 244 6540
Факс. +7 (727) 259 0593

www.halykfinance.kz

Bloomberg

HLFN <Go>

Factset

Halyk Finance

Thomson Reuters

Halyk Finance

Capital IQ

HLFN