

**О некоторых вопросах акционерного общества "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями"**

Постановление Правительства Республики Казахстан от 3 февраля 2003 года N 125

      Сноска. В заголовок внесены изменения, в тексте аббревиатура "ОАО" заменена аббревиатурой "АО" - постановлением Правительства РК от 19 сентября 2005 г. N 926 .

      В соответствии с постановлением Правительства Республики Казахстан от 13 ноября 2000 года N 1700 "Об утверждении Плана мероприятий до 2005 года по обеспечению электроэнергетической независимости Республики Казахстан" и Программой Правительства Республики Казахстан на 2002-2004 годы, утвержденной Указом Президента Республики Казахстан от 28 марта 2002 года N 827, Правительство Республики Казахстан постановляет:

      1. Одобрить представленный Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан технико-экономический анализ строительства второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг.

      2. Министерству энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан совместно с Комитетом государственного имущества и приватизации Министерства финансов Республики Казахстан:

      1) в установленном законодательством порядке разрешить акционерному обществу "Казахстанская компания по управлению электрическими сетями" "KEGOC" (далее - АО "KEGOC") осуществить заимствование кредитных средств на разработку технико-экономического обоснования, проектно-сметной документации и строительство вышеназванной линии электропередачи с фазой из трех проводов общей проектной стоимостью 326000000 (триста двадцать шесть миллионов) долларов США;

      2) обеспечить контроль возвратности кредитов за счет собственных средств АО "KEGOC" в установленные сроки. <\*>

      Сноска. В пункт 2 внесены изменения - постановлением Правительства РК от 19 сентября 2005 г. N 926 .

      3. Агентству Республики Казахстан по регулированию естественных монополий и защите конкуренции совместно с Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан рассмотреть вопрос изменения уровня тарифов на услуги АО "KEGOC" с целью выполнения им обязательств по займам на реализацию проекта строительства второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг при условии, что после каждого этапа строительства АО "KEGOC" предоставит данные о фактическом увеличении объемов передачи электрической энергии по транзиту Север-Юг для принятия решения по условиям и срокам продолжения строительства.

      4. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на Заместителя Премьер-Министра Республики Казахстан Масимова К. К.

      5. Настоящее постановление вступает в силу со дня подписания.

*Премьер-Министр*

*Республики Казахстан*

 **KEGOC - Казахстанская компания по управлению электрическими сетями**

 **Строительство второй линии**
**электропередачи 500 кВ**
**транзита Север-Юг Казахстан Технико-экономический анализ <\*>**

        Сноска. В тексте аббревиатура "ОАО" заменена аббревиатурой "АО" - постановлением Правительства РК от 19 сентября 2005 г. N 926 .

 **Введение**

      Электроэнергетика - одна из наиболее крупных и капиталоемких отраслей промышленности Республики Казахстан. Вместе с тем, электроэнергетика является одной из основных систем обеспечения жизнедеятельности реального сектора экономики и населения республики, что определяет такие важные приоритеты как электроэнергетическая независимость республики, экономическая эффективность работы отрасли, надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей.

      Гарантированное бесперебойное обеспечение потребителей доступными ТЭР, в том числе и электроэнергией, приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах предполагает энергетическую безопасность страны. Важнейшим компонентом энергобезопасности для Республики Казахстан является энергетическая независимость - способность при потере или снижении внешних поставок обойтись собственными энергоресурсами.

      В последнее время в развитии электроэнергетики Казахстана появился ряд неблагоприятных тенденций, которые необходимо устранять в ближайшие годы: старение основных промышленно-производственных фондов, вызвавшее увеличение количества оборудования, выработавшего расчетный и предельный ресурс, что приводит к заметному повышению затрат на ремонт оборудования; снижение темпов роста установленной мощности электростанций, демонтажа устаревшего оборудования и электросетевого строительства, которые в совокупности привели к снижению качества и надежности электроснабжения.

      Вопрос электроэнергетической независимости и безопасности Казахстана в целом следует рассматривать в увязке трех его основных зон: Северной, Южной и Западной, как в части обеспеченности их генерирующими мощностями, так и наличия надежных, достаточных по пропускной способности электрических сетей.

      Северный Казахстан - промышленно развитый и обеспеченный первичными энергетическими ресурсами регион, имеет достаточное количество электростанций и развитую электрическую сеть, и имеет возможность передавать избытки электроэнергии в Южный Казахстан, по существующему одноцепному транзиту 500 кВ Север-Юг, и в Россию по сети 1150-500 кВ.

      Интенсивное развитие нефтегазодобывающей отрасли в Западном Казахстане привело к росту потребления электроэнергии в регионе, но при недостаточности собственных генерирующих мощностей и слабых электрических связях с другими регионами Казахстана данный регион в настоящее время является дефицитным и вынужден покупать электроэнергию в прилегающих к Казахстану областях России. Вместе с тем, Западный Казахстан обладает значительным потенциалом для быстрого развития собственных генерирующих мощностей, что позволит в ближайшем будущем обеспечить не только электроэнергетическую независимость данного региона, но и создаст серьезный экспортный потенциал электроэнергии.

      Электроэнергетика Южного Казахстана развивалась на собственных гидроресурсах, привозном из Северного Казахстана угле и природном газе, поставляемом из Узбекистана. Все четыре области Южного Казахстана по ВЛ 220-500 кВ объединены с областями Северного Казахстана электрической сетью в Единую электроэнергетическую систему страны. Зависимость от привозных ТЭР и недостаток собственных генерирующих мощностей делали регион Южного Казахстана энергодефицитным. Недостаток электроэнергии в основном восполнялся за счет передачи дешевой электроэнергии от крупных ГРЭС Северного Казахстана, работающих на углях Экибастузского бассейна, по транзиту 500 кВ Север-Юг.

      Однако, в связи с устойчивой тенденцией роста объема электропотребления в южных регионах Казахстана пропускная способность одноцепного транзита 500 кВ Север-Юг полностью исчерпана (600 МВт) и обозначился дефицит электроэнергии в объеме 1100-1300 млн. кВт.ч, в том числе в наиболее напряженный осенне-зимний период - 750-950 млн. кВт.ч. Ситуация осложнилась в результате полного останова (апрель 2000 г. - декабрь 2001 г.) самого крупного энергоисточника на юге - Жамбылской ГРЭС. Причиной вывода электростанции из работы явилась неконкурентоспособность вырабатываемой на ней электроэнергии из-за высокой стоимости топлива, используемого для работы электростанции: природного газа, поставляемого из Узбекистана (45 долл./1000 м 3 ) и отечественного мазута (47 долл./т).

      В этой связи Правительством РК было принято Постановление за N 1649 от 15 декабря 2001 г. "О неотложных мерах по обеспечению стабильного электроснабжения потребителей Южного Казахстана" и выделены дотации государства в размере 200 млн. тенге для запуска и работы Жамбылской ГРЭС в осенне-зимний период 2001-2002 гг.

      В указанный период Жамбылская ГРЭС успешно работала 2-3 блоками и выработала 525 млн. кВт.ч электроэнергии, что благоприятно сказалось на электроснабжении потребителей: рост потребления электроэнергии в Южном Казахстане увеличился за 6 месяцев текущего 2002 года на 7% по сравнению с прошлым годом, а в Жамбылской области - на 15%.

      Однако рост электропотребления и электрических нагрузок в регионе может потребовать включения в работу в осенне-зимний период с каждым годом все большего количества энергоблоков на ЖГРЭС. Но следует отметить, что к 2007-2010 годам в работе могут остаться всего лишь 3 энергоблока, так как блоки 1-3 к этому времени выработают свой парковый ресурс. В связи с этим вопросы обеспечения южного региона Казахстана не могут быть решены только за счет работы Жамбылской ГРЭС.

      Увеличение выработки электроэнергии в осенне-зимний период на ЖГРЭС будет приводить к росту дотаций на топливо. При этом безвозвратные затраты республиканского бюджета только в период до 2005 г. включительно составят более 10 млн. долл. США. В последующее пятилетие указанная сумма возрастет, как минимум, в 1,5 раза.

      Таким образом, можно отметить, что выделение дотационных средств только на приобретение топлива, не решает проблемы электрообеспечения южного региона страны в достаточном количестве дешевой электроэнергией, но приводит к безвозвратным затратам республиканского бюджета.

      Вопрос обеспечения южных регионов дешевой электроэнергией вырабатываемой крупными пылеугольными электростанциями Северного Казахстана можно решить за счет строительства второй цепи 500 кВ транзита Север-Юг. При этом пропускная способность транзита Север-Юг Казахстана возрастет до 1500 МВт.

 **1. Анализ баланса электроэнергии и мощности Южного**
**Казахстана и его прогноз до 2015 года**

**1.1. Анализ баланса электроэнергии и мощности**

      Потребление электроэнергии за десять лет с 1990 г. по 1999 г. в Южном Казахстане снизилось на 67%, производство электроэнергии упало на 57%, при этом дефицит электроэнергии, или зависимость от поставок электроэнергии из других районов в регион, снизился с 10,16 млрд. кВт.ч до 1,79 млрд. кВт.ч. Основная причина такого резкого падения уровня электропотребления связана с практически полным прекращением деятельности предприятий химической промышленности. Начиная с 2000 года, страна преодолела экономический кризис и наметилась тенденция к росту промышленного производства, что не замедлило сказаться на росте потребления электроэнергии, как в целом по республике, так и в регионах. Рост потребления электроэнергии в Южном Казахстане в 2000 г. составил 7,8%, в 2001 г. - 6,7%, ожидаемый рост в 2002 г. - 5,6%. Однако при росте электропотребления производство электроэнергии на электростанциях региона продолжает снижаться. Динамика изменения баланса электроэнергии Южного Казахстана отражена в диаграмме 1.1.1.

 **Диаграмма 1.1.1. Динамика изменения баланса электроэнергии Южного Казахстана**
**(См. бумажный вариант)**

      Генерирующие мощности Южного Казахстана представлены гидроэлектростанциями (525 МВт) и тепловыми электростанциями, работающими на угле (852 МВт) и газомазутном топливе (1614 МВт). Самым крупным энергоисточником региона является Жамбылская ГРЭС (1230 МВт).

      Снижение выработки электроэнергии на электростанциях региона связано с нерентабельностью работы газо-мазутных ТЭС из-за роста стоимости природного газа, поставляемого из Узбекистана, и стоимости отечественного мазута, которые привели на энергетическом рынке к неконкурентоспособности производимой на них электроэнергии. При росте потребления и снижении выработки электроэнергии за два прошедших года дефицит Южного Казахстана возрос с 1,79 млрд. кВт.ч до 3,67 млрд. кВт.ч (2000 г.) - 4,53 млрд. кВт.ч (2001 г). Сложившаяся ситуация привела к предельной загрузке существующего транзита 500 кВ Север-Юг, по которому, при пропускной способности 600 МВт, за 2001 год было передано 3,43 млрд. кВт.ч. Недостаток электроэнергии, поставляемой по приемлемым для потребителя ценам, приводит к сдерживанию роста электропотребления в южном регионе республики.

      Включение в работу энергоблоков Жамбылской ГРЭС в будущем будет зависеть от цены электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности Казахстана (которая с течением времени будет, естественно, повышаться), рыночной стоимости газо-мазутного топлива, возможности предоставления дотаций со стороны государства на приобретение топлива и от других факторов.

      Отчетный баланс мощности Южного Казахстана за прошедший с 1990 г. период складывался аналогично балансу электроэнергии с уменьшающимся, а затем возрастающим дефицитом. При снижении максимальной нагрузки в час прохождения зимнего максимума ЕЭС Казахстана с 4195 МВт (1990 г.) до 2056 МВт (2001 г.) дефицит мощности снизился с 1816 МВт (1990 г.) до 512 МВт (1999 г.) и возрос в 2001 г. до 963 МВт. Переток мощности из Центральной Азии снизился с 1735 МВт до 270 МВт, а переток мощности по транзиту Север-Юг увеличился с 81 МВт до 693 МВт за 1990 г. и 2001 г. (диаграмма 1.1.2.)

 **Диаграмма 1.1.2. Динамика изменения баланса**
**электрической мощности Южного Казахстана**
**(См. бумажный вариант)**

**1.2. Прогноз потребления электроэнергии**

      Прогноз потребления электроэнергии Южного Казахстана (таблица 1.2.1.) разрабатывался на основании индикативных планов развития экономики областей, данных Института экономических исследований Министерства экономики и торговли РК, Концепции социально-экономического развития РК на 2001-2005 гг. и норм удельного расхода электроэнергии на рассматриваемом отрезке времени (год, пятилетие и т.п.) на выпуск того или иного вида продукции промышленного, сельскохозяйственного производства, потребления электроэнергии в сфере услуг (торговля, коммунальное хозяйство и др.) и населением.

Таблица 1.2.1.

**Структура электропотребления Южного Казахстана**

                                                        млн. кВт.ч

-------------------------------------------------------------------

  Отрасли экономики   !2000 г. (отчет)! 2005 г. ! 2010 г. ! 2015 г.

-------------------------------------------------------------------

1. Промышленность          2685          4836      5722      7591

2. Сельское хозяйство       139           200       272       422

3. Строительство          124,5           146       158       171

4. Транспорт и связь        588           607       629       652

5. Сфера услуг             1432          1550      1688      1841

6. Население             2004,5          2131      2264      2500

7. Собственные нужды

энергетики                  658           840       898       898

8. Потери эл. энергии в

сетях                      1860          1939      1959      2020

-------------------------------------------------------------------

Итого потребность

в эл. энергии              9491         12249     13590     16095

-------------------------------------------------------------------

      За счет развития горнодобывающей отрасли промышленности, разработки Амангельдинского газового и Кумкольского нефтегазового месторождений, возобновления деятельности химических предприятий, увеличения переработки нефти на Шымкентском нефтеперерабатывающем заводе, увеличения выпуска машиностроительной продукции, доля промышленности в общем потреблении электроэнергии увеличится с 28% в 2000 г. до 47% в 2015 г., доля электропотребления сельскохозяйственного производства увеличится с 1,5% до 2,6%. Изменение структуры потребления электроэнергии (в процентах) можно проследить по диаграммам 1.2.1. и 1.2.2.

 **Диаграмма 1.2.1. Структура электропотребления**
**Южного Казахстана в 2000 г.**
**(См. бумажный вариант) Диаграмма 1.2.2. Структура электропотребления**
**Южного Казахстана в 2015 г.**
**(См. бумажный вариант)**

      Анализ прогноза потребления электроэнергии в Южном Казахстане показывает, что в структуре по областям преобладает доля Алматинской области с дальнейшим ее снижением - от 50% в 2000 г. до 38% в 2015 году и одновременным увеличением доли Жамбылской области - с 20% в 2000 г. до 31% в 2015 году. Доли же Кызылординской и Южно-Казахстанской областей в течение всего прогнозного периода остаются постоянными - в пределах 8 и 22% соответственно. Наибольший рост потребления электроэнергии приходится на Жамбылскую область - за 2000-2015 годы он составит 166% против 29% роста электропотребления в Алматинской области, 100% в Кызылординской области и 66% в Южно-Казахстанской области (таблица 1.2.2.).

Таблица 1.2.2.

**Прогноз электропотребления до 2015 г.**

**по областям Южного Казахстана**

                                                       млрд. кВт.ч

-------------------------------------------------------------------

                           !2000 г. (отчет)!2005 г.!2010 г.!2015 г.

-------------------------------------------------------------------

Алматинская область               4,79        5,19   5,51    6,17

Жамбылская область                1,87        3,54   3,95    4,97

Кызылординская область            0,78        0,93   1,26    1,56

Южно-Казахстанская область        2,05        2,59   2,87    3,4

-------------------------------------------------------------------

Всего по Южному Казахстану        9,49       12,25  13,59   16,1

-------------------------------------------------------------------

**1.3. Прогноз баланса**

      Баланс электроэнергии основывается на прогнозе будущего потребления электроэнергии и возможном производстве электроэнергии электростанциями региона. Основу баланса мощности составляет расчет максимальной нагрузки региона, необходимого резерва мощности и рабочей мощности электростанций или мощности генерации, участвующей в покрытии максимальной нагрузки.

      Прогноз производства электроэнергии в перспективный период до 2015 г. основывался на наличии генерирующих источников в регионе и их загрузке. При установленной мощности генерирующих источников Южного Казахстана 1761 МВт (без учета мощности ЖГРЭС), располагаемая мощность составляет 1199 МВт, в том числе ГЭС - 335 МВт, ТЭЦ - 864 МВт. В 2001 г. на ГЭС было выработано 1,98 млрд. кВт.ч электроэнергии, на ТЭЦ - 3,58 млрд. кВт.ч., в том числе ТЭЦ на угле - 2,92 млрд. кВт.ч, ТЭЦ на газомазутном топливе - 0,66 млрд. кВт.ч. Число часов загрузки угольных ТЭЦ составило 4500 часов, ТЭЦ на газо-мазутном топливе - 3000 часов. Причиной столь низкой загрузки газо-мазутных электростанций являются высокая стоимость импортного природного газа и отечественного мазута.

      Отсутствие реальных инвесторов ставят под сомнение возможность строительства в ближайшей перспективе новых крупных электростанций, в частности Кербулакской и Майнакской ГЭС в Южном Казахстане, необходимых для снижения дефицита пиковых мощностей в регионе. Реальным пусковым объектом является ГТЭС (50 МВт) на разрабатываемом нефтегазовом месторождении Кумколь к 2005 году.

      В основу расчетов прогнозных балансов электроэнергии и электрической мощности в период до 2015 г. был положен взвешенный подход обновления генерирующих мощностей региона за счет инвестиций, осуществляемых владельцами электростанций. Располагаемая мощность электростанций региона на уровне 2015 г. оценивается в 1811 МВт.

      Особо отметим, что перспективные балансы были спрогнозированы как с учетом возможности участия Жамбылской ГРЭС в покрытии годового максимума нагрузки и производства электроэнергии на ней в осенне-зимний период, так и без нее.

      Прогноз производства электроэнергии на электростанциях рассматриваемого региона приведен в таблице 3, с учетом и без учета работы ЖГРЭС в осенне-зимний период:

Таблица 1.3.1.

**Прогноз производства электроэнергии**

**на электростанциях Южного Казахстана**

                                                       млрд. кВт.ч

-------------------------------------------------------------------

                           !2001 г. (отчет)!2005 г.!2010 г.!2015 г.

-------------------------------------------------------------------

Южный Казахстан

Алматинская область              4,51         4,5     4,5     4,5

Жамбылская область               0,1          0,2     0,2     0,2

Кызылординская область           0,11         0,45    0,45    0,45

Южно-Казахстанская область       0,84         0,9     0,9     0,9

-------------------------------------------------------------------

Всего по Южному Казахстану

(с учетом ЖГРЭС)                 5,6          7,75    8,35    8,35

-------------------------------------------------------------------

Всего по Южному Казахстану

(без учета ЖГРЭС)                5,6          6,05    6,05    6,05

-------------------------------------------------------------------

      Баланс составлен исходя из производства электроэнергии в Южном Казахстане с учетом и без учета работы ЖГРЭС, а также с учетом постоянного, вплоть до 2015 года, импорта электроэнергии из Кыргызстана в объеме 1 млрд. кВт.ч в год во время вегетационного периода. В балансе мощности предусмотрен необходимый резерв мощности в размере до 15% от максимальной нагрузки. Рост потребления электроэнергии предусмотрен от 9,49 млрд. кВт.ч в 2000 году до 16,1 млрд. кВт.ч в 2015 году, т.е. в среднем 4,6% в год, в том числе - 5,7% в год за 2000-2005 гг., 2,1% в год за 2006-2010 гг. и 3,8% в год за 2010-2015 гг.

      Составленный с учетом вышеизложенного прогнозный баланс мощности и электроэнергии в Южном Казахстане показывает, что в период за 2005-2015 годы дефицит электроэнергии увеличится: от 3,45 млрд. кВт.ч в 2005 году до 6,75 млрд. кВт.ч в 2015 году при работе ЖГРЭС и от 5,15 млрд. кВт.ч до 9,05 млрд. кВт.ч, соответственно в 2005 и 2015 годах, без работы ЖГРЭС; мощности - соответственно от 800 до 1370 МВт при работе ЖГРЭС и от 1160 до 1900 МВт без работы ЖГРЭС.

      Наличие столь значительных дефицитов электрической энергии и мощности требует уже к 2005 г. принятия кардинальных мер по обеспечению надежного энергоснабжения южных регионов и ликвидации возникающей потенциальной угрозы энергетической безопасности Республики. Решение данной задачи следует осуществить на базе:

      - строительства второй цепи 500 кВ транзита Север-Юг;

      - реконструкции энергоблоков Жамбылской ГРЭС.

      Оценка экономической эффективности запуска в работу энергоблоков ЖРЭС выявила следующее:

      - при сжигании на ЖГРЭС узбекского газа (55 $/1000 м 3  на горелке котла электростанции к 2005 году) себестоимость вырабатываемой электроэнергии составит 2,6 цент/кВт.ч (4,0 тенге/кВт.ч);

      - при сжигании на ЖГРЭС мазута, поставляемого с АО ШНОС (по цене 8650 тенге/тонна), себестоимость электроэнергии составит 2,25 цент/кВт.ч (3,5 тенге/кВт.ч);

      - стоимость электроэнергии, поставляемой в Южный Казахстан от Экибастузских ГРЭС по электропередачи 500 кВ Север-Юг, составляет порядка 1,3 цент/кВт.ч.

      Следовательно, для производства конкурентоспособной электроэнергии на ЖГРЭС потребуются ежегодные государственные дотации в десятки миллионов долларов для обеспечения конкурентоспособных поставок электроэнергии, вырабатываемой данной электростанцией.

      В связи с этим, в ближайшем будущем вопрос обеспечения Южного Казахстана электроэнергией по приемлемым для потребителя ценам будет стоять весьма остро. Данная проблема может быть решена путем дополнительной подачи электроэнергии от крупных пылеугольных электростанций северного Казахстана по транзиту Север-Юг. Это обуславливает необходимость строительства второй ВЛ 500 кВ транзита Север-Юг.

      Говоря о необходимости строительства второй линии 500 кВ транзита Север-Юг, необходимо проанализировать возможность дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях Северного Казахстана в рассматриваемый перспективный период для обеспечения полной загрузки этой линии.

      В регионе Северного Казахстана сконцентрировано более 70% суммарной установленной мощности электростанций Казахстана - установленная мощность электростанций Северного Казахстана составляет 13106 МВт, располагаемая мощность - 9768 МВт (данные ЦДУ ЕЭС Казахстана по состоянию на 01.01.2001 г.).

      Однако, высокая степень физического износа основного технологического оборудования обуславливает возможность выбытия в течение 2001-2015 г. значительных величин генерирующих мощностей, полностью выработавших свой ресурс. Указанное требует принятия первоочередных мер по реконструкции энергоблоков наиболее крупной электростанции - ЭГРЭС-1 и вводу третьего блока на ЭГРЭС-2. В противном случае, рост электрических нагрузок приведет к возникновению дефицита электроэнергии в данном регионе уже к 2010 г. Это отчетливо видно на диаграмме 1.3.1., где представлен пессимистический сценарий ситуации выбытия генерирующих мощностей в ОЭС Северного Казахстана (без принятия мер к замещению выбывающих мощностей путем их модернизации и реконструкции).

 **Прогноз снижения генерирующих мощностей**
**Северного Казахстана при непринятии мер**
**по реконструкции крупных ГРЭС и выбытии**
**их генерирующих мощностей вследствии**
**полной выработки рабочего ресурса, МВт**
**(пессимистический вариант) Диаграмма 1.3.1.**
**(См. бумажный вариант)**

      Для сохранения мощного генерирующего потенциала ОЭС Северного Казахстана необходима реабилитация в первую очередь одной из крупнейших электростанций - Экибастузской ГРЭС-1, при этом располагаемая мощность электростанции должна увеличиться с 1630 МВт до 2290 МВт в 2005 году и до 3100 МВт в 2010 году. Полная потребность в инвестициях на реабилитацию энергоблоков составит в период 2001-2005 гг. - 120 млн. долл. США (удельные затраты 180 долл. США за 1 кВт мощности), в период 2006-2010 гг. - 160 млн. долл. США (удельные затраты 200 долл. США за 1 кВт мощности). Предполагается ввод в работу третьего блока 500 МВт на Экибастузской ГРЭС-2 после 2005 года (инвестиции 190 млн. долл. США).

      В рассматриваемый перспективный период предстоит также расширение Акмолинской ТЭЦ-2 (115 МВт) для нужд электро- и теплоснабжения г. Астаны, необходимый объем инвестиций - 21-23 млн. долл. США.

      С учетом изложенных основных позиций по восстановлению энергоблоков ЭГРЭС-1 и ЭГРЭС-2 (с вводом в действие 3-го энергоблока) был составлен взвешенный вариант прогноза баланса мощностей потребления и генерации электроэнергии в ОЭС Северного Казахстана на период до 2015 г. (диаграмма 1.3.2.).

 **Прогноз изменения мощности электростанций**
**Северного Казахстана с восстановлением и вводом**
**новых мощностей и с учетом выдачи мощности на Юг, МВт Диаграмма 1.3.2.**
**(См. бумажный вариант)**

      Диаграмма отражает динамику изменения прогнозного баланса мощностей потребления и генерации Северного Казахстана до 2015 года, при условии реабилитации генерирующих мощностей Экибастузских ГРЭС-1,2. При выполнении этого условия ОЭС Северного Казахстана остается энергоизбыточной, несмотря на достаточно интенсивный рост электрических нагрузок до 2015 г. В этих условиях сооружение второй цепи ВЛ-500 кВ транзита Север-Юг позволит передавать в южные регионы Казахстана до 1300-1400 МВт электрической мощности.

      Таким образом, прогноз развития экономики Южного региона РК на период до 2015 г., в том числе уровня электропотребления, показал, что покрытие роста электропотребления Южного региона, на указанную перспективу требует восстановления ЖГРЭС на базе реконструкции ее энергоблоков и строительство второй линии электропередачи транзита Север-Юг.

 **2. Обзор прединвестиционного ТЭО проекта Север-Юг,**
**подготовленного компанией RWE Solutions**

      В данном разделе представлен обзор прединвестиционного ТЭО проекта Север-Юг, разработанного компанией RWE Solutions (Германия) совместно с Lahmeyer International (Германия) и Севзапэнергосетьпроект (Россия).

**2.1. Характеристика действующего одноцепного транзита**

**500-220 кВ Север-Юг Казахстана**

      Существующий транзит Север-Юг Казахстана включает в себя электрические сети напряжение 220-500 кВ, которые проходят по территории пяти областей: Карагандинской (регион Северного Казахстана) и Алматинской, Жамбылской, Кзылординской, Южно-Казахстанской (регион Южного Казахстана).

      Электроснабжение потребителей в зоне действия транзита 220-500 кВ осуществляется путем получения электроэнергии, производимой на собственных региональных электростанциях и передачи электроэнергии от крупных электростанций национального значения: Экибастузских ГРЭС-1,2 и Аксуйской ГРЭС.

      Основное назначение транзита 500 кВ Север-Юг - покрытие дефицита электроэнергии потребителей Южного Казахстана. Протяженность передачи составляет 1500 км. Для существующих линий электропередачи 220-500 кВ Экибастуз - Нура - Агадырь - ЮКГРЭС - Алматы - Бишкек - Жамбыл, по которым осуществляется передача электроэнергии в южные области республики, установлена, с учетом неустойчивой работы энергосистем государств Центральной Азии, пропускная способность 600 МВт и транзит работает с максимальной загрузкой.

      По соотношению пропускной способности и вращающихся "масс" соединяемых энергообъединений существующий транзит Север-Юг является "слабой связью", вследствие чего, имеет следующие недостатки:

      - недостаточная пропускная способность транзита (600 МВт) для режима параллельной работы ЕЭС Казахстана с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии по причине возможных нарушений статической устойчивости из-за аварийных небалансов и неудовлетворительного соблюдения контрактных сальдо-перетоков мощности и электроэнергии энергосистемами ОЭС Центральной Азии;

      - низкая надежность транзита Север-Юг по причине его одноцепного исполнения, в связи, с чем при аварийном отключении любой из ВЛ-500 кВ или при выводе в ремонт (за исключением Л-514 А) происходит прекращение параллельной работы северной и южной частей ЕЭС Казахстана и соответственно поставок электроэнергии в южный регион;

      - сеть 500 кВ достаточно скомпенсирована по реактивной мощности. Однако в примыкающей сети 220 кВ имеет место значительный не скомпенсированный избыток реактивной мощности, что при малых величинах транзитного перетока приводит к высоким уровням напряжения 220 и 500 кВ на подстанциях транзита и сложности ввода в ремонт одного из реакторов 500 кВ на ПС Агадырь, ЮКГРЭС, Алматы с сохранением в работе транзита;

      - недостаточная пропускная способность транзита Север-Юг приводит к необходимости покупки резервов мощности и электроэнергии в энергосистемах ОЭС Центральной Азии из-за отсутствия достаточного резерва генерирующей мощности в Южном Казахстане (ситуация усугубляется остановом Жамбылской ГРЭС ввиду не конкурентоспособности вырабатываемой ею электроэнергии из-за сохранения высоких цен на газо-мазутное топливо);

      - проведение плановых ремонтов сети 500 кВ приводит к необходимости прекращения параллельной работы по транзиту Север-Юг и покупки электроэнергии и мощности потребителями Южного Казахстана в ОЭС Центральной Азии;

      - частая работа противоаварийной автоматики транзита Север-Юг на отключение потребителей (действием САОН) и отключение реакторов 500 кВ, частая оперативная коммутация реакторов 500 кВ для регулирования напряжения.

      Вопрос обеспечения южных регионов республики необходимыми объемами дешевой электроэнергии и достижения энергетической безопасности южных регионов, может быть решен за счет усиления электропередачи 500-220 кВ Север-Юг Казахстана путем сооружения второй цепи 500 кВ.

**2.2. Технические решения усиления транзита Север-Юг**

**и их стоимостные показатели**

      При разработке прединвестиционного ТЭО рассматривались два варианта усиления транзита Север-Юг Казахстана:

      - Строительство транзита 500 кВ Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Жамбыл (вариант без захода на ПС Шу).

      - Строительство транзита 500 кВ Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Жамбыл. При этом ВЛ-514А (Алматы - Бишкек) разрезается и подключается к ОРУ-500 кВ подстанции (ПС) Шу (вариант с заходом на ПС Шу).

      Кроме того рассматривались два варианта исполнения проектируемых ВЛ:

      - трех проводное исполнение;

      - четырех проводное исполнение.

      Длина проектируемых ВЛ 500 кВ определена следующей:

      - Экибастуз - Агадырь - 508 км;

      - Агадырь - ЮКГРЭС - 385 км;

      - ЮКГРЭС - Жамбыл - 512 км;

      - ЮКГРЭС - Шу - 270 км;

      - Шу - Жамбыл - 280 км.

      Выполненные расчеты по транзиту Север-Юг Казахстана при параллельной работе ЕЭС Казахстана с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии позволили определить величину допустимых перетоков:

      Существующий транзит Север-Юг

      - допустимый переток 750 МВт.

      При строительстве второй линии 500 кВ транзита Север-Юг

      а) в трех проводном исполнении

      - допустимый переток 1250 МВт;

      б) в четырех проводном исполнении

      - допустимый переток 1400 МВт.

      Для дальних линий электропередачи, к которым можно отнести транзит 220-500 кВ Север-Юг Казахстана, характерны проблемы снижения предельной мощности с возрастанием длины (длина транзита более 1000 км), а также трудности с коммутацией реакторов, необходимость глубокого ограничения перенапряжений.

      Управляемые реакторы (УР) изменяют потребляемую реактивную мощность от 0 до 100% номинальной мощности, а также, при необходимости, могут осуществлять многократную параметрическую форсировку (Q р =8-10S ном ) потребляемой мощности, благодаря чему управляемые реакторы обеспечивают глубокий уровень ограничения коммутационных перенапряжений (диаграмма 2.2.1.).

 **Регулирование напряжения при изменении перетока**
**мощности вплоть до предельно с помощью ШР Диаграмма 2.2.1.**
**(См. бумажный вариант)**

      Использование управляемых реакторов позволяет существенно улучшить качество регулирования напряжения (напряжения в токах подключения УР остаются на уровне заданных), особенно в точках ПС Агадырь и ПС ЮКГРЭС и при этом полностью отсутствует проблема коммутации нерегулируемых шунтирующих реакторов (ШР). Благодаря УР стало возможным отключение большей части ШР, что привело к повышению предела передаваемой мощности по транзиту Север-Юг, в результате допустимые перетоки мощности при использовании на транзите УР составляют:

      а) в трех проводном исполнении фаз

      - допустимый переток - 1350 МВт, против 1250 МВт при установке неуправляемых реакторов;

      б) в четырех проводном исполнении фаз

      - допустимый переток - 1500 МВт, против 1400 МВт при установке неуправляемых реакторов.

 **Регулирование напряжения по Агадырь при изменении**
**перетока мощности вплоть до предельного с помощью УШР**
**(1 УР по Агадырь, 1 УР по ЮКГРЭС)       Диаграмма 2.2.2.**
**(См. бумажный вариант)**

      Капитальные затраты на сооружение ВЛ-500 кВ определены в двух вариантах. По первому варианту определена стоимость строительства трех одноцепных ВЛ-500 кВ Экибастуз - Агадырь (508 км), Агадырь - ЮКГРЭС (385 км) и ЮКГРЭС - Шу (270 км). Общая протяженность трех ВЛ-500 кВ составляет 1163 км. По второму варианту стоимость строительства ВЛ-500 кВ определена без захода ВЛ на ПС Шу. От ЮКГРЭС линия следует до ПС Жамбыл и протяженность данного участка 512 км. Первые два участка остаются без изменения, общая протяженность ВЛ-500 кВ составляет 1405 км. Для сооружения ВЛ-500 кВ традиционной конструкции в трех и четырех проводном исполнении используются унифицированные и типовые стальные и железобетонные опоры с расстоянием между проводами соседних фаз 12,0 м. Расстояние между проводами фазы в пролете поддерживается: а) для трех проводного исполнения - 400 мм; б) для четырех проводного исполнения - 600 мм. Количество опор на линиях электропередачи определено с учетом климатических зон региона прохождения трасс ВЛ-500 кВ, габарита фазного провода до земли (8 м) и других условий. Количество опор по линиям представлено в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

**Количество опор по линиям второй цепи транзита Север-Юг**

-------------------------------------------------------------------

N  !       ВЛ-500 кВ        !  3-х проводное !   4-х проводное

п/п!                        ! исполнение, шт !   исполнение, шт

-------------------------------------------------------------------

1   Экибастуз-Агадырь              1463               1569

2   Агадырь-ЮКГРЭС                 1106               1185

3   ЮКГРЭС-Жамбыл                  1316               1553

4   ЮКГРЭС-Шу                       736                821

-------------------------------------------------------------------

      Стоимость сооружения ВЛ-500 кВ в трех и четырех проводном исполнении по двум вариантам приведена в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2.

-------------------------------------------------------------------

                              !  3-х проводн.,  !   4-х проводн.,

     Наименование объекта     !млн. долларов США!млн. долларов США

-------------------------------------------------------------------

ВЛ -500 кВ Экибастуз - Агадырь      104,24             114,66

ВЛ-500 кВ Агадырь - ЮКГРЭС           66,73              73,41

ВЛ-500 кВ ЮКГРЭС - Шу                52,62              59,99

ВЛ-500 кВ ЮКГРЭС - Жамбыл           100,77             121,93

Итого по I варианту (Шу)            223,59             248,06

Итого по II варианту (Жамбыл)       217,74             310,00

-------------------------------------------------------------------

      Новая ВЛ 500 кВ транзита Север-Юг общей протяженностью 1163 км или 1405 км на своем пути подключается к существующим ОРУ 500 кВ действующих электростанций и подстанций 500 и 220 кВ:

      - ОРУ 500 кВ Экибастузской ГРЭС;

      - ОРУ 500 кВ ЮКГРЭС;

      - ПС 500 кВ Агадырь;

      - ПС 220 кВ Шу;

      - ПС 500 кВ Жамбыл.

      Схемы подключения новой ВЛ 500 кВ электропередачи выбраны в соответствии с действующими схемами существующих объектов:

      - на Экибастузской ГРЭС - по "полуторной" схеме с использованием существующих выключателей;

      - на ЮКГРЭС - по "полуторной" схеме;

      - на ПС Агадырь - через два выключателя к существующим системам шин;

      - на ПС 220 кВ Шу схема нового ОРУ 500 кВ - "четырехугольник" для подключения одной новой ВЛ 500 кВ от ЮКГРЭС, двух ВЛ на ПС Алматы и Жамбыл, образованных от разрезания существующей ВЛ 500 кВ "Бишкек - Алматы", и одного автотрансформатора 500/220 кВ для связи с действующей подстанцией 220 кВ;

      - на ПС 500 кВ Жамбыл - схема "треугольника" преобразовывается в схему "четырехугольника".

      Каждый реактор 500 кВ подключается к своей линии через выключатель. Для защиты от перенапряжений предусмотрена установка ограничителей перенапряжений у реакторов и автотрансформатора 500/220 кВ. Для питания устройств релейной защиты в ячейках реакторов 500 кВ предусмотрена установка трансформаторов тока. Выключатели и трансформаторы тока 500 кВ намечено применить с элегазовой изоляцией, трансформаторы напряжения - емкостные на каждой вновь подключаемой линии.

      Расширение действующих ОРУ 500 кВ в связи с подключением ВЛ 500 кВ новой передачи Север-Юг выполняется с учетом использования существующих обще подстанционных сооружений. Необходимость расширения существующих зданий обще подстанционных пунктов управления (ОПУ) должна быть определена при конкретном проектировании объектов.

      Компоновка новых ячеек для подключения ВЛ 500 кВ предусматривается идентичной существующей. При определении требуемого количества оборудования учитывалось наличие его в первоначальной схеме. Вопрос о дополнительной площади под новые ячейки необходимо решить при конкретном проектировании на следующих стадиях. На подстанции 220 кВ Шу требуется место для размещения нового ОРУ 500 кВ и автотрансформатора 500/220 кВ. При выборе его желательно учесть возможность использования существующих обще подстанционных сооружений подстанции 220 кВ. Необходимо проработать вопрос организации на подстанции 500 кВ системы автоматического пожаротушения с помощью воды или газа. На расширяемых подстанциях и ОРУ 500 кВ Экибастузской ГРЭС, ЮКГРЭС, Агадырь и Жамбыл установка реакторов 500 кВ требует проведения реконструкции существующей сети автоматического водяного пожаротушения, либо выполнения новых реакторов с устройствами подключения локальной газовой системы по предотвращению пожара внутри реактора 500 кВ.

      Стоимость строительства расширяемых и нового ОРУ 500 кВ определена с учетом заводских цен оборудования 500 кВ, полученных в 1999-2001 г. для строительства других объектов. Стоимость строительно-монтажных работ принята в процентах от стоимости оборудования в соответствии с "Укрупненными показателями стоимости подстанций" с введением коэффициента, который учитывает, что текущая стоимость строительно-монтажных работ повысилась меньше, чем стоимость высоковольтного оборудования 500 кВ.

      Стоимости строительства подстанций представлены в таблице 2.2.3. и составлены для двух вариантов конструкции ВЛ 500 кВ:

Таблица 2.2.3.

-------------------------------------------------------------------

                          !     I вариант     !      II вариант

 Наименование подстанции  !      с ПС Шу,     !      без ПС Шу,

                          !   тыс. долл. США  !    тыс. долл. США

-------------------------------------------------------------------

Экибастузская ГРЭС                 8707                 8707

ПС Агадырь                        15444                15444

ЮКГРЭС                             9521                 9521

ПС Шу                             15948                   -

ПС Жамбыл                           -                   5621

-------------------------------------------------------------------

Итого                             49620                39293

-------------------------------------------------------------------

      Определение необходимого объема инвестиций в сооружение второй цепи ВЛ 500 кВ Север-Юг выполнено на основании проектно-конструкторских решений отраженных выше.

      Линии электропередачи 500 кВ Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Шу и Экибастуз - Агадырь - ЮКГРЭС - Жамбыл не идентичны друг другу и включают альтернативные решения, поэтому затраты на строительство представлены раздельно по каждому конкретному участку. Затраты на сооружение второй цепи ВЛ 500 кВ транзита Север-Юг для двух вариантов приведены в таблицах 2.2.4. и 2.2.5.

Таблица 2.2.4.

                       I вариант с ПС Шу

-------------------------------------------------------------------

   Наименование    !             !   Стоимость строительства,

     участков      !Протяженность!       млн. долл. США

     ВЛ 500 кВ     !участков ВЛ, !---------------------------------

                   !км           !3-х проводная ВЛ!4-х проводная ВЛ

-------------------------------------------------------------------

Экибастуз - Агадырь     508            121,26           131,68

Агадырь - ЮКГРЭС        385             77,95            84,63

ЮКГРЭС - Шу             270             74,0             81,37

-------------------------------------------------------------------

Итого                  1163            273,21           297,68

-------------------------------------------------------------------

Таблица 2.2.5.

                       II вариант без ПС Шу

-------------------------------------------------------------------

   Наименование    !             !   Стоимость строительства,

     участков      !Протяженность!       млн. долл. США

     ВЛ 500 кВ     !участков ВЛ, !---------------------------------

                   !км           !3-х проводная ВЛ!4-х проводная ВЛ

-------------------------------------------------------------------

Экибастуз - Агадырь     508            121,06          131,45

Агадырь - ЮКГРЭС        385             80,44           87,12

ЮКГРЭС - Жамбыл         512            115,58          136,74

-------------------------------------------------------------------

Итого                  1405            317,05          355,31

-------------------------------------------------------------------

      Анализ вариантов усиления электропередачи транзита Север-Юг Казахстана показывает, что наиболее оптимальным вариантом является I вариант с заходом на подстанцию Шу. Строительство данного участка по сравнению с традиционным вариантом сооружения электропередачи ЮКГРЭС - Жамбыл (512 км) позволит значительно сократить длину электропередачи, а, следовательно, существенно сократить суммарный объем инвестиций в сооружение второй цепи транзита.

      Дополнительное решение при строительстве линии 500 кВ на участке ЮКГРЭС - Шу с ОРУ 500 кВ ПС Шу и заходами на ВЛ-500 кВ Алматы - Бишкек имеет следующие положительные стороны:

      - Возможность включения ВЛ 500 кВ ПС Шу - ПС Бишкек в транзит с линией 500 кВ Бишкек - Жамбыл до ПС Жамбыл через перемычку, минуя заход на ПС Бишкек, в случае необходимости создания режима раздельной работы ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии.

      - Повышает надежность работы транзита ЮКГРЭС - Алматы, и частично на участках Алматы - Бишкек и ЮКГРЭС - Бишкек до ПС Шу.

      - Возможность получения дополнительной компенсации реактивной мощности на транзите ЮКГРЭС - Алматы - Бишкек и ЮКГРЭС - Бишкек, с включением одного-двух реакторов на ПС Шу.

      - За счет сокращения протяженности транзита обеспечивает увеличение передачи электроэнергии в южный регион Казахстана на 800 млн. кВт.ч, увеличивая тем самым суммарную пропускную способность транзита Север-Юг.

      - Снижает время вынужденной раздельной работы ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии, в период проведения ремонтной кампании, за счет поочередного вывода в ремонт отдельных линий кольца 500 кВ ЮКГРЭС - Алматы - Шу - ЮКГРЭС без разрыва транзита.

      - Повышает надежность электроснабжения Алматинской области за счет создания кольцевой сети 500 кВ.

      Строительство второй цепи ВЛ-500 кВ транзита Север-Юг позволит:

      - существенно увеличить пропускную способность транзита Север-Юг, решить проблему увеличения поставок в южные регионы Казахстана относительно дешевой электроэнергии пылеугольных Экибастузских ГРЭС и тем самым обеспечит надежность электроснабжения потребителей Юга на среднесрочную перспективу;

      - резко повысить надежность электроснабжения потребителей южного региона Казахстана при аварийных отключениях любого участка существующей и проектируемой линии 500 кВ с возможным отделением ОЭС Центральной Азии от ЕЭС Казахстана;

      - достигнуть энергетической безопасности южного региона Казахстана, резко уменьшив его зависимость от импорта электрической энергии из республик Средней Азии.

**2.3. Оценка экономической эффективности проекта Север-Юг**

      Цель экономического анализа прединвестиционного ТЭО - обоснование экономической целесообразности сооружения второй линии электропередачи напряжением 500 кВ, объединяющей северный и южный регионы Республики Казахстан с точки зрения национальной экономики.

      В качестве альтернатив покрытия дефицита электроэнергии и мощности в Южном Казахстане рассматривались:

      1)  Строительство второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север-Юг;

      2)  Строительство электростанций на юге/восстановление Жамбылской ГРЭС.

      Расчеты производились для двух вариантов усиления транзита Север-Юг:

      - ЛЭП Экибастуз-Шу (Жамбыл), традиционной конструкции с фазой из 3-х проводов;

      - ЛЭП Экибастуз-Шу (Жамбыл), традиционной конструкции с фазой из 4-х проводов.

      В финансово-экономической части исследовались 12 сценариев, с измененном следующих параметров:

      1. Цены на нефть (от 15 $ до 30 $ за баррель);

      2. Цены на уголь (от 5 $ до 20 $ за тонну);

      3. Способы пополнения генерирующих мощностей:

      - реконструкция существующих паровых конденсаторных турбин на угле мощностью 500 МВт в Экибастузе с расходами 100 $/кВт и строительство новой комбинированной электростанции на газе/мазуте мощностью 280 МВт в Южном Казахстане стоимостью 700 $/кВт;

      - реконструкция существующих паровых конденсаторных турбин на угле мощностью 500 МВт в Экибастузе с расходами 200 $/кВт и строительство новой комбинированной электростанции на газе/мазуте мощностью 280 МВт в Южном Казахстане стоимостью 700 $/кВт;

      - реконструкция существующих паровых конденсаторных турбин на угле мощностью 500 МВт в Экибастузе с расходами 200 $/кВт и реконструкция электростанции в Жамбыле с расходами 400 $/кВт.

      4. ЛЭП:

      - короткая - Экибастуз-Шу;

      - длинная - Экибастуз-Жамбыл.

      5. Спрос на электричество в Южном Казахстане:

      - базовый сценарий спроса, по которому дефицит мощности на юге к 2015 году составит порядка 1 920 МВт;

      - базовый сценарий минус 10%;

      - базовый сценарий минус 15%.

      В качестве базового сценария был выбран сценарий, предусматривающий строительство короткой линии электропередачи - Экибастуз-Шу, реконструкцию электростанции в Экибастузе с расходами 200 $/кВт и строительство электростанции в Жамбыле стоимостью 700 $/кВт, стоимость нефти принята на уровне 20 $/баррель.

      Стоимость инвестиций принята на уровне **273 млн. долл.**  - для строительства линии с фазой из 3-х проводов и **298 млн. долл.**  - для строительства линии с фазой из 4-х проводов.

      Технологический расход электроэнергии (потерь) на линии с фазой из 3-х проводов - 15%, на линии с фазой из 4-х проводов - 13%.

      Сравнение альтернатив производилось на основе расчета **Чистой приведенной стоимости издержек**  по строительству второй линии транзита Север-Юг (строительству/восстановлению электростанции на юге), вводу дополнительных мощностей, выработке и транзиту электроэнергии. Альтернатива с наименьшей Чистой приведенной стоимостью - лучший выбор. Данный метод оценки обычно используется для сравнения альтернативных (конкурирующих или взаимоисключающих) способов получения одного и того же результата. При этом выгоды (доходы) от обеих альтернатив равные.

      Для экономической оценки проекта были приняты следующие основные допущения:

      - государственные субсидии, налоги и другие обязательные платежи в бюджет (трансферты) и прочие подобные факторы не рассматривались; цель данного анализа - оценка целесообразности реализации проекта с точки зрения национальной экономики, поэтому в модель заложены только реальные экономические затраты;

      - инвестиционные расходы на генерирующие мощности и сооружение линий электропередачи приняты по мировым рыночным ценам;

      - постоянные эксплуатационные затраты, с учетом стоимости местной рабочей силы, приняты на уровне 50% от мировых рыночных цен.

**Результат экономического анализа**  показал, что строительство линии электропередачи Север-Юг экономически оправдано практически во всех рассматриваемых случаях. Наиболее оптимальным вариантом по результатам большинства сценариев является строительство ЛЭП Экибастуз-Шу традиционной конструкций с фазой из 4-х проводов.

      Строительство линии электропередачи Экибастуз-Шу менее выгодно, чем восстановление Жамбылской ГРЭС при одновременном наличии следующих условий:

      - при цене на уголь 20 $ за тонну, на нефть - 15 $ за баррель, расходах на реконструкцию паровых конденсаторных турбин в Экибастузе 100 $/кВт, при базовом уровне спроса на электроэнергию в Южном Казахстане, в традиционном исполнении с фазой из 4-х проводов - при ставках дисконтирования от 0 до 3%, в традиционном исполнении с фазой из 3-х проводов - при ставках дисконтирования от 0 до 9%

      или

      - при цене на уголь 20 $ за тонну, на нефть - 15 $ за баррель, расходах на реконструкцию паровых конденсаторных турбин в Экибастузе 200 $/кВт при любых ставках дисконтирования от 0 до 15%.

      Ввиду того, что дополнительный доход от транзита электроэнергии по длинной линии - Экибастуз-Жамбыл недостаточен для покрытия дополнительных издержек, связанных со строительством линии, данный вариант оценивается только в одном сценарии, при котором цена на нефть принята на уровне 20 $ за баррель, расходы на реконструкцию паровых конденсаторных турбин в Экибастузе - 200 $/кВт, спрос на электроэнергию в Южном Казахстане - на базовом уровне. Результат оценки этого сценария показал, что при ставках дисконтирования 12-15%, строительство линии Экибастуз-Жамбыл с фазой из 3-х проводов становится менее выгодным, чем восстановление Жамбылской ГРЭС.

      По результатам анализа были выявлены следующие **основные закономерности** :

      - Экономическая целесообразность строительства линии электропередачи Север-Юг возрастает, если:

      - Цена на уголь снижается:

      Стоимость угля      $/тонна        5      10      20

      NPV\* север-юг        млн.$       1229    1330    1533

      NPV\* эл/ст.юг        млн.$       1628    1628    1628

      разница              млн.$        339     298      95

      - Цена на нефть растет:

      Стоимость нефти     $/баррель      15      20      25

      NPV\* север-юг        млн.$       1172    1229    1285

      NPV\* эл/ст.юг        млн.$       1442    1628    1815

      разница              млн.$        270     339     530

      - Спрос на электричество в Южном Казахстане увеличивается

      Спрос                Базовый  Базовый-10%  Базовый-15%

      NPV\* север-юг        млн.$       1229     879     693

      NPV\* эл/ст.юг        млн.$       1628    1187     944

      разница              млн.$        399     308     251

      - При цене на уголь меньше 16 $ за тонну во всех рассматриваемых случаях строительство линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг экономически более выгодно, чем восстановление электростанции на юге.

      \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\* NPV издержек по базовому сценарию

 **3. Экономико-финансовый анализ проекта Север-Юг**

 **3.1. Оценка рентабельности проекта Север-Юг**

      Оценка производилась для двух вариантов исполнения проектируемой ВЛ - 3-х проводного и 4-х проводного. В расчетах были приняты следующие основные допущения:

**Баланс электроэнергии Южного Казахстана**

      Прогнозы потребления и выработки электроэнергии в Южном Казахстане в период с 2002 по 2022 годы (приложения 1.а. и 1.б.) разработаны на основе Концепции социально-экономического развития Республики Казахстан на 2001-2005 гг., данных Института экономических исследований МЭиТ РК, с учетом удельной нормы расходования электроэнергии и размещения производств, и индикативных планов развития областей. После 2022 г. объем передачи электроэнергии по второй линии транзита Север-Юг принят на уровне 3,7125 млрд. кВт.ч (4,125 млрд. кВт.ч), ввиду того, что по прогнозу уже к 2022 г. даже при полной загрузке транзита Север-Юг дефицит электроэнергии Южного Казахстана (необходимая выработка ЖГРЭС) составит 4,2 млрд. кВт.ч (3,4 млрд. кВт.ч).

**Макроэкономические показатели**

      Расчеты произведены в долларах США, без учета инфляции и изменения курса национальной валюты.

**Период анализа**

      Период анализа - 2002-2054 гг. - 50 лет с момента ввода в эксплуатацию 1-го участка второй линии. Базовый год для расчета финансовых показателей - 2002 г.

**Тариф на передачу электроэнергии**

      В период с 2002 по 2005 годы средний тариф на передачу электроэнергии принят на уровне, предусмотренном в Бюджете АО "KEGOC" на 2002 г. и в проекте Плана развития ОАО "KEGOC" на 2003-2005 годы (с учетом реализации Проекта модернизации Национальной электрической сети).

      В период с 2006 по 2054 годы тариф на передачу электроэнергии принят без изменения на уровне тарифа на 2005 год - 0,64 тенге/кВт.ч.

      Для пересчета ставок тарифа в доллары США использовался курс 152,65 тенге (по среднему обменному курсу Национального Банка Республики Казахстан за 6 месяцев 2002 г.).

**Инвестиции**

      Общая стоимость строительства второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север-Юг, с учетом непредвиденных расходов, затрат на экспертизу проекта, таможенных пошлин и т.п., составит порядка 273 млн. долларов (298 млн. долларов). Строительство предполагается осуществлять в 3 этапа (приложения 2.а. и 2.б.):

      1. 2003 г. - 1-ое полугодие 2004 г. - строительство участка ЮКГРЭС-Шу. Стоимость - 78,1 млн. долларов (85,5 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС-Шу - 270 км. Подстанции: ПС 500 кВ ЮКГРЭС и ПС 220 кВ Шу.

      2. 2-ое полугодие 2004 г. - 1-ое полугодие 2006 г. - строительство участка Экибастуз-Агадырь. Стоимость - 128,4 млн. долларов (138,8 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ Агадырь-ЮКГРЭС - 508 км. Подстанции: ПС 1150 кВ Экибастузская и ПС 500 кВ Агадырь.

      3. 2-ое полугодие 2006 г. - 2007 г. - строительство участка Агадырь-ЮКГРЭС. Стоимость - 66,7 млн. долларов (73,4 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ Агадырь-ЮКГРЭС - 385 км.

      Ввод первого участка - ЮКГРЭС-Шу в 2005 году позволит увеличить переток мощности по действующему транзиту - по сечению Агадырь-ЮКГРЭС, на 100 МВт (0,5 млрд. кВт.ч). Дополнительный доход от передачи электроэнергии при запланированном уровне тарифа - 2,096 млн. долларов.

      Ввод участка Экибастуз-Агадырь запланирован на второе полугодие 2006 года.

      Последний участок - Агадырь-ЮКГРЭС, планируется ввести в эксплуатацию в начале 2008 года. Максимальная пропускная способность всей линии - 3,7125 млрд. кВт.ч (4,125 млрд. кВт.ч), соответственно максимальный доход от передачи электроэнергии при заданном уровне тарифа - 15,565 млн. долларов (17,294 млн. долларов).

      Кроме того, ввиду того, что срок эксплуатации подстанций составляет примерно 25 лет, в расчетах учтены инвестиции на строительство новых подстанций:

      - 9,52 млн. долларов на строительство ПС 500 кВ ЮКГРЭС в 2028 г.;

      - 15,95 млн. долларов на строительство ПС 220 кВ Шу в 2028 г.;

      - 8,71 млн. долларов на строительство ПС 1150 кВ Экибастузская в 2030 г.;

      - 15,44 млн. долларов на строительство ПС 500 кВ Агадырь в 2030 г.

**Расходы**

      Для расчета себестоимости передачи электроэнергии по проектируемой линии необходимо определить производственные издержки на амортизацию и обслуживание линии. Ожидаемые ежегодные отчисления на капитальный ремонт, техническое обслуживание и амортизацию ЛЭП и ПС приведены в приложениях 3.а. и 3.б.

      В настоящее время амортизационные отчисления, согласно приказу N 332 от 28.06.2000 г. Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и поддержке малого бизнеса, должны включать в себя только реновационную составляющую, которую для объектов с длительным сроком эксплуатации следует определять по методу равномерного списания стоимости. Срок эксплуатации ЛЭП, принятый в расчетах - 50 лет, срок эксплуатации подстанций - 25 лет. Это соответствует значениям реновационных отчислений: для ЛЭП - 2%, для подстанций - 4%.

      Отчисления на капитальный ремонт и обслуживание линии, включая затраты на текущий ремонт, фонд заработной платы и общесистемные расходы, рассчитаны на базе фактических затрат по действующим линиям. При этом, исходя из сложившейся практики, планируется, что в первые 5 лет после ввода объектов в эксплуатацию капитальный ремонт производиться не будет.

      Кроме того, в расходной части учитывается выплата налога на имущество в размере 1% от остаточной стоимости линий и подстанций.

      Оценка рентабельности проекта

      Сумма чистых денежных потоков до 2054 г. в варианте с 3-х проводным исполнением ВЛ составила **180,8 млн. долларов**  (приложение 4.а.), в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ -

**207,1 млн. долларов**  (приложение 4.б.).

      Срок окупаемости проекта или период, в течение которого совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции, - **36 лет (35 лет)** .

      Также для оценки рентабельности проекта была рассчитана внутренняя норма рентабельности (IRR) или ставка дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость проекта приближается к нулевому значению (более подробно метод расчета чистой приведенной стоимости описывается в разделе "Оценка влияния реализации проекта на финансово-экономические показатели АО "KEGOC").

      Внутренняя норма рентабельности (IRR) проекта в 3-х проводном исполнении при заданном уровне тарифа составила порядка **2,04%** , в 4-х проводном исполнении - **2,1%.**  При ставке дисконтирования 2,04% (2,1%) Чистая приведенная стоимость проекта положительна - 226 тыс. долларов (361 тыс. долларов), при ставке дисконтирования выше 2,04% (2,1%) - отрицательна.

      Низкая рентабельность и длительный срок окупаемости характерны для инфраструктурных проектов. Также следует обратить внимание на то, что ввиду сложности оценки в расчетах не учитывались такие положительные эффекты, как сокращение количества аварийных отключений потребителей Южного Казахстана, как за счет снижения зависимости от импорта электроэнергии из Центральной Азии, так и за счет увеличения надежности и возможности бесперебойной работы (в случае необходимости проведения ремонтов отдельных узлов/реакторов) транзита Север-Юг.

**Норма рентабельности проекта**

      Для оценки эффективности инвестиционных вложений использовался также метод сравнения нормы рентабельности проекта и активов АО "KEGOC".

      В соответствии с этим методом для вычисления нормы рентабельности проекта необходимо разделить среднюю прогнозируемую прибыль от проекта за вычетом амортизации и налогов на среднюю стоимость инвестиций.

      Данный метод оценки имеет следующий недостаток: поскольку он отражает только среднюю прибыль в расчете на балансовую стоимость инвестиций, то не учитывается тот факт, что немедленные поступления имеют большую стоимость, чем будущие. Для учета этого недостатка можно использовать дисконтированную стоимость необходимых инвестиций и ожидаемой прибыли по проекту (приложения 5.а. и 5.б.):

      При 3-х проводном исполнении проектируемой линии:

      - при ставке дисконтирования 5% средняя прибыль по проекту составит 1,329 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,82 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 27,6%;

      - при ставке дисконтирования 7% средняя прибыль по проекту составит 0,847 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,481 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 18,9%;

      - при ставке дисконтирования 9% средняя прибыль по проекту составит 0,563 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,203 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 13,4%.

      При 4-х проводном исполнении проектируемой линии:

      - при ставке дисконтирования 5% средняя прибыль по проекту составит 1,466 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 5,228 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 28,0%;

      - при ставке дисконтирования 7% средняя прибыль по проекту составит 0,916 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,868 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 18,8%;

      - при ставке дисконтирования 9% средняя прибыль по проекту составит 0,595 млн. долларов, средняя стоимость инвестиций - 4,57 млн. долларов, норма рентабельности проекта - 13,0%.

      Для сравнения, норма рентабельности активов Компании, рассчитанная как отношение валового дохода (2 307,4 млн. тенге) к общей стоимости активов АО "KEGOC" в 2001 г. (72 842,9 млн. тенге), равна 3,2%.

 **3.2. Анализ схем финансирования**

      Для анализа были выбраны следующие возможные схемы финансирования строительства второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север-Юг:

      - **Схема 1:**  75% стоимости капиталовложений - кредит МФО (МБРР или ЕБРР), 25% - кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана);

      - **Схема 2:**  23% стоимости капиталовложений - экспортный кредит европейского коммерческого банка, 37% - коммерческий кредит европейского банка, 40% - кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана);

      - **Схема 3:**  67% стоимости капиталовложений - эмиссия Евробондов, 33% - кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана).

      Расчеты произведены для 4-х проводного исполнения проектируемой линии электропередачи.

**Схема 1**  (приложения 6.1.-6.3.)

      По данной схеме АО "KEGOC" будет рассматриваться возможность финансирования проекта из средств кредита МБРР или ЕБРР.

**Европейский Банк Реконструкции и Развития,**  после переговоров с руководством АО "KEGOC" и рассмотрения прединвестиционного ТЭО и других материалов представленных по проекту, в ходе которого было получено одобрение концепции проекта (concept clearance), выразил готовность профинансировать строительство первого участка линии - ЮКГРЭС-Шу. На основе полученных предварительных данных сумма кредита определена в размере 50 млн. долларов, но, вероятно, будет пересматриваться в сторону увеличения при дальнейшей оценке проекта и на переговорах. Условия финансирования будут обсуждаться после проведения ЕБРР детальной оценки проекта.

      ЕБРР предлагает долгосрочное финансирование проекта как на основе государственной гарантии, так и без получения АО "KEGOC" такой гарантии. Рассматривается также возможность **синдицирования кредита,**  при такой схеме ЕБРР выступает официальным кредитором повсему кредиту, а коммерческие банки, участвующие в финансировании проекта, пользуются статусом ЕБРР как привилегированного кредитора: они не могут стать объектом моратория или ограничений на конвертацию средств или на перевод средств за границу, на них не распространяются требования к резервированию кредитуемых ресурсов под страновой риск, кредиты по линии ЕБРР не включаются в схемы общей реструктуризации внешнего долга страны в СКВ. К участию в синдицировании кредитов не допускаются местные банки и ЭКА (экспортно-кредитные агентства).

      ЕБРР может выступить и как **параллельный кредитор** . При такой схеме финансирования каждый кредитор/группа кредиторов заключает прямой договор с АО "KEGOC", коммерческие банки, участвующие в финансировании проекта, не защищены статусом ЕБРР как привилегированного кредитора. В финансировании могут участвовать как зарубежные, так и местные банки, а также международные финансовые институты, такие как МФК (Международная финансовая корпорация).

      С **Международным Банком Реконструкции и Развития**  также были проведены успешные переговоры по прединвестиционному ТЭО строительства второй линии электропередачи Север-Юг. МБРР выразил необходимость дальнейшего обсуждения проекта с Правительством РК и АО "KEGOC" и готовность оказания содействия в финансировании проекта.

      Для проведения расчетов были приняты следующие допущения по условиям финансирования по схеме 1:

**Кредит МФО (МБРР или ЕБРР)**

      Сумма кредита: 223 млн.долл. США (75% стоимости капвложений);

      Ставка вознаграждения по кредиту: 4,5% в год;

      Срок выплаты основного долга: 15 лет;

      Льготный период: 5 лет;

      Единовременная выплата по кредиту: 1%;

      Комиссия за неиспользованный баланс кредита: 0,5% в год.

**Кредит из местных источников**

      Сумма кредита: 75 млн.долл. США (25% стоимости капвложений);

      Ставка вознаграждения по кредиту: 10% в год;

      Срок выплаты основного долга: 10 лет;

      Льготный период: 5 лет с момента получения каждого транша (всего 5 траншей);

      Экспертиза проекта: 0,05% (единовременная выплата).

**Схема 2**  (приложения 7.1.-7.4.)

      Данная схема финансирования была предложена АО "KEGOC" компанией RWE Solutions AG для финансирования строительства 1-го участка - линии электропередачи ЮКГРЭС-Шу. Сумма кредита была определена в 60 млн. евро, однако для сравнения с другими схемами финансирования расчеты были сделаны на покрытие полной стоимости всего проекта с сохранением процентной доли каждого элемента схемы.

      Основные элементы схемы финансирования 2:

      - Экспортный кредит европейского коммерческого банка (такого как Bankgesellschaft Berlin AG) под покрытие Экспортного Кредитного Агентства (Гермес, ОеКВ, др.);

      - Коммерческий кредит европейского банка (например, Bankgesellschaft Berlin AG) под покрытие частного агентства по страхованию рисков;

      - Кредит из местных источников (например, кредит Банка Развития Казахстана).

**Экспортный кредит европейского коммерческого банка под покрытие экспортного кредитного агентства:**

      Сумма кредита: 68,5 млн.долл. США (23% стоимости капвложений);

      Ставка вознаграждения по кредиту: 4,5% в год;

      Срок выплаты основного долга: 10 лет;

      Льготный период: 5 лет (период строительства);

      Управленческое и организационное вознаграждения: 0,5% (единовременная выплата);

      Комиссия за неиспользованный баланс кредита: 0,25% в год;

      Премия за гарантию Экспортного Кредитного Агентства: 9%.

**Коммерческий кредит европейского коммерческого банка под покрытие частного агентства по страхованию рисков:**

      Сумма кредита: 110,1 млн.долл. США (37% стоимости капвложений);

      Ставка вознаграждения по кредиту: 7,5% в год;

      Срок выплаты основного долга: 2 года;

      Льготный период: 5 лет (период строительства);

      Управленческое и организационное вознаграждения: 0,5% (единовременная выплата);

      Комиссия за неиспользованный баланс кредита: 0,25% в год;

      Премия за страхование кредита: 7%.

**Кредит из местных источников**

      Сумма кредита: 119,1 млн.долл. США (40% стоимости капвложений);

      Ставка вознаграждения по кредиту: 10% в год;

      Срок выплаты основного долга: 10 лет;

      Льготный период: 5 лет с момента получения каждого транша (всего 5 траншей);

      Экспертиза проекта: 0,05% (единовременная выплата).

**Схема 3**  (приложения 8.1.-8.3.)

      АО "KEGOC" получены предложения от инвестиционного банка JP Morgan и британского банка HSBC по оказанию услуг лид-менеджера (ведущего менеджера) по выпуску Еврооблигаций.

**JP Morgan**  является одним из крупнейших американских банков. JP Morgan традиционно занимает активные позиции на развивающихся рынках. На рынке трейдеров облигаций развивающихся рынков доля JP Morgan составляет 34%.

      По предварительной оценке JP Morgan (представленной в октябре 2001 года) стоимость Еврооблигационного займа для АО "KEGOC" составит:

-------------------------------------------------------------------

Вид Евробондов   !       Reg. S           !   Reg. S /144 А

-------------------------------------------------------------------

Валюта           !        Евро            !         $

-------------------------------------------------------------------

Срок займа (лет) !     3      !     5     !     3      !     5

-------------------------------------------------------------------

Сумма займа                          150 - 200 млн.

-------------------------------------------------------------------

Доходность

базисных ЦБ (%)       3,656      3,982       3,161       3,868

-------------------------------------------------------------------

Спрэд (bps)          448-468     487-507     500-520     530-550

-------------------------------------------------------------------

Доходность (%)    8,136-8,336  8,852-9,052  8,161-8,361 9,168-9,368

-------------------------------------------------------------------

Индикативный

купон (%)         8,125-8,250   8,75-9,00   8,125-8,25  9,125-9,25

-------------------------------------------------------------------

Вознаграждение

лид-менеджеру

(bps)                 62,5          75         62,5          75

-------------------------------------------------------------------

Расходы              660000       660000      600000       600000

-------------------------------------------------------------------

Вознаграждение +

расходы в              41           30          40           29

в среднем за год

(bps)

-------------------------------------------------------------------

All-in-cost (%)   8,546-8,746  9,152-9,352  8,561-8,761 9,578-9,778

-------------------------------------------------------------------

Общий спрэд (bps)   489-509      517-537      540-560      559-579

-------------------------------------------------------------------

**HSBC**  определяет стоимость Еврооблигационного займа для АО "KEGOC" с привязкой к стоимости сопоставимого займа компании KazTransOil:

-------------------------------------------------------------------

Срок займа            !        3 года        !        5 лет

-------------------------------------------------------------------

Индикативный купон         8,625 - 8,75%          9,75 - 9,875%

-------------------------------------------------------------------

Ценовая база (pricing

benchmark)               UST 6,50% Май - 05    UST 4,375% Май - 07

-------------------------------------------------------------------

Спрэд (re-offer spread

vs benchmark)             + 530 - 540 bps        + 580 - 590 bps

-------------------------------------------------------------------

Спрэд (re-offer spread

vs US$ Libor)             + 482 - 492 bps        + 528 - 538 bps

-------------------------------------------------------------------

Доходность для

инвестора                  8,64 - 8,74%            9,83 - 9,93%

-------------------------------------------------------------------

Вознаграждение лид-

менеджеру                     0,50%                    0,60%

-------------------------------------------------------------------

Общая доходность для

"KEGOC"                    8,83-8,935%              9,99-10,09%

-------------------------------------------------------------------

Общий спрэд (All-in

Spread vs benchmark)      + 549 - 559 bps        + 596 - 606 bps

-------------------------------------------------------------------

Общий спрэд (All-in

Spread vs US$ Libor)      + 501 - 511 bps        + 544 - 554 bps

-------------------------------------------------------------------

      Одним из определяющих факторов успешного размещения Евробондов является кредитный рейтинг Компании. Кредитный рейтинг АО "KEGOC" присвоен основными рейтинговыми агентствами мира: Moody's - "В1" в феврале 1999 года и Standard & Poor's (S&P) - "ВВ прогноз стабильный" в мае 2001 года. В настоящее время Компанией рассматривается возможность повышения кредитного рейтинга по шкале агентства Standard & Poor's. Это обусловлено улучшением финансовых показателей АО "KEGOC" в 2001 году. Существует зависимость между рейтингом и доходностью ценных бумаг. Так, в соответствии с градацией Standard & Poor's, при настоящем рейтинге на уровне "ВВ", АО "KEGOC" может рассчитывать на доходность на уровне от 10,62% до 9,89%. В случае повышения рейтинга до "ВВ+", ценные бумаги Компании могут быть размещены с доходностью от 8,21% до 8,12%.

      Для проведения расчетов были приняты следующие допущения по условиям финансирования по схеме 3:

**Выпуск Евробондов**

      Сумма займа: 200 млн.долл. США (67% стоимости капвложений);

      Индикативный купон: 9,25% в год;

      Вознаграждение лид-менеджеру: 0,75%;

      Расходы, связанные с выпуском Евробондов: 600 тыс. долларов;

      Срок погашения: 5 лет.

**Кредит из местных источников**

      Сумма кредита: 97,68 млн.долл. США (33% стоимости капвложений);

      Ставка вознаграждения по кредиту: 10% в год;

      Срок выплаты основного долга: 10 лет;

      Льготный период: 5 лет с момента получения каждого транша (всего 2 транша);

      Экспертиза проекта: 0,05% (единовременная выплата).

      Расчеты показали следующее распределение денежных потоков в течение анализируемого периода - 2003-2022 гг. (приложение 9):

**В период с 2003 по 2007 гг.**  выплата денежных средств по всем трем схемам финансирования происходит относительно равномерно.

**В 2008 г.**  происходит резкий скачок расходования денежных средств:

      - по схеме финансирования 3, ввиду наступления срока погашения основной суммы займа по Евробондам двумя траншами по 100 млн.долл. США;

      - по схеме финансирования 2: в 2008 году начинается выплата основного долга по всем 3-м кредитам данной схемы; возврат коммерческого кредита европейского банка предусматривается 4-мя равными полугодовыми траншами по окончании строительства линии, соответственно сумма выплат по этому кредиту в 2008 году составит порядка 63,3 млн. долл. США, в 2009 году - 59,2 млн. долл. США.

**С 2010 г.,**  после погашения коммерческого кредита европейского банка (37% стоимости капвложений) выплаты по схеме финансирования 2 значительно снижаются. Выплаты по схеме финансирования 3 с 2010 по 2021 гг. связаны только с обслуживанием кредита из местных источников. Соответственно, в период с 2010 по 2021 гг. расходы, связанные с погашением долга и выплатой вознаграждения по схемам 2 и 3 ниже расходов по схеме финансирования 1.

**Общая сумма расходования денежных средств по проекту, связанных с получением и обслуживанием займа, без учета выплаты основной суммы займа**

      (приложение 10) в период с 2003 по 2022 гг. составила:

      1) по схеме финансирования 1 - 193,76 млн. долл. США;

      2) по схеме финансирования 2 - 204,84 млн. долл. США;

      3) по схеме финансирования 3 - 214,96 млн. долл. США.

**Стоимость 1 доллара заемных средств составила:**

      1) по схеме финансирования 1 - 0,65 долл. США;

      2) по схеме финансирования 2 - 0,69 долл. США;

      3) по схеме финансирования 3 - 0,72 долл. США.

**All-in-cost**  (ставка вознаграждения с учетом расходов, связанных с получением займа, комиссий, премий, др. единовременных выплат) сложилась на уровне:

      1) по схеме финансирования 1 - 6,97%;

      2) по схеме финансирования 2 - 11,26%;

      3) по схеме финансирования 3 - 11,97%.

**Заключение:**

      Финансирование проекта по схеме финансирования 1 - из средств кредита МФО (75% стоимости проекта) и кредита из местных источников (25%), является наиболее выгодным как по распределению, так и по величине затрат, связанных с выпуском и обслуживанием займа ввиду низкой ставки вознаграждения по кредиту, длительного срока погашения и небольшой стоимости получения кредита.

 **3.3. Оценка влияния реализации проекта**
**на финансово-экономические показатели АО "KEGOC"**

      В данной части анализа рассматривается влияние реализации проекта на финансово-экономические показатели Компании. Расчет показателей произведен по 2 сценариям:

      сценарий 1 - без учета проекта Север-Юг

      сценарий 2-е учетом проекта Север-Юг для двух вариантов исполнения проектируемой ВЛ без изменения среднего тарифа на передачу электроэнергии.

**Макроэкономические показатели**

      1. Прогнозы потребления и выработки электроэнергии в Республике Казахстан в период с 2002 по 2022 годы, включая Южный регион с учетом работы ЖГРЭС, разработаны на основе Концепции социально-экономического развития Республики Казахстан на 2001-2005 гг., данных Института экономических исследований МЭиТ РК, с учетом удельной нормы расходования электроэнергии и размещения производств, и индикативных планов развития экономики областей.

      2. В период с 2002 по 2005 годы обменные курсы доллара США к тенге, индекс потребительских цен приняты в соответствии с данными Министерства экономики и торговли РК, используемыми для индикативного планирования (приложение 11).

      3. В период с 2006 по 2022 годы темпы роста показателей приняты на следующем уровне:

      - обменный курс доллара - 3% в год

      - индекс потребительских цен - 4% в год

**Тарифы на услуги Компании**

      В период с 2002 по 2005 годы тарифы на услуги Компании приняты на уровне, предусмотренном в Бюджете АО "KEGOC" на 2002 г. и в проекте Плана развития АО "KEGOC" на 2003-2005 годы (с учетом реализации Проекта модернизации Национальной электрической сети):

                                                       тенге/кВтч

-------------------------------------------------------------------

       Годы       !   2002    !   2003   !    2004    !    2005

-------------------------------------------------------------------

Средний тариф

на передачу           0,46       0,535        0,61         0,64

электроэнергии

Тариф на услуги по    0,029      0,029        0,029        0,029

диспетчеризации

-------------------------------------------------------------------

      В период с 2006 по 2022 годы тариф на передачу электроэнергии принят на уровне, предусмотренном в Плане развития Компании на 2005 год - 0,64 тенге/кВт.ч. Тариф на услуги по технической диспетчеризации определен равным 0,029 тенге/кВт.ч на весь анализируемый период.

**В расчетах не учитывались:**

      - временные разницы по выплате НДС;

      - создание резервов денежных средств для выплаты займов (в связи с вовлечением их в оборот в течение анализируемого периода);

      - доходы, получаемые от оказания услуг по обеспечению надежности;

      - потенциальные доходы от транзита электроэнергии сопредельных государств по сетям Компании;

      - выплата дивидендов с 2006 года.

      Сценарий 1

      Прогноз финансового результата и расчет движения денежных средств на 2002-2005 гг. без проекта Север-Юг составлен на основе Бюджета АО "KEGOC" на 2002 г. и проекта Плана развития АО "KEGOC" на 2003-2005 гг. (приложение 13).

**Инвестиции**

      Инвестиции вне Проекта модернизации Национальной электрической сети после 2005 года приняты на уровне 2,16 млрд. тенге в год.

**Доход/убыток от неосновной деятельности**

      Ввиду того, что доход/убыток от неосновной деятельности сложно прогнозировать на длительную перспективу, в доходе/убытке от неосновной деятельности учитывается только курсовая разница по привлекаемым кредитам МБРР и ЕБРР.

**Расходы**

      С 2002 по 2005 гг. расходы по основной деятельности без проекта Север-Юг приняты в соответствии с Бюджетом АО "KEGOC" на 2002 г. и проектом Плана развития АО "KEGOC" на 2003-2005 гг. Прогноз на 2006-2022 гг. основывается на следующих допущениях:

      - амортизационные отчисления рассчитаны с учетом ввода новых объектов по Проекту Модернизации НЭС и вне проекта по методу равномерного списания стоимости;

      - расходы на эксплуатацию, оплату труда, административные расходы, технологический расход электроэнергии, прочие расходы рассчитаны с учетом инфляции (4% в год);

      - расходы на капитальный ремонт рассчитаны с учетом роста на 2% в год;

      - налог на имущество - 1% остаточной стоимости активов, налог на транспортные средства и прочие налоги рассчитаны с поправкой на инфляцию.

      Расходы АО "KEGOC" по основной деятельности без проекта Север-Юг приводятся в приложении 12.

      Сценарий 2

      Расчеты по сценарию "с проектом" приводятся в приложении 13.а. для 3-х проводного исполнения ВЛ и в приложении 13.б. для 4-х проводного исполнения ВЛ.

**Инвестиции**

      Общая стоимость строительства второй линии электропередачи напряжением 500 кВ транзита Север-Юг, с учетом непредвиденных расходов, затрат на экспертизу проекта, таможенных пошлин и т.п., составит порядка 273 млн. долларов (298 млн. долларов). Строительство предполагается осуществлять в 3 этапа (приложения 2.а. и 2.б.):

      1. 2003 г. - 1-ое полугодие 2004 г. - строительство участка ЮКГРЭС-Шу. Стоимость - 78,1 млн. долларов (85,5 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ ЮКГРЭС-Шу - 270 км. Подстанции: ПС 500 кВ ЮКГРЭС и ПС 220 кВ Шу.

      2. 2-ое полугодие 2004 г. - 1-ое полугодие 2006 г. - строительство участка Экибастуз-Агадырь. Стоимость - 128,4 млн. долларов (138,8 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ Агадырь-ЮКГРЭС - 508 км. Подстанции: ПС 1150 кВ Экибастузская и ПС 500 кВ Агадырь.

      3. 2-ое полугодие 2006 г. - 2007 г. - строительство участка Агадырь-ЮКГРЭС. Стоимость - 66,7 млн. долларов (73,4 млн. долларов). Протяженность ВЛ 500 кВ Агадырь-ЮКГРЭС - 385 км.

      Ввод первого участка - ЮКГРЭС-Шу в 2005 году позволит увеличить переток мощности по действующему транзиту - по сечению Агадырь-ЮКГРЭС, на 100 МВт (0,5 млрд. кВт.ч). Дополнительный доход от передачи электроэнергии при запланированном уровне тарифа - 320 млн. тенге в год.

      Ввод участка Экибастуз-Агадырь запланирован на второе полугодие 2006 года.

      Последний участок - Агадырь-ЮКГРЭС, планируется ввести в эксплуатацию в начале 2008 года. Максимальная пропускная способность всей линии - 3,7125 млрд. кВт.ч (4,125 млрд. кВт.ч), соответственно максимальный доход от передачи электроэнергии при заданном уровне тарифа - 2,4 млрд. тенге (2,6 млрд. тенге).

**Финансирование проекта**

      Выбранная оптимальная схема предполагает финансирование 75% капиталовложений по проекту за счет средств кредита МФО (МБРР или ЕБРР) и 25% - за счет кредита из местных источников (например, Банка Развития Казахстана). Описание условий финансирования приводится в Разделе 3.2. "Анализ схем финансирования". Освоение средств по кредитам планируется осуществлять по следующему графику:

      При 3-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

                                                     млн. долларов

-------------------------------------------------------------------

               !  2003  !  2004  !  2005  !  2006  ! 2007 ! Всего

-------------------------------------------------------------------

Кредит МФО       39,04     43,60   48,15    40,76    33,37  204,91

Кредит из

местных

источников       13,01     14,53   16,05    13,59    11,12   68,30

-------------------------------------------------------------------

Всего            52,05     58,13   64,20    54,35    44,49  273,21

-------------------------------------------------------------------

      При 4-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

                                                     млн. долларов

-------------------------------------------------------------------

               !  2003  !  2004  !  2005  !  2006  ! 2007 ! Всего

-------------------------------------------------------------------

Кредит МФО       42,74     47,39    52,05   44,38    36,71  223,27

Кредит из

местных

источников       14,25     15,80    17,35   14,79    12,24   74,43

-------------------------------------------------------------------

Всего            56,99     63,19    69,40   59,17    48,95  297,68

-------------------------------------------------------------------

**Расходы**

      Для расчета себестоимости передачи электроэнергии по проектируемой линии необходимо определить производственные издержки на амортизацию и обслуживание линии. Ожидаемые ежегодные отчисления на капитальный ремонт, техническое обслуживание и амортизацию ЛЭП и ПС приведены в приложениях 3.а. и 3.б.

      В настоящее время амортизационные отчисления, согласно приказу N 332 от 28.06.2000 г. Агентства Республики Казахстан по регулированию естественных монополий, защите конкуренции и поддержки малого бизнеса, должны включать в себя только реновационную составляющую, которую для объектов с длительным сроком эксплуатации следует определять по методу равномерного списания стоимости. Срок эксплуатации ЛЭП, принятый в расчетах - 50 лет, срок эксплуатации подстанций - 25 лет. Это соответствует значениям реновационных отчислений: для ЛЭП - 2%, для подстанций - 4%.

      Отчисления на капитальный ремонт и обслуживание линии, включая затраты на текущий ремонт, фонд заработной платы и общесистемные расходы, рассчитаны на базе фактических затрат по действующим линиям. При этом, исходя из сложившейся практики, планируется, что в первые 5 лет после ввода объектов в эксплуатацию капитальный ремонт производиться не будет.

      Кроме того, в расходной части учитывается выплата налога на имущество в размере 1% от остаточной стоимости линий и подстанций. К прочим расходам отнесены единовременные выплаты и комиссии по привлекаемым кредитам.

      Сравнение сценариев "без проекта" и "с проектом"

      Сравнение двух сценариев производилось путем сопоставления основных финансово-экономических показателей Компании ("с проектом" и "без проекта"), а также по Чистой приведенной стоимости (NPV) денежных потоков до 2022 года - предполагаемого периода погашения основной суммы долга по кредиту МФО. Период расчета определен равным 20 годам (2003-2022 гг.).

**Финансовый результат**

      Как показывают таблицы в приложениях 14.а. и 14.б. и диаграмма в приложении 15 в течение всего анализируемого периода финансовый результат Компании с учетом проекта Север-Юг положительный и незначительно отличается от финансового результата в сценарии "без проекта".

      В период с 2003 г. по 2012 г. (2013 г. в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ) финансовый результат без проекта выше финансового результата с проектом. Это связано с увеличением операционных расходов в сценарии "с проектом", главным образом за счет роста прочих расходов, в которые включены единовременные выплаты и комиссии по привлекаемым кредитам, а также с ростом убытка от неосновной деятельности за счет отрицательной курсовой разницы. С 2005 по 2007 гг., в период ввода в эксплуатацию первых двух участков: ЮКГРЭС-Шу и Экибастуз-Агадырь, операционные расходы превышают доходы от передачи электроэнергии по новой линии. С 2008 г. по 2012 г. (2013 г.) разница в финансовом результате объясняется тем, что убыток от неосновной деятельности с учетом проекта выше дополнительной прибыли от передачи электроэнергии по второй линии.

      С 2012 г. (2013 г.) финансовый результат Компании с учетом проекта Север-Юг становится выше, чем в сценарии без проекта за счет дополнительной прибыли от передачи электроэнергии по второй линии транзита Север-Юг и сокращения отрицательной курсовой разницы по мере погашения кредитов и снижения выплат вознаграждения по ним.

**Денежные потоки**

      Денежные потоки рассчитаны как разница между притоком (источниками) денежных средств и оттоком денежных средств. Источниками денежных средств служат чистая прибыль Компании после налогообложения (финансовый результат), амортизация, отрицательная курсовая разница и, для расчета кумулятивных денежных потоков, остаток денежных средств прошлого года. Отток денежных средств включает: софинансирование по проекту модернизации, расходы на финансирование по проектам, инвестиции вне проектов и выплату дивидендов (до 2005 г.).

      Как показывают таблицы в приложениях 16.а. и 16.б. кумулятивные денежные потоки с учетом проекта Север-Юг в течение всего анализируемого периода положительны, т.е. Компания не будет испытывать недостатка денежных средств. Разница в кумулятивном денежном потоке в сценарии с проектом и без проекта составила 65,97 млрд. тенге (72,61 млрд. тенге).

      Для более приближенной оценки того, насколько ухудшится экономика Компании в рассматриваемый период в случае реализации проекта, использовался метод дисконтирования денежных потоков. Этот метод позволяет определить сегодняшнюю стоимость денежных средств, выплачиваемых или получаемых в будущем. Дисконтирование (приведение к настоящему моменту) будущих денежных поступлений/выплат производится по формуле:

**DCF = CFn/(1+i)** n-1

      где:

**DCF**  - дисконтированный денежный поток

**CF**  - будущий денежный поток

**i**  - коэффициент дисконтирования

**n**  - год

      Чистая приведенная стоимость определяется путем суммирования денежных потоков:

**NPV = E** \*  **DCF**

            \*(Прим. РЦПИ. E - знак суммы)

      Для финансовой оценки проектов в сфере естественных монополий обычно применяется низкая ставка дисконтирования, такая ставка, которая учитывает лишь стоимость заемных средств. Для расчета чистой приведенной стоимости денежных потоков Компании использовались ставки дисконтирования 5%, 7% и 9%. Чистая приведенная стоимость денежных потоков до 2022 г. составила (приложения 16.а., 16.б., 17.1., 17.2., 17.3.):

      При 3-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

при ставке         NPV "без проекта"         NPV "с проектом"

дисконтирования:

     5%           62,712 млрд. тенге         23,351 млрд. тенге

     7%           50,721 млрд. тенге         18,045 млрд. тенге

     9%           41,655 млрд. тенге         14,239 млрд. тенге

      При 4-х проводном исполнении проектируемой линии электропередачи:

при ставке         NPV "без проекта"         NPV "с проектом"

дисконтирования:

     5%           62,712 млрд. тенге         19,315 млрд. тенге

     7%           50,721 млрд. тенге         14,674 млрд. тенге

     9%           41,655 млрд. тенге         11,395 млрд. тенге

      Таким образом, разница в дисконтированных денежных потоках в сценариях "без проекта" и "с проектом" в варианте с 3-х проводным исполнением ВЛ (в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ) при ставке дисконтирования 5% составила 39,36 млрд. тенге 43,4 млрд. тенге), при ставке дисконтирования 7% - 32,68 млрд. тенге (36,05 млрд. тенге) и при ставке дисконтирования 9% - 27,42 млрд. тенге (30,26 млрд. тенге).

**Финансовые коэффициенты**

      В приложениях 18.а. и 18.б. приводится расчет коэффициентов обслуживания долга на 2003-2022 гг. в соответствии с методикой, определенной условиями кредитных соглашений с МБРР и ЕБРР по действующим кредитам в рамках Проекта модернизации НЭС.

      В соответствии с условиями кредитного соглашения с МБРР коэффициент обслуживания долга рассчитывается по формуле:

                   Прибыль до налогообложения + Амортизационные

                        отчисления + Финансовые расходы

  Коэффициент =    \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

обслуживания долга          Сумма обслуживания долга

      Финансовые расходы включают все расходы, связанные с обслуживанием кредита вместе с выплатой основной суммы. Сумма обслуживания долга - это максимальный годовой расход по обслуживанию кредита за весь срок действия кредита. В сценарии "без проекта" максимальные выплаты по обслуживанию долга в размере 4,0 млрд. тенге ожидаются в 2015 г., в сценарии "с проектом" также в 2015 г. - в размере 8,2 млрд. тенге (8,5 млрд. тенге).

      Значение коэффициента должно быть не менее 1,5 в случае дополнительного заимствования средств. Как показывает таблица в приложении, в сценарии "с проектом" первые 3 года после получения кредита значение коэффициента ниже установленного требования:

                                   2003      2004      2005

при 3-х проводном исполнении ВЛ    0,73      1,00      1,37

при 4-х проводном исполнении ВЛ    0,70      0,96      1,32

      Однако это не означает, что у Компании недостаточно денежных средств для покрытия обязательств по кредитам, так как фактические планируемые расходы по обслуживанию долга в эти годы - от 1,4 млрд. тенге до 4,2 млрд. тенге (от 1,5 млрд. тенге до 4,3 млрд. тенге) значительно ниже максимальной суммы обслуживания долга за весь срок действия кредита, принятой в расчетах - 8,2 млрд. тенге (8,5 млрд. тенге).

      Во все последующие годы, включая год, на который приходятся максимальные выплаты как по обслуживанию кредитов в рамках Проекта модернизации НЭС, так и проекта Север-Юг, требование выполняется.

      По условиям кредитного соглашения с ЕБРР коэффициент обслуживания долга рассчитывается по формуле:

                   Прибыль до налогообложения + Амортизационные

                   отчисления + Финансовые расходы + Изменение

                               оборотного капитала

  Коэффициент  =   \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

обслуживания долга  Расходы по процентам и комиссионным за год

      В расчетах было принято допущение о том, что изменение оборотного капитала равно изменению денежных средств.

      Значение коэффициента должно быть не менее 1,3. Требование выполняется в течение всего срока действия кредита. Минимальное значение коэффициента в варианте с 3-х проводным исполнением ВЛ - 3,65 (в 2003 г.), максимальное значение - 100,69 (в 2021 г.), в варианте с 4-х проводным исполнением ВЛ - 3,45 (в 2003 г.) и 93,49 (в 2021 г.) соответственно.

      Таким образом, значения коэффициента обслуживания долга по условиям кредитных соглашений с МБРР и ЕБРР в сценарии с учетом реализации проекта Север-Юг в целом удовлетворяют установленным требованиям.

 **3.4. SWOT-анализ**

**SWOT**  ("strengths" - сильные стороны, "weaknesses" - слабые стороны, "opportunities" - возможности & "trends" - угрозы) - **анализ**  - один из самых распространенных методов анализа в маркетинге, который позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны проекта с учетом существующих и возможных в будущем факторов и влияний. Как правило, сильные и слабые стороны - это те характеристики проекта, которые могут быть проконтролированы компанией и на которые компания в определенной мере может оказать воздействие. Возможности и угрозы - характеристики проекта, которые находятся вне контроля компании и могут повлиять на результат в будущем.

      Ввиду того, что АО "KEGOC" является субъектом естественных монополий и инвестиционная деятельность Компании прежде всего предполагает эффективное регулирование и совершенствование функционирования национальной электрической сети, повышение надежности и качества электроснабжения, а лишь потом получение прибыли, более целесообразным представляется проводить SWOT-анализ проекта не только с точки зрения Компании, но и с точки зрения национальной экономики.

**Сильные стороны проекта Север-Юг:**

      1. Укрепление электроэнергетической независимости Республики - снижение энергетической зависимости на юге по величине и структуре, повышение электроэнергетической безопасности;

      2. Покрытие дефицита электроэнергии и мощности в Южном Казахстане за счет поставок дешевой электроэнергии от крупных электростанций Северного Казахстана, что, позволит стабилизировать и, возможно, частично снизить среднеотпускные тарифы на электроэнергию в этих регионах;

      3. Повышение надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей юга при аварийных отключениях любого участка существующей и проектируемой линии с возможным отделением ОЭС Центральной Азии от ЕЭС Казахстана;

      4. Увеличение пропускной способности и  надежности транзита Север-Юг для обеспечения параллельной работы ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии:

      - сокращение числа аварийных отключений;

      - возможность проведения ремонтов реакторов с сохранением в работе транзита;

      5. Более полное использование имеющегося потенциала электроэнергетической отрасли на севере: основные запасы энергетического угля и крупные электрические станции сосредоточены в Павлодарской области - на севере Республики;

      6. Снижение рисков, связанных с ростом цен на нефть.

**Косвенные эффекты:**

      7. Использование электроэнергии Северного Казахстана может в определенной степени способствовать росту экономики региона и сглаживанию диспропорций в уровне развития южного и северного регионов.

      8. Загрузка смежных отраслей: увеличение использования экибастузского угля может послужить одним из факторов развития угольной промышленности, что особенно важно ввиду того, что в последнее время в Российской Федерации активно лоббируется вопрос снижения поставок казахстанского угля на электростанции Урала и Западной Сибири.

**Слабые стороны проекта Север-Юг:**

      1. Ввиду того, что проект требует значительных капиталовложений, у Компании останется мало денежных средств на другие проекты, т.е. в период реализации проекта, погашения обязательств по привлекаемым займам может иметь место стесненность в средствах.

      2. Длительный срок окупаемости.

**Возможности:**

      1. Строительство электростанции в Южном Казахстане/ восстановление Жамбылской ГРЭС, однако результаты экономического анализа показывают, что строительство второй линии транзита Север-Юг экономически более оправданно.

      2. Импорт электроэнергии из Центральной Азии, однако это ставит Южный Казахстан в зависимость от поставок электроэнергии из Центральной Азии и подвергает риску национальную энергетическую безопасность Казахстана.

**Угрозы:**

      1. В случае, если фактическое потребление электроэнергии и передача электроэнергии по сетям АО "KEGOC" окажутся ниже прогнозируемых объемов, на таком уровне, при котором Компания не будет получать достаточно прибыли для покрытия обязательств по привлекаемым кредитам, потребуется повышение тарифа. Однако риск от нереализации проекта может быть гораздо выше, ввиду того, что дефицит электроэнергии представляет собой потенциально намного более серьезную проблему, чем повышение тарифа на передачу электроэнергии.

                                                  Приложение 1.а.

**Прогнозируемые объемы потребления и выработки**

**электроэнергии в Южном Казахстане на 2002-2022 гг.**

                                                       млрд. кВт.ч

-------------------------------------------------------------------

            ! 2002! 2003! 2004! 2005! 2006! 2007! 2008! 2009! 2010

-------------------------------------------------------------------

Потребление  10,50 11,00 11,60 12,25 12,50 12,70 13,10 13,19 13,60

Покрытие

выработка

собственными  5,60  5,60  5,70  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05

э-ст-ми без

Жамбылской

ГРЭС

импорт из

Центральной   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0

Азии

транзит по

действующей

линии        3,000 3,000 3,000 3,000 3,000 3,000 3,025 3,070 3,275

транзит по

второй линии                   0,500 0,500 0,500 3,025 3,070 3,275

выработка

Жамбылской

ГРЭС         0,90  1,40  1,90  1,70  1,95  2,15

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

            ! 2011! 2012! 2013! 2014! 2015! 2016! 2017! 2018! 2019

-------------------------------------------------------------------

Потребление  13,95 14,45 15,00 15,60 16,10 16,50 16,90 17,30 17,70

Покрытие

выработка

собственными 6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05

э-ст-ми без

Жамбылской

ГРЭС

импорт из

Центральной  1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0

Азии

транзит по

действующей  3,450 3,700 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713

линии

транзит по

второй линии 3,450 3,700 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713 3,713

выработка

Жамбылской

ГРЭС                     0,52  1,13  1,63  2,03  2,43  2,83  3,23

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------

            ! 2020! 2021! 2022!

-------------------------------

Потребление  18,00 18,40 18,70

Покрытие

выработка

собственными 6,05  6,05  6,05

э-ст-ми без

Жамбылской

ГРЭС

импорт из

Центральной  1,0   1,0   1,0

Азии

транзит по

действующей  3,713 3,713 3,713

линии

транзит по

второй линии 3,713 3,713 3,713

выработка

Жамбылской

ГРЭС         3,53  3,93  4,23

-------------------------------------------------------------------

      при 3-х проводном исполнении

                                                   Приложение 1.б.

**Прогнозируемые объемы потребления и выработки**

**электроэнергии в Южном Казахстане на 2002-2022 гг.**

                                                       млрд. кВт.ч

-------------------------------------------------------------------

            ! 2002! 2003! 2004! 2005! 2006! 2007! 2008! 2009! 2010

-------------------------------------------------------------------

Потребление  10,50 11,00 11,60 12,25 12,50 12,70 13,10 13,19 13,60

Покрытие

выработка

собственными  5,60  5,60  5,70  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05

э-ст-ми без

Жамбылской

ГРЭС

импорт из

Центральной   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0

Азии

транзит по

действующей

линии        3,000 3,000 3,000 3,000 3,000 3,000 3,025 3,070 3,275

транзит по

второй линии                   0,500 0,500 0,500 3,025 3,070 3,275

выработка

Жамбылской

ГРЭС         0,90  1,40  1,90  1,70  1,95  2,15

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

            ! 2011! 2012! 2013! 2014! 2015! 2016! 2017! 2018! 2019

-------------------------------------------------------------------

Потребление  13,95 14,45 15,00 15,60 16,10 16,50 16,90 17,30 17,70

Покрытие

выработка

собственными 6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05  6,05

э-ст-ми без

Жамбылской

ГРЭС

импорт из

Центральной  1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0   1,0

Азии

транзит по

действующей  3,450 3,700 3,975 4,125 4,125 4,125 4,125 4,125 4,125

линии

транзит по

второй линии 3,450 3,700 3,975 4,125 4,125 4,125 4,125 4,125 4,125

выработка

Жамбылской

ГРЭС                           0,30  0,80  1,20  1,60  2,00  2,40

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------

            ! 2020! 2021! 2022!

-------------------------------

Потребление  18,00 18,40 18,70

Покрытие

выработка

собственными 6,05  6,05  6,05

э-ст-ми без

Жамбылской

ГРЭС

импорт из

Центральной  1,0   1,0   1,0

Азии

транзит по

действующей  4,125 4,125 4,125

линии

транзит по

второй линии 4,125 4,125 4,125

выработка

Жамбылской

ГРЭС         2,70  3,10  3,40

-------------------------------------------------------------------

      При 4-х проводном исполнении

                                                   Приложение 2.а.

**Освоение капиталовложений по проекту строительства**

**второй линии электропередачи транзита Север-Юг**

                                                             млн.$

-------------------------------------------------------------------

          !     2003    !    2004     !    2005     !    2006

           --------------------------------------------------------

          ! 1-ое ! 2-ое ! 1-ое ! 2-ое ! 1-ое ! 2-ое ! 1-ое ! 2-ое

          ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г

-------------------------------------------------------------------

ЮКГРЭС-Шу   26,03  26,03  26,03

ВЛ          17,54  17,54  17,54

ПС           8,49   8,49   8,49

Экибастуз-

Агадырь                          32,10  32,10  32,10  32,10

ВЛ                               26,06  26,06  26,06  26,06

ПС                                6,04   6,04   6,04   6,04

Агадырь-

ЮКГРЭС                                                      22,24

ВЛ                                                          22,24

Всего:      26,03  26,03  26,03  32,10  32,10  32,10  32,10 22,24

ВЛ          17,54  17,54  17,54  26,06  26,06  26,06  26,06 22,24

ПС           8,49   8,49   8,49   6,04   6,04   6,04   6,04

Всего:         52,06         58,13         64,20          54,34

ВЛ             35,08         43,60         52,12          48,30

ПС             16,98         14,53         12,08           6,04

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

----------------------------------

          !     2007    !  Всего  !

           --------------         !

          ! 1-ое ! 2-ое !         !

          ! п/г  ! п/г  !         !

-----------------------------------

ЮКГРЭС-Шу                  78,09

ВЛ                         52,62

ПС                         25,47

Экибастуз-                128,39

Агадырь

ВЛ                        104,24

ПС                         24,15

Агадырь-   22,24   22,24   66,73

ЮКГРЭС

ВЛ         22,24   22,24   66,73

Всего:     22,24   22,24  273,21

ВЛ         22,24   22,24  223,59

ПС                         49,62

Всего:         44,49      273,21

ВЛ             44,49      223,59

ПС                         49,62

----------------------------------

      При 3-х проводном исполнении

                                                   Приложение 2.б.

**Освоение капиталовложений по проекту строительства**

**второй линии электропередачи транзита Север-Юг**

                                                             млн.$

-------------------------------------------------------------------

          !     2003    !    2004     !    2005     !    2006

           --------------------------------------------------------

          ! 1-ое ! 2-ое ! 1-ое ! 2-ое ! 1-ое ! 2-ое ! 1-ое ! 2-ое

          ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г  ! п/г

-------------------------------------------------------------------

ЮКГРЭС-Шу   28,49  28,49  28,49

ВЛ          20,00  20,00  20,00

ПС           8,49   8,49   8,49

Экибастуз-

Агадырь                          34,70  34,70  34,70  34,70

ВЛ                               28,67  28,67  28,67  28,67

ПС                                6,04   6,04   6,04   6,04

Агадырь-

ЮКГРЭС                                                      24,47

ВЛ                                                          24,47

ПС

Всего:      28,49  28,49  28,49  34,70  34,70  34,70  34,70 24,47

ВЛ          20,00  20,00  20,00  28,67  28,67  28,67  28,67 24,47

ПС           8,49   8,49   8,49   6,04   6,04   6,04   6,04

Всего:         56,97         63,19         69,41          59,17

ВЛ             39,99         48,66         57,33          53,14

ПС             16,98         14,53         12,08           6,04

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

----------------------------------

          !     2007    !  Всего  !

           --------------         !

          ! 1-ое ! 2-ое !         !

          ! п/г  ! п/г  !         !

-----------------------------------

ЮКГРЭС-Шу                  85,46

ВЛ                         59,99

ПС                         25,47

Экибастуз-                138,81

Агадырь

ВЛ                        114,66

ПС                         24,15

Агадырь-   24,47   24,47   73,41

ЮКГРЭС

ВЛ         24,47   24,47   73,41

ПС

Всего:     24,47   24,47  297,68

ВЛ         24,47   24,47  248,06

ПС                         49,62

Всего:         48,94      297,68

ВЛ             48,94      248,06

ПС                         49,62

----------------------------------

      При 4-х проводном исполнении

                                                  Приложение 3.а.

**Планируемые ожидаемые ежегодные отчисления**

**на капитальный ремонт, техническое обслуживание**

**и амортизацию проектируемых ВЛ и ПС**

                                                       тыс.$

-------------------------------------------------------------------

  !                 !                     Затраты

N !  Наименование   !----------------------------------------------

  ! элемента сети   !Капитальный!Техническое !Амортизация!  Всего

  !                 !  ремонт   !обслуживание!           !

-------------------------------------------------------------------

   ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с трехпроводным исполнением

-------------------------------------------------------------------

1  ВЛ 500 кВ

   Экибастуз-Агадырь   195,97       120,316      2084,8    2401,086

2  ВЛ 500 кВ

   Агадырь-ЮКГРЭС      125,45        91,184      1334,6    1551,234

3  ВЛ 500 кВ

   ЮКРЭС-Шу             98,93        63,947      1052,4    1215,277

                                   ПС

1  ПС 1150 кВ

   Экибастузская        77,61         81,6        348,28    507,49

2  ПС 500 кВ Агадырь   145,17        102,4        617,76    865,33

3  ПС 500 кВ ЮКГРЭС    137,09         91,9        380,24    609,23

4  ПС 220 кВ Шу        167,98         63,7        637,92    869,6

-------------------------------------------------------------------

                                                        млн. тенге

-------------------------------------------------------------------

  !                 !                     Затраты

N !  Наименование   !----------------------------------------------

  ! элемента сети   !Капитальный!Техническое !Амортизация!  Всего

  !                 !  ремонт   !обслуживание!           !

-------------------------------------------------------------------

   ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с трехпроводным исполнением

-------------------------------------------------------------------

1  ВЛ 500 кВ

   Экибастуз-Агадырь   30,336       18,625      322,727    371,688

2  ВЛ 500 кВ

   Агадырь-ЮКГРЭС      19,420       14,115      206,596    240,131

3  ВЛ 500 кВ

   ЮКРЭС-Шу            15,314        9,899      162,912    188,125

                                  ПС

1  ПС 1150 кВ

   Экибастузская       12,014       12,632       53,914     78,559

2  ПС 500 кВ Агадырь   22,472       15,852       95,629    133,953

3  ПС 500 кВ ЮКГРЭС    21,222       14,226       58,861     94,309

4  ПС 220 кВШу         26,003        9,861       98,750    134,614

-------------------------------------------------------------------

      при 3-х проводном исполнении

                                                    Приложение 3.б.

**Планируемые ожидаемые ежегодные отчисления**

**на капитальный ремонт, техническое обслуживание**

**и амортизацию проектируемых ВЛ и ПС**

                                                             тыс.$

-------------------------------------------------------------------

  !                 !                     Затраты

N !  Наименование   !----------------------------------------------

  ! элемента сети   !Капитальный!Техническое !Амортизация!  Всего

  !                 !  ремонт   !обслуживание!           !

-------------------------------------------------------------------

 ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с четырехпроводным исполнением

-------------------------------------------------------------------

1  ВЛ 500 кВ

   Экибастуз-Агадырь   215,567      132,347      2293,2    2641,114

2  ВЛ 500 кВ

   Агадырь-ЮКГРЭС      137,955      100,303      1468,2    1706,458

3  ВЛ 500 кВ

   ЮКРЭС-Шу            108,823       70,342      1199,8    1378,965

                                   ПС

1  ПС 1150 кВ

   Экибастузская        77,61         81,6        348,28    507,49

2  ПС 500 кВ Агадырь   145,17        102,4        617,76    865,33

3  ПС 500 кВ ЮКГРЭС    137,09         91,9        380,24    609,23

4  ПС 220 кВ Шу        167,98         63,7        637,92    869,6

-------------------------------------------------------------------

                                                        млн. тенге

-------------------------------------------------------------------

  !                 !                     Затраты

N !  Наименование   !----------------------------------------------

  ! элемента сети   !Капитальный!Техническое !Амортизация!  Всего

  !                 !  ремонт   !обслуживание!           !

-------------------------------------------------------------------

 ВЛ 500 кВ на традиционных опорах с четырехпроводным исполнением

-------------------------------------------------------------------

1  ВЛ 500 кВ

   Экибастуз-Агадырь   33,370       20,487      354,987    408,844

2  ВЛ 500 кВ

   Агадырь-ЮКГРЭС      21,355       15,527      227,277    264,160

3  ВЛ 500 кВ

   ЮКРЭС-Шу            16,846       10,889      185,729    213,464

                                  ПС

1  ПС 1150 кВ

   Экибастузская       12,014       12,632       53,914     78,559

2  ПС 500 кВ Агадырь   22,472       15,852       95,629    133,953

3  ПС 500 кВ ЮКГРЭС    21,222       14,226       58,861     94,309

4  ПС 220 кВ Шу        26,003        9,861       98,750    134,614

-------------------------------------------------------------------

      при 4-х проводном исполнении

                                                   Приложение 4.а.

**Расчет рентабельности проекта строительства**

**второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

                          Ед.изм.

Общая стоимость проекта   млн.$   273,21

Ставка дисконтирования             2,04%

Анализируемый период       лет       53

Базовый год                        2002

-------------------------------------------------------------------

              !период!    1   !   2    !   3    !    4   !    5

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2002  !  2003  !  2004  !  2005  !  2006

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч  0,3013   0,3505   0,3970   0,4193    0,4193

чу э/э

Объем передачи

по второму      млрд.                             0,500     0,500

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$                             2,096     2,096

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$                            2,071    3,596

Капитальный     млн.$

ремонт

Эксплуатация    млн.$                            0,220    0,372

Налог на        млн.$                            0,760    2,008

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$                            3,050    5,976

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$                           -0,954   -3,880

Налог на        млн.$

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$                            -0,954   -3,880

результат

Амортизация     млн.$                             2,071    3,596

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$                             1,117   -0,284

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$          52,059   58,127   64,196   54,341

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$          -52,059  -58,127  -63,079  -54,625

Cumulative      млн.$          -52,059  -110,187 -173,266 -227,890

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$          -51,019  -55,826  -59,371  -50,386

Cumulative DCF  млн.$          -51,019  -106,845 -166,216 -216,601

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!    6   !   7    !   8    !    9   !    10

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2007  !  2008  !  2009  !  2010  !  2011

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

чу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 0,500    3,025    3,070    3,275    3,450

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 2,096    12,683   12,871   13,731   14,464

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 5,121    6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$                            0,404    0,823

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,524    0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 2,008    2,560    2,495    2,431    2,366

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 7,653    9,631    9,566    9,906    10,260

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ -5,557   3,052    3,305    3,825    4,205

Налог на        млн.$          0,916    0,992    1,148    1,261

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ -5,557   2,136    2,314    2,678    2,943

результат

Амортизация     млн.$ 5,121    6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ -0,436   8,592    8,770    9,134    9,399

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$ 44,487

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ -44,922  8,592    8,770    9,134    9,399

Cumulative      млн.$ -272,813 -264,220 -255,451 -246,317 -236,918

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ -40,608  7,612    7,614    7,771    7,837

Cumulative DCF  млн.$ -257,209 -249,598 -241,984 -234,213 -226,376

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   11   !   12   !   13   !   14   !   15

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2012  !  2013  !  2014  !  2015  !  2016

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

чу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,700    3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,513   15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,823    0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 2,301    2,237,   2,172    2,108    2,043

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 10,195   10,256   10,192   10,127   10,062

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 5,317    5,309    5,373    5,438    5,503

Налог на        млн.$ 1,595    1,593    1,612    1,631    1,651

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 3,722    3,716    3,761    3,807    3,852

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 10,178   10,172   10,217   10,263   10,308

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 10,178   10,172   10,217   10,263   10,308

Cumulative      млн.$ -226,740 -216,567 -206,350 -196,087 -185,780

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 8,317    8,146    8,019    7,893    7,769

Cumulative DCF  млн.$ -218,059 -209,913 -201,894 -194,001 -186,232

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

---------------------------------------------------------

              !период!   16   !   17   !   18   !   19   !

----------------------------------------------------------

              ! год  !  2017  !  2018  !  2019  !  2020  !

----------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

чу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

----------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

----------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 1,979    1,914    1,850    1,785

имущество

----------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 9,998    9,933    9,869    9,804

----------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 5,567    5,632    5,696    5,761

Налог на        млн.$ 1,670    1,690    1,709    1,728

прибыль

----------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 3,897    3,942    3,987    4,033

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456

----------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 10,353   10,398   10,443   10,489

----------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

----------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 10,353   10,398   10,443   10,489

Cumulative      млн.$ -175,427 -165,028 -154,585 -144,096

cashflow

----------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 7,647    7,527    7,409    7,292

Cumulative DCF  млн.$ -178,585 -171,058 -163,649 -156,357

----------------------------------------------------------

Сумма NCF                          млн.$  180,805

NPV at considered discount rate    млн.$  0,226

Static paybock period, years       лет      36

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

      при 3-х проводном исполнении

                                                   Приложение 4.а.

**Расчет рентабельности проекта строительства**

**второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

                          Ед.изм.

Общая стоимость проекта   млн.$   273,21

Ставка дисконтирования             2,04%

Анализируемый период       лет       53

Базовый год                        2002

-------------------------------------------------------------------

              !период!    1   !   20   !   21   !   22   !   23

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2002  !  2021  !  2022  !  2023  !  2024

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч  0,3013  0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд.          3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$          15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$          6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$          0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$          0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$          1,720    1,656    1,591    1,527

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$          9,740    9,675    9,611    9,546

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$          5,825    5,890    5,955    6,019

Налог на        млн.$          1,748    1,767    1,786    1,806

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$          4,078    4,123    4,168    4,213

результат

Амортизация     млн.$          6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$          10,534   10,579   10,624   10,669

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$          10,534   10,579   10,624   10,669

Cumulative      млн.$          -133,563 -122,984 -112,360 -101,690

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$          7,177    7,064    6,952    6,842

Cumulative DCF  млн.$          -149,180 -142,116 -135,164 -128,322

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   24   !   25   !   26   !   27   !   28

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2025  !  2026  !  2027  !  2028  !  2029

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,713    3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,565   15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,948    0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 1,462    1,398    1,333    1,523    1,459

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 9,481    9,417    9,352    9,542    9,478

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 6,084    6,148    6,213    6,023    6,087

Налог на        млн.$ 1,825    1,844    1,864    1,807    1,826

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,259    4,304    4,349    4,216    4,261

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 10,715   10,760   10,805   10,672   10,717

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$                            25,469

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 10,715   10,760   10,805   -14,797  10,717

Cumulative      млн.$ -90,976  -80,216  -69,411  -84,208  -73,491

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 6,734    6,627    6,522    -8,753   6,213

Cumulative DCF  млн.$ -121,588 -114,961 -108,440 -117,192 -110,980

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   29   !   30   !   31   !   32   !   33

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2030  !  2031  !  2032  !  2033  !  2034

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

чу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,713    3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,565   15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,948    0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 1,636    1,571    1,506    1,442    1,377

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 9,656    9,590    9,526    9,461    9,397

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 5,910    5,975    6,039    6,104    6,168

Налог на        млн.$ 1,773    1,792    1,812    1,831    1,851

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,137    4,182    4,228    4,273    4,318

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 10,593   10,638   10,684   10,729   10,774

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$ 24,151

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ -13,558  10,638   10,684   10,729   10,774

Cumulative      млн.$ -87,049  -76,411  -65,727  -54,998  -44,224

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ -7,702   5,923    5,829    5,737    5,646

Cumulative DCF  млн.$ -118,682 -112,759 -106,930 -101,193 -95,548

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------

              !период!   34   !   35   !   36   !

-------------------------------------------------

              ! год  !  2035  !  2036  !  2037  !

-------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193

чу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 1,313    1,248    1,184

имущество

-------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 9,332    9,267    9,203

-------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 6,233    6,298    6,362

Налог на        млн.$ 1,870    1,889    1,909

прибыль

-------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,363    4,408    4,454

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------

Итого           млн.$ 10,819   10,864   10,910

-------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------

NCF             млн.$ 10,819   10,864   10,910

Cumulative      млн.$ -33,405  -22,541  -11,631

cashflow

-------------------------------------------------

DCF             млн.$ 5,556    5,468    5,381

Cumulative DCF  млн.$ -89,992  -84,524  -79,143

-------------------------------------------------

Сумма NCF                          млн.$  180,805

NPV at considered discount rate    млн.$  0,226

Static paybock period, years       лет      36

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

      при 3-х проводном исполнении

                                                  Приложение 4.а.

**Расчет рентабельности проекта строительства**

**второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

                          Ед.изм.

Общая стоимость проекта   млн.$   273,21

Ставка дисконтирования             2,04%

Анализируемый период       лет       53

Базовый год                        2002

-------------------------------------------------------------------

              !период!    1   !   37   !   38   !   39   !   40

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2002  !  2038  !  2039  !  2040  !  2041

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч  0,3013  0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд.          3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$          15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$          6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$          0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$          0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$          1,119    1,055    0,990    0,925

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$          9,138    9,074    9,009    8,945

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$          6,427    6,491    6,556    6,620

Налог на        млн.$          1,928    1,947    1,967    1,986

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$          4,499    4,544    4,589    4,634

результат

Амортизация     млн.$          6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$          10,955   11,000   11,045   11,090

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$          10,955   11,000   11,045   11,090

Cumulative      млн.$          -0,677   10,323   21,368   32,459

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$          5,295    5,211    5,127    5,045

Cumulative DCF  млн.$          -73,848  -68,638  -63,510  -58,465

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   41   !   42   !   43   !   44   !   45

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2042  !  2043  !  2044  !  2045  !  2046

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,713    3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,565   15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,948    0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 0,861    0,796    0,732    0,667    0,603

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 8,880    8,816    8,751    8,686    8,622

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 6,685    6,750    6,814    6,879    6,943

Налог на        млн.$ 2,005    2,025    2,044    2,064    2,083

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,679    4,725    4,770    4,815    4,880

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 11,135   11,181   11,226   11,271   11,316

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 11,135   11,181   11,226   11,271   11,316

Cumulative      млн.$ 43,594   54,775   66,000   77,272   88,588

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 4,965    4,885    4,807    4,730    4,654

Cumulative DCF  млн.$ -53,500  -48,615  -43,808  -39,078  -34,425

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   46   !   47   !   48   !   49   !   50

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2047  !  2048  !  2049  !  2050  !  2051

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,713    3,713    3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,565   15,565   15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,948    0,948    0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 0,538    0,473    0,409    0,344    0,280

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 8,557    8,493    8,428    8,364    8,299

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 7,008    7,072    7,137    7,201    7,266

Налог на        млн.$ 2,102    2,122    2,141    2,160    2,180

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,905    4,951    4,996    5,041    5,086

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 11,361   11,407   11,452   11,497   11,542

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 11,361   11,407   11,452   11,497   11,542

Cumulative      млн.$ 99,949   111,356  122,808  134,305  145,847

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 4,579    4,506    4,433    4,361    4,291

Cumulative DCF  млн.$ -29,846  -25,341  -20,908  -16,547  -12,256

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------

              !период!   51   !   52   !   53   !

-------------------------------------------------

              ! год  !  2052  !  2053  !  2054  !

-------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,713    3,713    3,713

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,565   15,565   15,565

рому транзиту

-------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456

Капитальный     млн.$ 0,948    0,948    0,948

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,615    0,615    0,615

Налог на        млн.$ 0,215    0,151

имущество

-------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 8,234    8,170    8,019

-------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 7,331    7,395    7,546

Налог на        млн.$ 2,199    2,219    2,264

прибыль

-------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 5,131    5,177    5,282

результат

Амортизация     млн.$ 6,456    6,456    6,456

-------------------------------------------------

Итого           млн.$ 11,587   11,633   11,738

-------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------

NCF             млн.$ 11,587   11,633   11,738

Cumulative      млн.$ 157,434  169,067  180,805

cashflow

-------------------------------------------------

DCF             млн.$ 4,221    4,153    4,107

Cumulative DCF  млн.$ -8,035   -3,881   0,226

-------------------------------------------------

Сумма NCF                          млн.$  180,805

NPV at considered discount rate    млн.$  0,226

Static paybock period, years       лет      36

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

      при 3-х проводном исполнении

Приложение 4.б.

**Расчет рентабельности проекта строительства**

**второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

                       Ед.изм.

Общая стоимость проекта   млн.$   273,21

Ставка дисконтирования             2,04%

Анализируемый период       лет       53

Базовый год                        2002

-------------------------------------------------------------------

              !период!    1   !   2    !   3    !    4   !    5

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2002  !  2003  !  2004  !  2005  !  2006

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,3013   0,3505   0,3970   0,4193    0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд.                            0,500     0,500

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$                            2,096     2,096

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$                            2,218     3,848

Капитальный     млн.$

ремонт

Эксплуатация    млн.$                            0,226     0,384

Налог на        млн.$                            0,832     2,182

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$                            3,276     6,414

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$                            -1,180    -4,317

Налог на        млн.$

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$                            -1,180    -4,317

результат

Амортизация     млн.$                             2,218    3,848

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$                             1,038    -0,470

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$          56,973   63,189   69,406    59,173

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$          -56,973  -63,189  -68,368   -59,643

Cumulative      млн.$          -56,973  -120,162 -188,529  -248,172

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$          -55,801  -60,616  -64,235   -54,885

Cumulative DCF  млн.$          -55,801  -116,417 -180,652  -235,537

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!    6   !   7    !   8    !    9   !    10

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2007  !  2008  !  2009  !  2010  !  2011

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 0,500    3,025    3,070    3,275    3,450

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 2,096    12,683   12,871   13,731   14,464

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 5,477    6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$                            0,414    0,852

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,524    0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 2,182    2,792    2,722    2,653    2,584

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 8,202    10,380   10,310   10,656   11,024

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ -6,105   2,303    2,561    3,076    3,441

Налог на        млн.$          0,691    0,768    0,923    1,032

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ -6,105   1,612    1,793    2,153    2,408

результат

Амортизация     млн.$ 5,477    6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ -0,628   8,557    8,738    9,099    9,354

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$ 48,940

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ -49,568  8,557    8,738    9,099    9,354

Cumulative      млн.$ -297,740 -289,183 -280,445 -271,346 -261,992

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ -44,676  7,554    7,555    7,705    7,758

Cumulative DCF  млн.$ -280,213 -272,659 -265,104 -257,399 -249,641

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   11   !   12   !   13   !   14   !   15

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2012  !  2013  !  2014  !  2015  !  2016

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 3,070    3,975    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 15,513   16,666   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,852    0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 2,514    2,445    2,375    2,306    2,236

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 10,954   11,023   10,953   10,884   10,814

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 4,558    5,643    6,341    6,411    6,480

Налог на        млн.$ 1,367    1,693    1,902    1,923    1,944

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 3,191    3,950    4,439    4,487    4,536

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 10,136   10,895   11,384   11,433   11,481

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 10,136   10,895   11,384   11,433   11,481

Cumulative      млн.$ -251,856 -240,961 -229,577 -218,144 -206,662

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 8,234    8,669    8,871    8,726    8,583

Cumulative DCF  млн.$ -41,407  -232,738 -223,867 -215,141 -206,558

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

---------------------------------------------------------

              !период!   16   !   17   !   18   !   19   !

----------------------------------------------------------

              ! год  !  2017  !  2018  !  2019  !  2020  !

----------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 4,125    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

----------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 17,294   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

----------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 2,167    2,097    2,028    1,958

имущество

----------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 10,745   10,676   10,606   10,537

----------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 6,549    6,619    6,688    6,758

Налог на        млн.$ 1,965    1,986    2,007    2,027

прибыль

----------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,585    4,633    4,682    4,730

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945

----------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 11,530   11,579   11,627   11,676

----------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

----------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 11,530   11,579   11,627   11,676

Cumulative      млн.$ -195,132 -183,554 -171,927 -160,251

cashflow

----------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 8,442    8,303    8,167    8,032

Cumulative DCF  млн.$ -198,116 -189,813 -181,646 -173,614

----------------------------------------------------------

Сумма NCF                          млн.$  207,061

NPV at considered discount rate    млн.$  0,361

Static paybock period, years       лет      35

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

      при 4-х проводном исполнении

                                                   Приложение 4.б.

**Расчет рентабельности проекта строительства**

**второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

Общая стоимость проекта   млн.$   297,68

Ставка дисконтирования             2,10%

Анализируемый период       лет       53

Базовый год                        2002

-------------------------------------------------------------------

              !период!    1   !   20   !   21   !   22   !   23

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2002  !  2021  !  2022  !  2023  !  2024

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч  0,3013  0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд.          4,125    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$          17,294   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$          6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$          0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$          0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$          1,889    1,820    1,750    1,681

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$          10,467   10,398   10,328   10,259

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$          6,827    6,897    6,966    7,036

Налог на        млн.$          2,048    2,069    2,090    2,111

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$          4,779    4,828    4,876    4,925

результат

Амортизация     млн.$          6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$          11,724   11,773   11,822   11,870

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$          11,724   11,773   11,822   11,870

Cumulative      млн.$          -148,526 -136,753 -124,931 -113,061

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$          7,900    7,796    7,641    7,514

Cumulative DCF  млн.$          -165,715 -157,946 -150,305 -142,790

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   24   !   25   !   26   !   27   !   28

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2025  !  2026  !  2027  !  2028  !  2029

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 4,125    4,125    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 17,294   17,294   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,990    0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 1,611    1,542    1,472    1,658    1,588

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 10,189   10,120   10,050   10,236   10,166

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 7,105    7,175    7,244    7,059    7,128

Налог на        млн.$ 2,132    2,152    2,173    2,118    2,138

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,974    5,022    5,071    54,941   4,990

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 11,919   11,968   12,016   11,887   11,935

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$                            25,469

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 11,919   11,968   12,016   -13,582  11,935

Cumulative      млн.$ -101,142 -89,175  -77,158  -90,741  -78,806

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 7,390    7,268    7,147    -7,912   6,810

Cumulative DCF  млн.$ -135,400 -128,133 -120,986 -128,898 -122,088

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   29   !   30   !   31   !   32   !   33

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2030  !  2031  !  2032  !  2033  !  2034

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 4,125    4,125    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 17,294   17,294   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,990    0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 1,760    1,691    1,621    1,552    1,482

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 10,338   10,269   10,199   11,130   10,061

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 6,956    7,026    7,095    7,165    7,234

Налог на        млн.$ 2,087    2,108    2,129    2,149    2,170

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 4,869    4,918    4,967    5,015    5,064

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 11,815   11,863   11,912   11,961   12,009

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$ 24,151

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ -12,336  11,863   11,912   11,961   12,009

Cumulative      млн.$ -91,142  -79,279  -67,367  -55,406  -43,397

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ -6,894   6,493    6,386    6,280    6,176

Cumulative DCF  млн.$ -128,982 -122,489 -116,103 -109,823 -103,648

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------

              !период!   34   !   35   !   36   !

-------------------------------------------------

              ! год  !  2035  !  2036  !  2037  !

-------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 1,413    1,343    1,274

имущество

-------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 9,991    9,922    9,852

-------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 7,303    7,373    7,442

Налог на        млн.$ 2,191    2,212    2,233

прибыль

-------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 5,112    5,161    5,210

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------

Итого           млн.$ 12,058   12,106   12,155

-------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------

NCF             млн.$ 12,058   12,106   12,155

Cumulative      млн.$ -31,339  -19,233  -7,078

cashflow

-------------------------------------------------

DCF             млн.$ 6,073    5,972    5,873

Cumulative DCF  млн.$ -97,574  -91,602  -85,729

-------------------------------------------------

Сумма NCF                          млн.$  207,061

NPV at considered discount rate    млн.$  0,361

Static paybock period, years       лет      35

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

      при 4-х проводном исполнении

                                                   Приложение 4.б.

**Расчет рентабельности проекта строительства**

**второй ЛЭП 500 кВ транзита Север-Юг**

                         Ед.изм.

Общая стоимость проекта   млн.$   297,68

Ставка дисконтирования             2,10%

Анализируемый период       лет       53

Базовый год                        2002

-------------------------------------------------------------------

              !период!    1   !   37   !   38   !   39   !   40

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2002  !  2038  !  2039  !  2040  !  2041

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч  0,3013  0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд.          4,125    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$          17,294   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$          6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$          0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$          0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$          1,204    1,135    1,066    0,996

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$          9,783    9,713    9,644    9,574

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$          7,512    7,581    7,651    7,720

Налог на        млн.$          2,254    2,274    2,295    2,316

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$          5,258    5,307    5,355    5,404

результат

Амортизация     млн.$          6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$          12,204   12,252   12,301   12,349

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$          12,204   12,252   12,301   12,349

Cumulative      млн.$          5,126    17,378   29,679   42,029

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$          5,775    5,679    5,584    5,491

Cumulative DCF  млн.$          -79,954  -74,275  -68,691  -63,200

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   41   !   42   !   43   !   44   !   45

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2042  !  2043  !  2044  !  2045  !  2046

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 4,125    4,125    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 17,294   17,294   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,990    0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 0,927    0,857    0,788    0,718    0,649

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 9,505    9,435    9,366    9,297    9,227

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 7,790    7,859    7,929    7,998    8,067

Налог на        млн.$ 2,337    2,358    2,379    2,399    2,420

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 5,453    5,501    5,550    5,599    5,647

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 12,398   12,447   12,495   12,544   12,593

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 12,398   12,447   12,495   12,544   12,593

Cumulative      млн.$ 54,427   66,873   79,369   91,913   104,505

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 5,399    5,309    5,220    5,132    5,046

Cumulative DCF  млн.$ -57,801  -52,492  -47,272  -42,140  -37,093

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              !период!   46   !   47   !   48   !   49   !   50

-------------------------------------------------------------------

              ! год  !  2047  !  2048  !  2049  !  2050  !  2051

-------------------------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193   0,4193   0,4193

чу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 4,125    4,125    4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 17,294   17,294   17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,990    0,990    0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 0,579    0,510    0,441    0,371    0,302

имущество

-------------------------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 9,158    9,088    9,019    8,949    8,880

-------------------------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 8,137    8,206    8,276    8,345    8,415

Налог на        млн.$ 2,441    2,462    2,483    2,504    2,524

прибыль

-------------------------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 5,696    5,744    5,793    5,842    5,890

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------------------------

Итого           млн.$ 12,641   12,690   12,738   12,787   12,836

-------------------------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------------------------

NCF             млн.$ 12,641   12,690   12,738   12,787   12,836

Cumulative      млн.$ 117,146  129,836  142,575  155,362  168,197

cashflow

-------------------------------------------------------------------

DCF             млн.$ 4,962    4,878    4,796    4,716    4,636

Cumulative DCF  млн.$ -32,132  -27,253  -22,457  -17,741  -13,105

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------

              !период!   51   !   52   !   53   !

-------------------------------------------------

              ! год  !  2052  !  2053  !  2054  !

-------------------------------------------------

  Доходы

Тариф на пере- с/кВтч 0,4193   0,4193   0,4193

дачу э/э

Объем передачи

по второму      млрд. 4,125    4,125    4,125

транзиту        кВтч

-------------------------------------------------

Доход по вто-   млн.$ 17,294   17,294   17,294

рому транзиту

-------------------------------------------------

Операционные

  расходы

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945

Капитальный     млн.$ 0,990    0,990    0,990

ремонт

Эксплуатация    млн.$ 0,643    0,643    0,643

Налог на        млн.$ 0,232    0,163

имущество

-------------------------------------------------

Итого расходов  млн.$ 8,810    8,741    8,578

-------------------------------------------------

Прибыль         млн.$ 8,484    8,554    8,716

Налог на        млн.$ 2,545    2,566    2,615

прибыль

-------------------------------------------------

Inflow

Финансовый      млн.$ 5,939    5,988    6,101

результат

Амортизация     млн.$ 6,945    6,945    6,945

-------------------------------------------------

Итого           млн.$ 12,884   12,933   13,047

-------------------------------------------------

Outflow

Инвестиции      млн.$

-------------------------------------------------

NCF             млн.$ 12,884   12,933   13,047

Cumulative      млн.$ 181,082  194,015  207,061

cashflow

-------------------------------------------------

DCF             млн.$ 4,558    4,481    4,428

Cumulative DCF  млн.$ -8,547   -4,066   0,361

-------------------------------------------------

Сумма NCF                          млн.$  207,061

NPV at considered discount rate    млн.$  0,361

Static paybock period, years       лет      35

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

      при 4-х проводном исполнении

                                                  Приложение 5.а.

**Расчет нормы рентабельности проекта Север-Юг**

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$               -0,954 -3,880 -5,557 3,052  3,305

дисконт. 5% млн.$               -0,824 -3,192 -4,354 2,277  2,349

дисконт. 7% млн.$               -0,779 -2,960 -3,962 2,034  2,058

дисконт. 9% млн.$               -0,737 -2,748 -3,612 1,820  1,808

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 3,825  4,205  5,317  5,309  5,373  5,438  5,503

дисконт. 5% млн.$ 2,589  2,710  3,264  3,104  2,992  2,884  2,779

дисконт. 7% млн.$ 2,226  2,287  2,703  2,522  2,386  2,257  2,134

дисконт. 9% млн.$ 1,920  1,936  2,246  2,057  1,910  1,774  1,647

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022 ! 2023

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 5,567  5,632  5,696  5,761  5,825  5,890  5,955

дисконт. 5% млн.$ 2,678  2,580  2,485  2,394  2,305  2,220  2,137

дисконт. 7% млн.$ 2,018  1,908  1,803  1,704  1,611  1,522  1,438

дисконт. 9% млн.$ 1,528  1,418  1,316  1,221  1,133  1,051  0,975

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2024 ! 2025 ! 2026 ! 2027 ! 2028 ! 2029 ! 2030

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 6,019  6,084  6,148  6,213  6,023  6,087  5,910

дисконт. 5% млн.$ 2,058  1,981  1,906  1,835  1,694  1,630  1,508

дисконт. 7% млн.$ 1,359  1,283  1,212  1,145  1,037  0,980  0,889

дисконт. 9% млн.$ 0,904  0,838  0,777  0,720  0,641  0,594  0,529

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2031! 2032! 2033! 2034! 2035! 2036! 2037! 2038

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 5,975 6,039 6,104 6,168 6,233 6,298 6,362 6,427

дисконт. 5% млн.$ 1,452 1,397 1,345 1,295 1,246 1,199 1,153 1,110

дисконт. 7% млн.$ 0,840 0,793 0,749 0,708 0,668 0,631 0,596 0,563

дисконт. 9% млн.$ 0,491 0,455 0,422 0,391 0,363 0,336 0,312 0,289

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2039! 2040! 2041! 2042! 2043! 2044! 2045! 2046

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 6,491 6,556 6,620 6,685 6,750 6,814 6,879  6,943

дисконт. 5% млн.$ 1,067 1,027 0,987 0,950 0,913 0,878 0,844  0,811

дисконт. 7% млн.$ 0,531 0,501 0,473 0,446 0,421 0,397 0,375  0,354

дисконт. 9% млн.$ 0,268 0,248 0,230 0,213 0,197 0,183 0,169  0,157

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2047! 2048! 2049! 2050! 2051! 2052! 2053! 2054

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 7,008 7,072 7,137 7,201 7,266 7,331 7,395 7,546

дисконт. 5% млн.$ 0,780 0,750 0,720 0,692 0,665 0,639 0,614 0,597

дисконт. 7% млн.$ 0,334 0,315 0,297 0,280 0,264 0,249 0,235 0,224

дисконт. 9% млн.$ 0,145 0,134 0,124 0,115 0,107 0,099 0,091 0,085

-------------------------------------------------------------------

Прибыль (2003-2054 гг.)    млн.$  275,046

      дисконт. 5%          млн.$   69,122

      дисконт. 7%          млн.$   44,059

      дисконт. 9%          млн.$   29,291

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 !...!...! 2028

-------------------------------------------------------------------

Инвестиции  млн.$ 52,059 58,127 64,196 54,341 44,487         25,469

дисконт. 5% млн.$ 49,580 52,723 55,454 44,707 34,856          7,163

дисконт. 7% млн.$ 48,654 50,771 52,403 41,457 31,718          4,386

дисконт. 9% млн.$ 47,761 48,925 49,571 38,497 28,913          2,710

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

--------------------------------

           ! год ! 2029 ! 2030 !

--------------------------------

Инвестиции  млн.$        24,151

дисконт. 5% млн.$         6,161

дисконт. 7% млн.$         3,632

дисконт. 9% млн.$         2,163

--------------------------------

Инвестиции (2003-2054 гг.)    млн.$  322,830

      дисконт. 5%             млн.$  250,645

      дисконт. 7%             млн.$  233,020

      дисконт. 9%             млн.$  218,539

      Норма рентабельности проекта Север-Юг

      без дисконт.         85,2%

      дисконт. 5%          27,6%

      дисконт. 7%          18,9%

      дисконт. 9%          13,4%

      при 3-х проводном исполнении

                                                  Приложение 5.б.

**Расчет нормы рентабельности проекта Север-Юг**

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$               -1,180 -4,317 -6,105 2,303  2,561

дисконт. 5% млн.$               -1,019 -3,552 -4,784 1,718  1,820

дисконт. 7% млн.$               -0,963 -3,294 -4,353 1,534  1,595

дисконт. 9% млн.$               -0,911 -3,059 -3,968 1,373  1,401

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 3,076  3,441  4,558  5,643  6,341  6,411  6,480

дисконт. 5% млн.$ 2,082  2,218  2,798  3,299  3,531  3,400  3,273

дисконт. 7% млн.$ 1,790  1,871  2,317  2,681  2,816  2,660  2,513

дисконт. 9% млн.$ 1,544  1,584  1,925  2,187  2,254  2,091  1,939

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022 ! 2023

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 6,549  6,619  6,688  6,758  6,827  6,897  6,966

дисконт. 5% млн.$ 3,150  3,032  2,918  2,808  2,702  2,599  2,500

дисконт. 7% млн.$ 2,374  2,242  2,117  1,999  1,888  1,782  1,682

дисконт. 9% млн.$ 1,798  1,667  1,545  1,433  1,328  1,231  1,140

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2024 ! 2025 ! 2026 ! 2027 ! 2028 ! 2029 ! 2030

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 7,036  7,105  7,175  7,244  7,059  7,128  6,956

дисконт. 5% млн.$ 2,405  2,313  2,225  2,139  1,985  1,909  1,774

дисконт. 7% млн.$ 1,588  1,499  1,414  1,335  1,215  1,147  1,046

дисконт. 9% млн.$ 1,057  0,979  0,907  0,840  0,751  0,696  0,623

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2031! 2032! 2033! 2034! 2035! 2036! 2037! 2038

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 7,026 7,095 7,165 7,234 7,303 7,373 7,442 7,512

дисконт. 5% млн.$ 1,707 1,642 1,579 1,518 1,460 1,403 1,349 1,297

дисконт. 7% млн.$ 0,988 0,932 0,880 0,830 0,783 0,739 0,697 0,658

дисконт. 9% млн.$ 0,577 0,535 0,495 0,459 0,425 0,394 0,365 0,338

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2039! 2040! 2041! 2042! 2043! 2044! 2045! 2046

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 7,581 7,651 7,720 7,790 7,859 7,929 7,998 8,067

дисконт. 5% млн.$ 1,247 1,198 1,151 1,106 1,063 1,022 0,981 0,943

дисконт. 7% млн.$ 0,620 0,585 0,552 0,520 0,490 0,462 0,436 0,411

дисконт. 9% млн.$ 0,313 0,289 0,268 0,248 0,230 0,212 0,197 0,182

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2047! 2048! 2049! 2050! 2051! 2052! 2053! 2054

-------------------------------------------------------------------

Прибыль     млн.$ 8,137 8,206 8,276 8,345 8,415 8,484 8,554 8,716

дисконт. 5% млн.$ 0,906 0,870 0,835 0,802 0,770 0,740 0,710 0,689

дисконт. 7% млн.$ 0,387 0,365 0,344 0,324 0,306 0,288 0,271 0,258

дисконт. 9% млн.$ 0,168 0,156 0,144 0,133 0,123 0,114 0,106 0,099

-------------------------------------------------------------------

Прибыль (2003-2054 гг.)    млн.$  314,094   6,040

      дисконт. 5%          млн.$   76,235   1,466

      дисконт. 7%          млн.$   47,625   0,916

      дисконт. 9%          млн.$   30,924    0,595

-------------------------------------------------------------------

           ! год ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 !...!...! 2028

-------------------------------------------------------------------

Инвестиции  млн.$ 56,973 63,189 69,406 59,173 48,940         25,469

дисконт. 5% млн.$ 54,260 57,314 59,955 48,682 38,346          7,163

дисконт. 7% млн.$ 53,245 55,192 56,656 45,143 34,894          4,386

дисконт. 9% млн.$ 52,269 53,185 53,594 41,919 31,808          2,710

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

--------------------------------

           ! год ! 2029 ! 2030 !

--------------------------------

Инвестиции  млн.$        24,151

дисконт. 5% млн.$         6,161

дисконт. 7% млн.$         3,632

дисконт. 9% млн.$         2,163

--------------------------------

Инвестиции (2003-2054 гг.)    млн.$  347,300     6,679

      дисконт. 5%             млн.$  271,880     5,228

      дисконт. 7%             млн.$  253,147     4,868

      дисконт. 9%             млн.$  237,647      4,570

      Норма рентабельности проекта Север-Юг

      без дисконт.         90,4%

      дисконт. 5%          28,0%

      дисконт. 7%          18,8%

      дисконт. 9%          13,0%

      при 4-х проводном исполнении

                                                  Приложение 6.1.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм**

**займов по кредиту МФО**

      Сумма кредита          млн.долл.  223,26

      Ставка вознаграждения     %       4,5%

      Срок погашения           лет      15

                                                млн.$

-------------------------------------------------------------------

             ! 2003! 2004! 2005! 2006! 2007 ! 2008 ! 2009 ! 2010

-------------------------------------------------------------------

Поступление   42,73 47,39 52,05 44,38  36,71

заемных

средств

Всего         5,058 4,721 6,803 8,579 10,047 24,931 24,261 23,591

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата                                      14,884 14,884 14,884

основной

суммы

кредита

выплата       1,923 4,055 6,398 8,395 10,047 10,047 9,377  8,707

процентов за

кредит

выплата       0,903 0,666 0,405 0,184

комиссий и

обязатель-

ства (0,5%)

выплата еди-  2,233

новременной

комиссии

(1%)

-------------------------------------------------------------------

CF(поступле-  37,67 42,67 45,25 35,80 26,66  -24,93 -24,26 -23,59

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost   5,40%

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

             ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016 !  2017

-------------------------------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего         22,921 22,252 21,582 20,912 20,242 19,572 18,903

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата       14,884 14,884 14,884 14,884 14,884 14,884 14,884

основной

суммы

кредита

выплата        8,037  7,368  6,698  6,028  5,358  4,688  4,019

процентов за

кредит

выплата

комиссий и

обязатель-

ства (0,5%)

выплата еди-

новременной

комиссии

(1%)

-------------------------------------------------------------------

CF(поступле-  -22,92 -22,25 -21,58 -20,91 -20,24 -19,57 -18,90

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------

             ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022 !

-------------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего         18,233 17,563 16,893 16,224 15,554

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата       14,884 14,884 14,884 14,884 14,884

основной

суммы

кредита

выплата        3,349  2,679  2,009  1,340  0,670

процентов за

кредит

выплата

комиссий и

обязатель-

ства (0,5%)

выплата еди-

новременной

комиссии

(1%)

-------------------------------------------------

CF(поступле-  -18,23 -17,56 -16,89 -16,22 -15,55

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost

  Схема 1

                                                  Приложение 6.2.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм**

**займов по кредиту Банка Развития Казахстана**

      Сумма кредита          млн.долл.  74,42

      Ставка вознаграждения     %       10,0%

      Срок погашения, лет      лет      10

                                                млн.$

-------------------------------------------------------------------

             ! 2003! 2004! 2005! 2006! 2007 ! 2008 ! 2009 ! 2010

-------------------------------------------------------------------

Поступление   14,24 15,80 17,35 14,79 12,24

заемных

средств

Всего         1,431 3,012 4,748 6,226 7,448  8,866  10,304 11,738

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата                                      1,424   3,004  4,739

основной

суммы

кредита

выплата       1,424 3,004 4,739 6,219 7,442  7,442   7,300  6,999

процентов за

кредит

единовремен-

ная комиссия

(0,05%)       0,007 0,008 0,009 0,007 0,006

-------------------------------------------------------------------

CF(поступле-  12,81 12,79 12,60 8,57  4,79   -8,87  -10,30 -11,74

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost   11,87%

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

             ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016 !  2017

-------------------------------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего         12,744 13,345 12,601 11,857 11,113 10,369 9,624

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата        6,219  7,442  7,442  7,442  7,442  7,442 7,442

основной

суммы

кредита

выплата        6,525  5,903  5,159  4,415  3,671  2,927 2,182

процентов за

кредит

единовремен-

ная комиссия

(0,05%)

-------------------------------------------------------------------

CF(поступле-  -12,74 -13,35 -12,60  -11,86 -11,11 -10,37 -9,62

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost

      Продолжение таблицы

------------------------------------------

             ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 !

------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего         7,456  5,274  3,095  1,346

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата       6,018  4,438  2,703  1,224

основной

суммы

кредита

выплата       1,438  0,836  0,393  0,122

процентов за

кредит

выплата

комиссий и

обязатель-

ства (0,5%)

выплата еди-

новременной

комиссии

(1%)

-------------------------------------------

CF(поступле-  -7,46  -5,27  -3,10  -1,35

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost

  Схема 1

                                                  Приложение 6.3.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм**

**займов по Схеме финансирования 1**

      Сумма кредита    млн.долл.  297,68

                                                млн.$

-------------------------------------------------------------------

             ! 2003! 2004! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009 ! 2010

-------------------------------------------------------------------

Поступление   56,97 63,19 69,41  59,17  48,94

заемных

средств

Всего         6,490 7,733 11,551 14,804 17,495 33,797 34,565 35,329

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата                                        16,308 17,888 19,623

основной

суммы

выплата       3,347 7,060 11,137 14,613 17,489 17,489 16,676 15,706

процентов

выплата       0,903 0,666  0,405  0,184

комиссий и

обязатель-

ств

выплата еди-  2,240 0,008  0,009  0,007  0,006

новременной

комиссии

-------------------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат

денежных

средств по

получению и

обслуживанию  491,440

кредита

(включая

выплату ос-

новной суммы

кредита)

Выплата воз-  193,760

награждения

и комиссий

CF(поступле-  50,48 55,46  57,85 44,37  31,45  -33,80 -34,56 -35,33

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost   6,97%

       Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

             ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016 !  2017

-------------------------------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего         35,665 35,597 34,183 32,769 31,355 29,941 28,527

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата       21,103 22,326 22,326 22,326 22,326 22,326 22,326

основной

суммы

выплата       14,563 13,271 11,857 10,443  9,029  7,615  6,201

процентов

выплата

комиссий и

обязатель-

ств

выплата еди-

новременной

комиссии

-------------------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат

денежных

средств по

получению и

обслуживанию

кредита

(включая

выплату ос-

новной суммы

кредита)

Выплата воз-

награждения

и комиссий

CF(поступле-  -35,67 -35,60 -34,18 -32,77 -31,36 -29,94 -28,53

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------

             ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022 !

-------------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего         25,689 22,838 19,989 17,569 15,554

расходы по

кредиту,

в т.ч.:

выплата       20,902 19,322 17,587 16,108 14,884

основной

суммы

выплата        4,787  3,516  2,402  1,462  0,670

процентов

выплата

комиссий и

обязатель-

ств

выплата еди-

новременной

комиссии

-------------------------------------------------

Общая сумма

выплат

денежных

средств по

получению и

обслуживанию

кредита

(включая

выплату ос-

новной суммы

кредита)

Выплата воз-

награждения

и комиссий

CF(поступле-  -25,69 -22,84 -19,99 -17,57 -15,55

ние-выплата

ден. средств)

All-in-cost

  Схема 1

                                                  Приложение 7.1.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм займа**

**по экспортному кредиту европейского коммерческого банка**

      Сумма кредита           млн.долл.  68,47

      Ставка вознаграждения       %      4,5%

      Срок погашения, лет        лет     10

                                             млн.%

-------------------------------------------------------------------

                  ! 2003! 2004! 2005! 2006! 2007! 2008! 2009! 2010

-------------------------------------------------------------------

Поступление        13,10 14,53 15,96 13,61 11,26

заемных средств

Всего расходы      7,232 1,346 2,024 2,603 3,081 9,928 9,620 9,311

по кредиту,

в т.ч.:

выплата основной                                 6,847 6,847 6,847

суммы кредита

выплата процен-    0,590 1,244 1,962 2,574 3,081 3,081 2,773 2,465

тов за кредит

выплата комиссий   0,138 0,102 0,062 0,028

и обязательств

(0,25%)

выплата единов-    0,342

ременной комиссии

(0,5%)

премия за гаран-   6,162

тию Гермес (9%)

-------------------------------------------------------------------

CF (поступление -  5,87  13,19 13,94 11,01 8,18  -9,93 -9,62 -9,31

выплата ден.

средств)

All-in-cost        7,38%

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------

                  ! 2011! 2012! 2013! 2014! 2015! 2016! 2017

-------------------------------------------------------------

Поступление

заемных средств

Всего расходы      9,003 8,695 8,387 8,079 7,771 7,463 7,155

по кредиту,

в т.ч.:

выплата основной   6,847 6,847 6,847 6,847 6,847 6,847 6,847

суммы кредита

выплата процен-    2,157 1,849 1,540 1,232 0,924 0,616 0,308

тов за кредит

выплата комиссий

и обязательств

(0,25%)

выплата единов-

ременной комиссии

(0,5%)

премия за гаран-

тию Гермес (9%)

-------------------------------------------------------------------

CF (поступление-   -9,00 -8,70 -8,39 -8,08 -7,77 -7,46 -7,15

выплата ден.

средств)

All-in-cost

  Схема 2

                                                 Приложение 7.2.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм**

**займа по коммерческому кредиту европейского банка**

      Сумма кредита           млн.долл.  110,14

      Ставка вознаграждения       %      7,5%

      Срок погашения, лет        лет     2

                                            млн.%

-------------------------------------------------------------------

                  ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Поступление        21,08  23,38  25,68  21,89  18,11

заемных средств

Всего расходы      10,064 3,499  5,360  6,948  8,261  63,331 59,201

по кредиту,

в т.ч.:

выплата основной                                      55,071 55,071

суммы кредита

выплата процен-    1,581  3,334  5,260  6,903  8,261  8,261  4,130

тов за кредит

выплата комиссий   0,223  0,164  0,100  0,045

и обязательств

(0,25%)

выплата единовре-  0,551

менной комиссии

(0,5%)

премия за стра-    7,710

хование (7%)

-------------------------------------------------------------------

CF (поступление -  11,02  19,88  20,32  14,95  9,85   -63,33 -59,20

выплата ден.

средств)

Аll-in-cost        13,93%

  Схема 2

                                                   Приложение 7.3.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм**

**займов по кредитам Банка Развития Казахстана**

      Сумма кредита           млн.долл.   119,07

      Ставка вознаграждения      %        10,0%

      Срок погашения, лет       лет       10

-------------------------------------------------------------------

              ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Поступление    22,79  25,28  27,76  23,67  19,58

заемных

средств

Всего расходы  2,290  4,819  7,597  9,961  11,917 14,186 16,486

по кредиту,

в т.ч.:

выплата                                            2,279  4,806

основной

суммы кредита

выплата        2,279  4,806  7,583  9,950  11,907 11,907 11,679

процентов за

кредит

единовремен-   0,011  0,013  0,014  0,012  0,010

ная комиссия

(0,05%)

-------------------------------------------------------------------

CF (поступле-  20,50  20,46  20,17  13,71  7,66   -14,19 -16,49

ние - выплата

ден.средств)

All-in-cost    11,87%

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

              ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

-------------------------------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего расходы  18,781 20,390 21,353 20,162 18,971 17,780 16,590

по кредиту,

в т.ч.:

выплата         7,583  9,950 11,907 11,907 11,907 11,907 11,907

основной

суммы кредита

выплата        11,199 10,440  9,445  8,255  7,064  5,873  4,683

процентов за

кредит

единовремен-

ная комиссия

(0,05%)

-------------------------------------------------------------------

CF (поступле-  -18,78 -20,39 -21,35 -20,16 -18,997 -17,78 -16,59

ние - выплата

ден.средств)

All-in-cost

      Продолжение таблицы

--------------------------------------------------

              ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021

--------------------------------------------------

Поступление

заемных

средств

Всего расходы  15,399 11,929 8,439  4,953  2,153

по кредиту,

в т.ч.:

выплата        11,907  9,628 7,101  4,325  1,958

основной

суммы кредита

выплата         3,492  2,301 1,338  0,628  0,196

процентов за

кредит

единовремен-

ная комиссия

(0,05%)

--------------------------------------------------

CF (поступле-  -15,40 -11,93 -8,44  -4,95  -2,15

ние - выплата

ден.средств)

All-in-cost

  Схема 2

                                                  Приложение 7.4.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм**

**займа по Схеме финансирования 2**

      Сумма кредита      млн.долл.  297,68

                                                   млн.%

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Поступление       56,97  63,19  69,41  59,17  48,94

заемных средств

Всего расходы     19,587 9,664  14,981 19,512 23,259 87,445 85,306

по кредиту,

в т.ч.:

выплата основной                                     64,196 66,724

суммы

выплата процентов  4,450 9,385  14,805 19,427 23,249 23,249 18,583

выплата комиссий   0,361 0,266   0,162  0,073

и обязательств

единовременные     0,904 0,013   0,014  0,012  0,010

выплаты

премия за гаран-  13,872

тию Гермес (9%)

-------------------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат денежных

средств по        502,519

получению и

обслуживанию

кредита

(включая выплату

основной суммы

кредита)

Выплата

вознаграждения    204,839

комиссий и премий

CF (поступление - 37,39  53,53  54,42  39,66  25,68  -87,45 -85,31

выплата ден.

средств)

All-in-cost       11,26%

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

-------------------------------------------------------------------

Поступление

заемных средств

Всего расходы     28,093 29,393 30,048 28,549 27,050 25,551 24,053

по кредиту

в т.ч.:

выплата основной  14,429 16,796 18,754 18,754 18,754 18,754 18,754

суммы

выплата процентов 13,663 12,597 11,294  9,795  8,296  6,798  5,299

выплата комиссий

и обязательств

единовременные

выплаты

премия за гаран-

тию Гермес (9%)

-------------------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат денежных

средств по

получению и

обслуживанию

кредита

(включая выплату

основной суммы

кредита)

Выплата

вознаграждения

комиссий и премий

CF (поступление-  -28,09 -29,39 -30,05 -28,55 -27,05 -25,55 -24,05

выплата ден.

средств)

All-in-cost

      Продолжение таблицы

----------------------------------------------------

                 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021

----------------------------------------------------

Поступление

заемных средств

Всего расходы     22,554 11,929  8,439  4,953  2,153

по кредиту

в т.ч.:

выплата основной  18,754  9,628  7,101  4,325  1,958

суммы

выплата процентов  3,800  2,301  1,338  0,628  0,196

выплата комиссий

и обязательств

единовременные

выплаты

премия за гаран-

тию Гермес (9%)

-------------------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат денежных

средств по

получению и

обслуживанию

кредита

(включая выплату

основной суммы

кредита)

Выплата

вознаграждения

комиссий и премий

CF (поступление-  -22,55 -11,93  -8,44  -4,92  -2,15

выплата ден.

средств)

All-in-cost

  Схема 2

                                                 Приложение 8.1.

**Расчет выплат вознаграждения**

**и основных сумм займа по Евробондам**

      Сумма займа         млн.долл.  200,00

      Индикативный купон     %        9,25%

      Срок погашения, лет   лет          5

                                                 млн.$

-------------------------------------------------------------------

                ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008  ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Поступление      100,00 100,00

заемных средств

Всего расходы    10,600 18,500 18,500 18,500 18,500 118,500 109,250

по займу,

в т.ч.:

выплата основной                                    100,000 100,000

суммы займа

индикативный      9,250 18,500 18,500 18,500 18,500  18,500   9,250

купон (9,25%)

вознаграждение

лид-менеджеру     0,750

(0,75%)

расходы, связан-  0,600

ные с выпуском

Евробондов

-------------------------------------------------------------------

CF (поступление - 89,40 81,50  -18,50 -18,50 -18,50 -118,50 -109,25

выплата ден.

средств)

Аll-in-cost       12,01%

  Схема 3

                                                   Приложение 8.2.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм займа**

**по кредитам Банка Развития Казахстана**

      Сумма кредита           млн.долл.   97,68

      Ставка вознаграждения      %        10,0%

      Срок погашения, лет       лет        10

                                                   млн.$

-------------------------------------------------------------------

                !2003 !2004!2005! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009 ! 2010

-------------------------------------------------------------------

Поступление                      48,74  48,94

заемных средств

Всего расходы                    4,898  9,792  9,768  9,768  9,768

по кредиту,

в т.ч.:

выплата

основной суммы

кредита

выплата                          4,874  9,768  9,768  9,768  9,768

процентов за

кредит

единовременная                   0,024  0,024

комиссия (0,05%)

-------------------------------------------------------------------

CF (поступление -                43,84  39,15  -9,77  -9,77  -9,77

выплата ден.

средств)

Аll-in-cost      11,87%

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016 ! 2017

-------------------------------------------------------------------

Поступление

заемных средств

Всего расходы    14,642 19,049 18,072 17,095 16,118 15,141 14,165

по кредиту,

в т.ч.:

выплата           4,874  9,768  9,768  9,768  9,768  9,768  9,768

основной суммы

кредита

выплата           9,768  9,281  8,304  7,327  6,350  5,373  4,397

процентов за

кредит

единовременная

комиссия (0,05%)

-------------------------------------------------------------------

CF (поступление- -14,64 -19,05 -18,07 -17,10 -16,12 -15,14 -14,16

выплата ден.

средств)

Аll-in-cost

      Продолжение таблицы

---------------------------------------------

                ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021

---------------------------------------------

Поступление

заемных средств

Всего расходы    13,188 12,211 11,234  5,383

по кредиту,

в т.ч.:

выплата           9,768  9,768  9,768  4,894

основной суммы

кредита

выплата           3,420  2,443  1,466  0,489

процентов за

кредит

единовременная

комиссия (0,05%)

---------------------------------------------

CF (поступление- -13,19 -12,21 -11,23 -5,38

выплата ден.

средств)

Аll-in-cost

  Схема 3

                                                  Приложение 8.3.

**Расчет выплат вознаграждения и основных сумм**

**займа по Схеме финансирования 3**

      Сумма кредита       млн.долл.  297,68

                                                   млн.%

-------------------------------------------------------------------

                 !  2003  ! 2004 ! 2005 ! 2006 !  2007  !   2008

-------------------------------------------------------------------

Поступление       100,00   100,00         48,74  48,94

заемных средств

Всего расходы     10,600   18,500 18,500 23,398  28,292  128,268

по кредиту,

в т.ч.:

выплата                                                  100,000

основной суммы

выплата процентов  9,250   18,500 18,500 23,374  28,268   28,268

вознаграждение     0,750

лид-менеджеру

единовременные     0,600                  0,024   0,024

выплаты

-------------------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат денежных

средств по        512,643

получению и

обслуживанию

кредита

(включая выплату

основной суммы

кредита)

Выплата

вознаграждения,   214,963

комиссий и премий

CF (поступление-  89,40    81,50  -18,50  25,34  20,65    -128,27

выплата ден.

средств)

Аll-in-cost       11,97%

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

               ! 2009  ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

-------------------------------------------------------------------

Поступление

заемных средств

Всего расходы   119,018 9,768  14,642 19,049 18,072 17,095 16,118

по кредиту,

в т.ч.:

выплата         100,000         4,874  9,768  9,768  9,768  9,768

основной суммы

выплата          19,018 9,768   9,768  9,281  8,304  7,327  6,350

процентов

вознаграждение

лид-менеджеру

единовременные

выплаты

-------------------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат денежных

средств по

получению и

обслуживанию

кредита

(включая

выплату

основной суммы

кредита)

Выплата

вознаграждения,

комиссий и

премий

CF (поступление- -119,02 -9,77  -14,64 -19,05 -18,07 -17,10 -16,12

выплата ден.

средств)

Аll-in-cost

      Продолжение таблицы

----------------------------------------------------------

               ! 2016  ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 !

----------------------------------------------------------

Поступление

заемных средств

Всего расходы   15,141  14,165 13,188 12,211 11,234 5,383

по кредиту,

в т.ч.:

выплата          9,768   9,768  9,768  9,768  9,768 4,894

основной суммы

выплата          5,373   4,397  3,420  2,443  1,466 0,489

процентов

вознаграждение

лид-менеджеру

единовременные

выплаты

-----------------------------------------------------------

Общая сумма

выплат денежных

средств по

получению и

обслуживанию

кредита

(включая

выплату

основной суммы

кредита)

Выплата

вознаграждения,

комиссий и

премий

CF (поступле-   -15,14  -14,16 -13,19 -12,21 -11,23 -5,38

ние-выплата

ден. средств)

Аll-in-cost

                                                     Приложение 9

**Расходы по получению и обслуживанию займа**

**в зависимости от схем финансирования**

                    (См. бумажный вариант)

                                                     Приложение 10

**Расходы по получению и обслуживанию займа**

**в зависимости от схем финансирования**

-------------------------------------------------------------------

                                 !ед. изм.!Схема 1!Схема 2!Схема 3

-------------------------------------------------------------------

Сумма займа                        млн.$   297,68  297,68  297,68

Общая сумма выплат денежных        млн.$   491,44  502,52  512,64

средств по получению и обслужи-

ванию займа (включая выплату

основной суммы займа)

Общая сумма выплат денежных        млн.$   193,76  204,84  214,96

средств по получению и обслужи-

ванию займа (без учета выплаты

основной суммы займа)

Стоимость 1 $ заемных средств       $        0,65    0,69    0,72

All-in-cost (ставка вознагражде-    %       6,97%  11,26%  11,97%

ния с учетом расходов, связанных

с получением займа, комиссий,

премий, др. единовременных

выплат)

-------------------------------------------------------------------

                                                    Приложение 11

**Прогноз обменного курса национальной валюты и**

**индекса потребительских цен Республики Казахстан**

-------------------------------------------------------------------

         !ед.изм.! 2002! 2003 ! 2004 ! 2005! 2006! 2007! 2008! 2009

-------------------------------------------------------------------

Обменный

курс

среднего- тенге/$ 154,8 161,00 166,50 170,9 176,0 181,3 186,7 192,3

довой

курс

темп         %    105%  104%   103%   103%  103%  103%  103%  103%

роста

ИПЦ

среднего-

довой        %    6,6%  5,6%   5,9%   5,3%  4,0%  4,0%  4,0%  4,0%

темп

роста

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

         !ед.изм.! 2010! 2011 ! 2012 ! 2013! 2014! 2015! 2016! 2017

-------------------------------------------------------------------

Обменный

курс

среднего- тенге/$ 196,1 204,1  210,2  216,5 223,0 229,7 236,6 243,7

довой

курс

темп         %    103%  103%   103%   103%  103%  103%  103%  103%

роста

ИПЦ

среднего-

довой        %    4,0%  4,0%   4,0%   4,0%  4,0%  4,0%  4,0%  4,0%

темп

роста

-------------------------------------------------------------------

            Продолжение таблицы

---------------------------------------------------

         !ед.изм.! 2018! 2019 ! 2020 ! 2021! 2022

---------------------------------------------------

Обменный

курс

среднего- тенге/$ 251,0 258,5  266,3  274,2 282,5

довой

курс

темп         %    103%  103%   103%   103%  103%

роста

ИПЦ

среднего-

довой        %    4,0%  4,0%   4,0%   4,0%  4,0%

темп

роста

---------------------------------------------------

                                                    Приложение 12

**Расходы АО "KEGOC" по основной**

**деятельности без учета проекта Север-Юг**

                                                     млн.тенге

-------------------------------------------------------------------

               !  2002 !  2003 !  2004 !  2005 !  2006 !  2007

-------------------------------------------------------------------

Расходы         12532,4 13713,9 15779,0 16802,0 17227,4  17631,5

всего в т.ч.:

Налоги            769,9   923,7  1198,1  1021,6   862,3    828,0

Налог на          669,0   603,0   935,0   918,0   810,5    774,1

имущество

Налог на            5,1    10,0    10,0    10,0    10,4     10,8

трансп. ср-ва

Налоги прочие,     95,2   310,7   253,1    93,6    41,4     43,0

в т.ч.

подоход. н-г у     61,4   275,0   215,3    53,8

ист.выплаты

спец.плат. и        0,1     0,1     0,1     0,1     0,1      0,1

н-ги непрод.-й

налог на землю,    33,7    35,6    37,7    39,7    41,3     42,9

по экологии

Оплата труда     2560,6  2704,0  2863,5  3015,3  3135,9   3261,3

Фонда оплаты     2153,6  2274,2  2408,4  2536,0  2637,5   2743,0

труда

Обязательные      407,0   429,8   455,1   479,3   498,4    518,4

отчисления

Капитальный      1337,7  1300,0  1326,0  1352,5  1379,6   1407,2

ремонт

Амортизация      3612,0  4185,0  5440,2  6179,8  6407,5   6475,2

Затраты на       1589,4  1753,1  1856,5  1954,9  2033,1   2114,5

эксплуатацию

Административ-    297,9   314,6   333,1   350,8   364,8    379,4

ные расходы

Технологич.      2139,6  2328,0  2577,8  2750,5  2860,5   2974,9

расход эл/эн

Прочие            223,5   205,5   183,7   176,6   183,6    191,0

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

               !  2008 !  2009 !  2010 !  2011 !  2012 !  2013

-------------------------------------------------------------------

Расходы         17963,0 17164,3 17809,0 18374,2 17805,5  18366,3

всего в т.ч.:

Налоги            785,7   753,3   728,4   690,2   676,6    669,5

Налог на          729,7   695,1   667,8   627,2   611,1    601,3

имущество

Налог на           11,2    11,7    12,2    12,7    13,2     13,7

трансп. ср-ва

Налоги прочие,     44,8    46,5    48,4    50,3    52,4     54,5

в т.ч.

подоход н-г у

ист.выплаты

спец.плат. и        0,1     0,1     0,1     0,1     0,1      0,1

н-ги непрод.-й

налог на землю,    44,6    46,4    48,3    50,2    52,2     54,3

по экологии

Оплата труда     3391,8  3527,5  3668,6  3815,3  3967,9   4126,6

Фонда оплаты     2852,7  2966,8  3085,5  3208,9  3337,2   3470,7

труда

Обязательные      539,1   560,7   583,1   606,4   630,7    655,9

отчисления

Капитальный      1435,3  1464,0  1493,3  1523,2  1553,6   1584,7

ремонт

Амортизация      6464,0  5297,8  5372,3  5401,7  4385,8   4475,1

Затраты на       2199,0  2287,0  2378,5  2473,6  2572,6   2675,5

эксплуатацию

Административ-    394,6   410,4   426,8   443,9   461,6    480,1

ные расходы

Технологич.      3093,9  3217,7  3526,4  3802,9  3955,0   4113,2

расход эл/эн

Прочие            198,6   206,6   214,8   223,4   232,4    241,6

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

               !  2014 !  2015 !  2016 !  2017 !  2018 !  2019

-------------------------------------------------------------------

Расходы         18935,4 19551,0 20146,4 20790,1 21106,9  21775,1

всего в т.ч.:

Налоги            655,2   655,5   629,2   628,1   618,8    609,3

Налог на          584,4   581,8   552,5   548,4   535,9    523,0

имущество

Налог на           14,2    14,8    15,4    16,0    16,7     17,3

трансп. ср-ва

Налоги прочие,     56,6    58,9    61,3    63,7    66,2     68,9

в т.ч.

подоход н-г у

ист.выплаты

спец.плат. и        0,1     0,1     0,2     0,2     0,2      0,2

н-ги непрод.-й

налог на землю,    56,5    58,7    61,1    63,5    66,1     68,7

по экологии

Оплата труда     4291,7  4463,4  4641,9  4827,6  5020,7   5221,5

Фонда оплаты     3609,5  3753,9  3904,1  4060,3  4222,7   4391,6

труда

Обязательные      682,2   709,4   737,8   767,3   798,0    829,9

отчисления

Капитальный      1616,4  1648,7  1681,7  1715,3  1749,6   1784,6

ремонт

Амортизация      4561,3  4660,1  4745,4  4832,9  4580,2   4656,6

Затраты на       2782,5  2893,8  3009,5  3129,9  3255,1   3385,3

эксплуатацию

Административ-    499,3   519,3   540,0   561,6   584,1    607,5

ные расходы

Технологич.      4277,8  4448,9  4626,8  4811,9  5004,4   5204,5

расход эл/эн

Прочие            251,3   261,4   271,8   282,7   294,0    305,8

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

----------------------------------------

               !  2020 !  2021 !  2022

----------------------------------------

Расходы         22491,4 23225,7 23988,0

всего в т.ч.:

Налоги            609,9   601,2   592,4

Налог на          520,3   507,9   495,4

имущество

Налог на           18,0    18,7    19,5

трансп. ср-ва

Налоги прочие,     71,7    74,5    77,5

в т.ч.

подоход н-г у

ист.выплаты

спец.плат. и        0,2     0,2     0,2

н-ги непрод.-й

налог на землю,    71,5    74,3    77,3

по экологии

Оплата труда     5430,4  5647,6  5873,5

Фонда оплаты     4567,2  4749,9  4939,9

труда

Обязательные      863,1   897,7   933,6

отчисления

Капитальный      1820,3  1856,7  1893,9

ремонт

Амортизация      4747,5  4841,7  4938,5

Затраты на       3520,7  3661,6  3808,0

эксплуатацию

Административ-    631,8   657,0   683,3

ные расходы

Технологич.      5412,7  5629,2  5854,4

расход эл/эн

Прочие            318,0   330,7   343,9

-----------------------------------------

                                                    Приложение 13

**Прогноз результата финансово-хозяйственной деятельности**

**АО "KEGOC", расчет движения денежных средств**

**без проекта Север-Юг на 2002-2022 гг.**

                                               млрд.тенге

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2002 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи  11,08  13,11  15,62  16,96  18,44  19,48  20,52

Доход от            1,58   1,59   1,65   1,69   1,79   1,88   1,98

диспетчеризации

Доход/убыток от   -0,009 -0,167 -0,650 -0,754 -0,865 -0,836 -0,803

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по      5,335 13,072 10,694  2,019

проекту

модернизации

Инвестиции вне     2,251  1,830  1,778  2,183  4,155  4,155  4,155

проектов

Операционные      12,532 13,714 15,779 16,802 17,227 17,631 17,963

расходы

    Прибыль

Прибыль до         0,117  0,814  0,838  1,094  2,139  2,895  3,735

налогооблажения

Подоходный налог          0,244  0,252  0,328  0,642  0,869  1,121

Финансовый         0,117  0,570  0,587  0,766  1,498  2,027  2,615

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         0,117  0,570  0,587  0,766  1,498  2,027  2,615

результат

Амортизация        3,612  4,185  5,440  6,180  6,407  6,475  6,464

Курсовая разница   0,009  0,167  0,650  0,754  0,865  0,836  0,803

Итого              3,738  4,922  6,677  7,700  8,770  9,338  9,881

Отток денежных

   средств

Софинансирование   1,210  1,997  1,507  0,764

по проекту

модернизации

Инвестиции вне     2,251  1,830  1,778  2,183  2,155  2,155  2,155

проектов

Расходы на         0,239  1,004  1,898  3,155  3,180  3,306  3,386

финансирование по

проекту

модернизации

Дивиденды          0,012  0,057  0,059  0,077

Итого              3,711  4,888  5,242  6,179  5,335  5,461  5,541

Чистый денежный    0,027  0,034  1,435  1,521  3,435  3,877  4,340

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП   2,472  2,505  3,940  5,461  8,896 12,773 17,112

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи  21,72  22,89  23,73  24,59  25,46  26,33  27,15

Доход от            2,08   2,19   2,27   2,36   2,45   2,54   2,64

диспетчеризации

Доход/убыток от   -0,764 -0,721 -0,671 -0,614 -0,551 -0,480 -0,400

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по

проекту

модернизации

Инвестиции вне     4,155  4,155  4,155  4,155  4,155  4,155  4,155

проектов

Операционные      17,164 17,809 18,374 17,805 18,366 18,935 19,551

расходы

    Прибыль

Прибыль до         5,872  6,548  6,962  8,530  8,990  9,453  9,841

налогооблажения

Подоходный налог   1,761  1,965  2,088  2,559  2,697  2,836  2,952

Финансовый         4,110  4,584  4,873  5,971  6,293  6,617  6,888

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         4,110  4,584  4,873  5,971  6,293  6,617  6,888

результат

Амортизация        5,298  5,372  5,402  4,386  4,475  4,561  4,660

Курсовая разница   0,764  0,721  0,671  0,614  0,551  0,480  0,400

Итого             10,172 10,677 10,945 10,971 11,319 11,658 11,949

Отток денежных

   средств

Софинансирование

по проекту

модернизации

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Расходы на         3,462  3,545  3,630  3,720  3,809  3,905  3,999

финансирование по

проекту

модернизации

Дивиденды

Итого              5,617  5,700  5,785  5,876  5,964  6,060  6,155

Чистый денежный    4,555  4,977  5,160  5,095  5,355  5,598  5,794

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП  21,667 26,644 31,804 36,900 42,255 47,853 53,647

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

               ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021  ! 2022

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от         27,98  28,76  29,58  30,36  31,54   32,20   32,84

передачи

Доход от          2,69   2,75   2,81   2,86   2,92    2,98    3,04

диспетчеризации

Доход/убыток от -0,311 -0,240 -0,159 -0,068

неосновной

деятельности

(курсовая

разница)

   Инвестиции

Инвестиции по

проекту

модернизации

Инвестиции вне   4,155  4,155  4,155  4,155  4,155   4,155   4,155

проектов

Операционные    20,146 20,790 21,107 21,775 22,491  23,226  23,988

расходы

    Прибыль

Прибыль до      10,210 10,476 11,119 11,378 11,970  11,956  11,890

налогооблажения

Подоходный       3,063  3,143  3,336  3,413  3,591   3,587   3,567

налог

Финансовый       7,147  7,333  7,783  7,964  8,379   8,369   8,323

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый       7,147  7,333  7,783  7,964  8,379   8,369   8,323

результат

Амортизация      4,745  4,833  4,580  4,657  4,748   4,842   4,939

Курсовая         0,311  0,240  0,159  0,068

разница

Итого           12,203 12,406 12,523 12,689 13,127  13,211  13,262

Отток денежных

   средств

Софинансирова-

ние по проекту

модернизации

Инвестиции вне   2,155  2,155  2,155  2,155  2,155   2,155   2,155

проектов

Расходы на       3,192  3,319  3,454  3,599

финансирование

по проекту

модернизации

Дивиденды

Итого            5,347  5,474  5,609  5,754  2,155   2,155   2,155

Чистый денежный  6,856  6,932  6,914  6,935 10,971  11,056  11,107

поток (ЧДП)

Кумулятивный    60,503 67,435 74,349 81,285 92,256 103,312 114,419

ЧДП

-------------------------------------------------------------------

                                                Приложение 13.а.

**Прогноз результата финансово-хозяйственной деятельности**

**АО "KEGOC", расчет движения денежных средств**

**с учетом проекта Север-Юг на 2002-2022 гг.**

                                               млрд.тенге

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2002 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи                        0,32   0,32   0,32   1,94

по С-Ю

Доход от передачи  11,08  13,11  15,62  17,28  18,76  19,80  22,46

с учетом С-Ю

Доход от            1,58   1,59   1,65   1,69   1,86   1,95   2,05

диспетчеризации

Доход/убыток от   -0,009 -0,167 -0,864 -1,118 -1,536 -1,742 -1,917

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по      5,335 13,072 10,694  2,019

проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,251  1,830  1,778  2,183  2,155  2,155  2,155

проектов

Инвестиции по             8,382  9,678 10,971  9,565  8,066

проекту С-Ю

Операционные

расходы

Операционные              0,464  0,103  0,540  0,960  1,193  1,499

расходы по С-Ю

Операционные      12,532 14,178 15,882 17,341 18,188 18,824 19,462

расходы с

учетом С-Ю

    Прибыль

Прибыль до         0,117  0,350  0,521  0,510  0,890  1,182  3,126

налогооблажения

Подоходный налог          0,105  0,156  0,153  0,267  0,354  0,938

Финансовый         0,117  0,245  0,365  0,357  0,623  0,827  2,188

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         0,117  0,245  0,365  0,357  0,623  0,827  2,188

результат

Амортизация        3,612  4,185  5,440  6,500  6,964  7,268  7,463

Курсовая разница   0,009  0,167  0,864  1,118  1,536  1,742  1,917

Итого              3,738  4,597  6,669  7,975  9,123  9,837 11,569

Отток денежных

   средств

Софинансирование   1,210  1,997  1,507  0,764

по проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,251  1,830  1,778  2,183  2,155  2,155  2,155

проектов

Софинансирование

по С-Ю

Расходы на         0,239  1,004  1,898  3,155  3,180  3,306  3,386

финанс. по МНЭС

Расходы на                0,492  1,078  1,751  2,365  2,910  5,790

финансирование

по С-Ю

Дивиденды          0,012  0,024  0,036  0,036

Итого              3,711  5,348  6,298  7,889  7,700  8,371 11,332

Чистый денежный    0,027 -0,751  0,372  0,087  1,423  1,466  0,237

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП   2,472  1,720  2,092  2,178  3,601  5,067  5,304

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи   1,96   2,10   2,21   2,37   2,38   2,38   2,38

по С-Ю

Доход от передачи  23,68  24,98  25,94  26,96  27,84  28,70  29,53

с учетом С-Ю

Доход от            2,15   2,27   2,51   2,60   2,70   2,80   2,91

диспетчеризации

Доход/убыток от   -1,836 -1,745 -1,645 -1,534 -1,412 -1,278 -1,131

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по

проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Инвестиции по

проекту С-Ю

Операционные

расходы

Операционные       1,489  1,548  1,610  1,601  1,613  1,604  1,595

расходы по С-Ю

Операционные      18,654 19,357 19,984 19,406 19,980 20,540 21,147

расходы с

учетом С-Ю

    Прибыль

Прибыль до         5,347  6,147  6,820  8,621  9,145  9,689 10,163

налогооблажения

Подоходный налог   1,604  1,844  2,046  2,586  2,743  2,907  3,049

Финансовый         3,743  4,303  4,774  6,035  6,401  6,782  7,114

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         3,743  4,303  4,774  6,035  6,401  6,782  7,114

результат

Амортизация        6,297  6,372  6,401  5,385  5,474  5,561  5,660

Курсовая разница   1,836  1,745  1,645  1,534  1,412  1,278  1,131

Итого             11,876 12,420 12,820 12,954 13,288 13,621 13,905

Отток денежных

   средств

Софинансирование

по проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Софинансирование

по С-Ю

Расходы на         3,462  3,545  3,630  3,720  3,809  3,905  3,999

финанс. по МНЭС

Расходы на         6,100  6,426  6,650  6,802  6,695  6,577  6,452

финансирование

по С-Ю

Дивиденды

Итого             11,717 12,126 12,436 12,677 12,659 12,637 12,606

Чистый денежный    0,159  0,294  0,385  0,277  0,629  0,984  1,298

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП   5,463  5,757  6,142  6,419  7,048  8,032  9,330

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи   2,38   2,38   2,38   2,38   2,38   2,38   2,38

по С-Ю

Доход от передачи  30,35  31,13  31,95  32,74  33,92  34,58  35,22

с учетом С-Ю

Доход от            3,16   3,22   3,29   3,35   3,43   3,70   3,77

диспетчеризации

Доход/убыток от   -0,970 -0,822 -0,659 -0,480

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по

проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Инвестиции по

проекту С-Ю

Операционные

расходы

Операционные       1,587  1,578  1,569  1,560  1,552  1,543  1,534

расходы по С-Ю

Операционные      21,733 22,368 22,676 23,335 24,043 24,769 25,522

расходы с

учетом С-Ю

    Прибыль

Прибыль до        10,804 11,167 11,910 12,275 13,298 13,509 13,466

налогооблажения

Подоходный налог   3,241  3,350  3,573  3,683  3,989  4,053  4,040

Финансовый         7,563  7,817  8,337  8,593  9,309  9,456  9,426

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         7,563  7,817  8,337  8,593  9,309  9,456  9,426

результат

Амортизация        5,745  5,832  5,580  5,656  5,747  5,841  5,938

Курсовая разница   0,970  0,822  0,659  0,480

Итого             14,278 14,471 14,575 14,729 15,056 15,297 15,364

Отток денежных

   средств

Софинансирование

по проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Софинансирование

по С-Ю

Расходы на         3,192  3,319  3,454  3,599

финанс. по МНЭС

Расходы на         6,315  6,166  5,693  5,186  4,649  4,188  3,803

финансирование

по С-Ю

Дивиденды

Итого             11,662 11,640 11,301 10,940  6,805  6,343  5,958

Чистый денежный    2,616  2,831  3,274  3,789  8,251  8,954  9,406

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП  11,947 14,778 18,052 21,840 30,092 39,046 48,451

-------------------------------------------------------------------

      при 3-х проводном исполнении

                                                   Приложение 13.б.

**Прогноз результата финансово-хозяйственной деятельности**

**АО "KEGOC", расчет движения денежных средств**

**с учетом проекта Север-Юг на 2002-2022 гг.**

                                                  млрд.тенге

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2002 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи                        0,32   0,32   0,32   1,94

по С-Ю

Доход от передачи  11,08  13,11  15,62  17,28  18,76  19,80  22,46

с учетом С-Ю

Доход от            1,58   1,59   1,65   1,69   1,86   1,95   2,05

диспетчеризации

Доход/убыток от   -0,009 -0,167 -0,885 -1,151 -1,594 -1,821 -2,017

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по      5,335 13,072 10,694  2,019

проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,251  1,830  1,778  2,183  2,155  2,155  2,155

проектов

Инвестиции по             9,173 10,521 11,861 10,416  8,873

проекту С-Ю

Операционные

расходы

Операционные              0,506  0,112  0,581  1,031  1,278  1,616

расходы по С-Ю

Операционные      12,532 14,220 15,891 17,383 18,259 18,909 19,579

расходы с

учетом С-Ю

    Прибыль

Прибыль до         0,117  0,308  0,491  0,436  0,761  1,017  2,910

налогооблажения

Подоходный налог          0,092  0,147  0,131  0,228  0,305  0,873

Финансовый         0,117  0,216  0,344  0,306  0,533  0,712  2,037

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         0,117  0,216  0,344  0,306  0,533  0,712  2,037

результат

Амортизация        3,612  4,185  5,440  6,523  7,003  7,323  7,539

Курсовая разница   0,009  0,167  0,885  1,151  1,594  1,821  2,017

Итого              3,738  4,568  6,669  7,979  9,130  9,856 11,593

Отток денежных

   средств

Софинансирование   1,210  1,997  1,507  0,764

по проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,251  1,830  1,778  2,183  2,155  2,155  2,155

проектов

Софинансирование

по С-Ю

Расходы на         0,239  1,004  1,898  3,155  3,180  3,306  3,386

финансирование

по МНЭС

Расходы на                0,539  1,175  1,903  2,572  3,171  6,310

финансирование

по С-Ю

Дивиденды          0,012  0,022  0,034  0,031

Итого              3,711  5,392  6,393  8,036  7,907  8,632 11,851

Чистый денежный    0,027 -0,824  0,276 -0,057  1,222  1,225 -0,258

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП   2,472  1,648  1,924  1,867  3,089  4,314  4,055

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи   1,96   2,10   2,21   2,37   2,54   2,64   2,64

по С-Ю

Доход от передачи  23,68  24,98  25,94  26,96  28,00  28,97  29,79

с учетом С-Ю

Доход от            2,15   2,27   2,51   2,60   2,70   2,80   2,91

диспетчеризации

Доход/убыток от   -1,932 -1,837 -1,732 -1,617 -1,489 -1,350 -1,197

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по

проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Инвестиции по

проекту С-Ю

Операционные

расходы

Операционные       1,605  1,665  1,729  1,719  1,733  1,724  1,714

расходы по С-Ю

Операционные      18,769 19,474 20,103 19,525 20,100 20,659 21,265

расходы с

учетом С-Ю

    Прибыль

Прибыль до         5,136  5,939  6,614  8,420  9,116  9,762 10,243

налогооблажения

Подоходный налог   1,541  1,782  1,984  2,526  2,735  2,929  3,073

Финансовый         3,595  4,157  4,630  5,894  6,381  6,834  7,170

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         3,595  4,157  4,630  5,894  6,381  6,834  7,170

результат

Амортизация        6,373  6,447  6,477  5,461  5,550  5,636  5,735

Курсовая разница   1,932  1,837  1,732  1,617  1,489  1,350  1,197

Итого             11,900 12,442 12,839 12,972 13,421 13,820 14,102

Отток денежных

   средств

Софинансирование

по проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Софинансирование

по С-Ю

Расходы на         3,462  3,545  3,630  3,720  3,809  3,905  3,999

финансирование

по МНЭС

Расходы на         6,647  6,999  7,244  7,411  7,295  7,167  7,030

финансирование

по С-Ю

Дивиденды

Итого             12,264 12,699 13,029 13,287 13,259 13,227 13,184

Чистый денежный   -0,365 -0,257 -0,190 -0,315  0,162  0,593  0,918

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП   3,691  3,434  3,244  2,928  3,090  3,684  4,601

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                 ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

-------------------------------------------------------------------

     Доходы

Доход от передачи   2,64   2,64   2,64   2,64   2,64   2,64   2,64

по С-Ю

Доход от передачи  30,62  31,40  32,22  33,00  34,18  34,84  35,48

с учетом С-Ю

Доход от            3,16   3,22   3,29   3,35   3,43   3,70   3,77

диспетчеризации

Доход/убыток от   -1,029 -0,874 -0,703 -0,517

неосновной

деятельности

(курсовая разница)

   Инвестиции

Инвестиции по

проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Инвестиции по

проекту С-Ю

Операционные

расходы

Операционные       1,704  1,695  1,685  1,676  1,666  1,657  1,648

расходы по С-Ю

Операционные      21,851 22,485 22,792 23,451 24,158 24,883 25,636

расходы с

учетом С-Ю

    Прибыль

Прибыль до        10,892 11,262 12,013 12,387 13,447 13,658 13,616

налогооблажения

Подоходный налог   3,267  3,379  3,604  3,716  4,034  4,098  4,085

Финансовый         7,624  7,883  8,409  8,671  9,413  9,561  9,531

результат

Приток денежных

   средств

Финансовый         7,624  7,883  8,409  8,671  9,413  9,561  9,531

результат

Амортизация        5,821  5,908  5,655  5,732  5,823  5,917  6,014

Курсовая разница   1,029  0,874  0,703  0,517

Итого             14,474 14,665 14,768 14,919 15,236 15,478 15,545

Отток денежных

   средств

Софинансирование

по проекту МНЭС

Инвестиции вне     2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155  2,155

проектов

Софинансирование

по С-Ю

Расходы на         3,192  3,319  3,454  3,599

финансирование

по МНЭС

Расходы на         6,880  6,718  6,201  5,650  5,069  4,566  4,144

финансирование

по С-Ю

Дивиденды

Итого             12,228 12,192 11,810 11,404  7,224  6,721  6,299

Чистый денежный    2,246  2,473  2,958  3,515  8,012  8,756  9,246

поток (ЧДП)

Кумулятивный ЧДП   6,847  9,320 12,278 15,793 23,805 32,561 41,808

-------------------------------------------------------------------

      при 4-х проводном исполнении

                                                 Приложение 14.а.

**Основные финансово-экономические показатели**

**АО "KEGOC"**

-------------------------------------------------------------------

 Показатель! ед.  ! 2002 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008

           ! изм. !      !      !      !      !      !      !

-------------------------------------------------------------------

   Тарифы

Тарифы на

передачу

эл/энергии

без проекта тенге/  0,460  0,535  0,610  0,640  0,640  0,640  0,640

С-Ю         кВтч

с учетом    тенге/  0,460  0,535  0,610  0,640  0,640  0,640  0,640

проекта С-Ю кВтч

Тариф на    тенге/  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029

диспетчери- кВтч

зацию

Доход от

основной

деятель-

ности

без проекта млрд.  12,659 14,695 17,267 18,650 20,232 21,363 22,501

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  12,659 14,695 17,267 18,970 20,614 21,748 24,505

проекта С-Ю тенге

Операцион-

ные расходы

без проекта млрд.  12,532 13,714 15,779 16,802 17,227 17,631 17,963

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  12,532 14,178 15,882 17,341 18,188 18,824 19,462

проекта С-Ю тенге

Финансовый

результат

без проекта млрд.   0,117  0,570  0,587  0,766  1,498  2,027  2,615

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.   0,117  0,245  0,365  0,357  0,623  0,827  2,188

проекта С-Ю тенге

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Показатель! ед.  ! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

           ! изм. !      !      !      !      !      !      !

-------------------------------------------------------------------

   Тарифы

Тарифы на

передачу

эл/энергии

без проекта тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

С-Ю         кВтч

с учетом    тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

проекта С-Ю кВтч

Тариф на    тенге/  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029

диспетчери- кВтч

зацию

Доход от

основной

деятель-

ности

без проекта млрд.  23,800 25,078 26,006 26,950 27,908 28,868 29,792

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  25,837 27,250 28,450 29,562 30,537 31,507 32,440

проекта С-Ю тенге

Операцион-

ные расходы

без проекта млрд.  17,164 17,809 18,374 17,805 18,366 18,935 19,551

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  18,654 19,357 19,984 19,406 19,980 20,540 21,147

проекта С-Ю тенге

Финансовый

результат

без проекта млрд.   4,110  4,584  4,873  5,971  6,293  6,617  6,888

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.   3,743  4,303  4,774  6,035  6,401  6,782  7,114

проекта С-Ю тенге

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Показатель! ед.  ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

           ! изм. !      !      !      !      !      !      !

-------------------------------------------------------------------

   Тарифы

Тарифы на

передачу

эл/энергии

без проекта тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

С-Ю         кВтч

с учетом    тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

проекта С-Ю кВтч

Тариф на    тенге/  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029

диспетчери- кВтч

зацию

Доход от

основной

деятель-

ности

без проекта млрд.  30,667 31,506 32,385 33,221 34,461 35,182 35,878

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  33,507 34,356 35,245 36,090 37,341 38,277 38,988

проекта С-Ю тенге

Операцион-

ные расходы

без проекта млрд.  20,146 20,790 21,107 21,775 22,491 23,226 23,988

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  21,733 22,368 22,676 23,335 24,043 24,769 25,522

проекта С-Ю тенге

Финансовый

результат

без проекта млрд.   7,147  7,333  7,783  7,964  8,379  8,369  8,323

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.   7,563  7,817  8,337  8,593  9,309  9,456  9,426

проекта С-Ю тенге

-------------------------------------------------------------------

      при 3-х проводном исполнении

                                                 Приложение 14.б.

**Основные финансово-экономические показатели**

**АО "KEGOC"**

-------------------------------------------------------------------

 Показатель! ед.  ! 2002 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008

           ! изм. !      !      !      !      !      !      !

-------------------------------------------------------------------

   Тарифы

Тарифы на

передачу

эл/энергии

без проекта тенге/  0,460  0,535  0,610  0,640  0,640  0,640  0,640

С-Ю         кВтч

с учетом    тенге/  0,460  0,535  0,610  0,640  0,640  0,640  0,640

проекта С-Ю кВтч

Тариф на    тенге/  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029

диспетчери- кВтч

зацию

Доход от

основной

деятель-

ности

без проекта млрд.  12,659 14,659 17,267 18,650 20,232 21,363 22,501

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  12,659 14,659 17,267 18,970 20,614 21,748 24,505

проекта С-Ю тенге

Операцион-

ные расходы

без проекта млрд.  12,532 13,714 15,779 16,802 17,227 17,631 17,963

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  12,532 14,220 15,891 17,383 18,259 18,909 19,579

проекта С-Ю тенге

Финансовый

результат

без проекта млрд.   0,117  0,570  0,587  0,766  1,498  2,027  2,615

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.   0,117  0,216  0,344  0,306  0,533  0,712  2,037

проекта С-Ю тенге

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Показатель! ед.  ! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

           ! изм. !      !      !      !      !      !      !

-------------------------------------------------------------------

   Тарифы

Тарифы на

передачу

эл/энергии

без проекта тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

С-Ю         кВтч

с учетом    тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

проекта С-Ю кВтч

Тариф на    тенге/  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029

диспетчери- кВтч

зацию

Доход от

основной

деятель-

ности

без проекта млрд.  23,800 25,078 26,006 26,950 27,908 28,868 29,792

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  25,837 27,250 28,450 29,562 30,705 31,771 32,704

проекта С-Ю тенге

Операцион-

ные расходы

без проекта млрд.  17,164 17,809 18,374 17,805 18,366 18,935 19,551

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  18,769 19,474 20,103 19,525 20,100 20,659 21,265

проекта С-Ю тенге

Финансовый

результат

без проекта млрд.   4,110  4,584  4,873  5,971  6,293  6,617  6,888

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.   3,595  4,157  4,630  5,894  6,381  6,834  7,170

проекта С-Ю тенге

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Показатель! ед.  ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

           ! изм. !      !      !      !      !      !      !

-------------------------------------------------------------------

   Тарифы

Тарифы на

передачу

эл/энергии

без проекта тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

С-Ю         кВтч

с учетом    тенге/  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640  0,640

проекта С-Ю кВтч

Тариф на    тенге/  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029  0,029

диспетчери- кВтч

зацию

Доход от

основной

деятель-

ности

без проекта млрд.  30,667 31,506 32,385 33,221 34,461 35,182 35,878

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  33,771 34,620 35,509 36,354 37,605 38,541 39,252

проекта С-Ю тенге

Операцион-

ные расходы

без проекта млрд.  20,146 20,790 21,107 21,775 22,491 23,226 23,988

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.  21,851 22,485 22,792 23,451 24,158 24,883 25,636

проекта С-Ю тенге

Финансовый

результат

без проекта млрд.   7,147  7,333  7,783  7,964  8,379  8,369  8,323

С-Ю         тенге

с учетом    млрд.   7,624  7,883  8,409  8,671  9,413  9,561  9,531

проекта С-Ю тенге

-------------------------------------------------------------------

      при 4-х проводном исполнении

                                                    Приложение 15

**Финансовый результат**

                    (См. бумажный вариант)

                                                   Приложение 16.а.

**Чистая приведенная стоимость (NPV)**

**денежных потоков АО "KEGOC"**

-------------------------------------------------------------------

 Денежный поток  ! 2002 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008

-------------------------------------------------------------------

Чистый денежный

поток (ЧДП)

без проекта С-Ю   0,027  0,034  1,435  1,521  3,435  3,877   4,340

с учетом проекта  0,027 -0,751  0,372  0,087  1,423  1,466   0,237

С-Ю

кумулятивный ЧДП\*

без проекта С-Ю   2,472  2,505  3,940  5,461  8,896 12,773  17,112

с учетом проекта  2,472  1,720  2,092  2,178  3,601  5,067   5,304

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=5%)

без проекта С-Ю   0,027  0,032  1,301  1,314  2,826  3,038   3,238

с учетом проекта  0,027 -0,715  0,337  0,075  1,170  1,149   0,177

С-Ю

NPV\* (при i=5%)

без проекта С-Ю   2,472  2,504  3,805  5,119  7,945 10,982  14,221

с учетом проекта  2,472  1,756  2,093  2,168  3,338  4,487   4,664

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=7%)

без проекта С-Ю   0,027  0,032  1,253  1,241  2,620  2,764   2,892

с учетом проекта  0,027 -0,702  0,325  0,071  1,085  1,045   0,158

С-Ю

NPV\* (при i=7%)

без проекта С-Ю   2,472  2,503  3,756  4,998  7,618 10,382  13,274

с учетом проекта  2,472  1,770  2,094  2,165  3,250  4,295   4,453

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=9%)

без проекта С-Ю   0,027  0,031  1,208  1,174  2,433  2,520   2,588

с учетом проекта  0,027 -0,689  0,313  0,067  1,008  0,953   0,141

С-Ю

NPV\* (при i=9%)

без проекта С-Ю   2,472  2,503  3,710  4,884  7,318  9,837  12,425

с учетом проекта  2,472  1,782  2,095  2,162  3,170  4,123   4,264

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Денежный поток  ! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

-------------------------------------------------------------------

Чистый денежный

поток (ЧДП)

без проекта С-Ю    4,555  4,977  5,160  5,095  5,355  5,598  5,794

с учетом проекта   0,159  0,294  0,385  0,277  0,629  0,984  1,298

С-Ю

кумулятивный ЧДП\*

без проекта С-Ю   21,667 26,644 31,804 36,900 42,255 47,853 53,647

с учетом проекта   5,463  5,757  6,142  6,419  7,048  8,032  9,330

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=5%)

без проекта С-Ю    3,237  3,368  3,326  3,128  3,131  3,117  3,073

с учетом проекта   0,113  0,199  0,248  0,170  0,368  0,548  0,689

С-Ю

NPV\* (при i=5%)

без проекта С-Ю   17,458 20,826 24,153 27,281 30,412 33,529 36,602

с учетом проекта   4,777  4,976  5,224  5,394  5,762  6,310  6,998

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=7%)

без проекта С-Ю    2,837  2,896  2,807  2,590  2,544  2,486  2,404

с учетом проекта   0,099  0,171  0,209  0,141  0,299  0,437  0,539

С-Ю

NPV\* (при i=7%)

без проекта С-Ю   16,111 19,007 21,814 24,404 26,948 29,434 31,838

с учетом проекта   4,552  4,723  4,933  5,073  5,372  5,809  6,348

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=9%)

без проекта С-Ю    2,492  2,498  2,376  2,152  2,075  1,990  1,890

с учетом проекта   0,087  0,148  0,177  0,117  0,244  0,350  0,424

С-Ю

NPV\* (при i=9%)

без проекта С-Ю   14,917 17,414 19,790 21,943 24,018 26,008 27,898

с учетом проекта   4,351  4,498  4,676  4,792  5,036  5,386  5,810

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Денежный поток ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021  ! 2022

-------------------------------------------------------------------

Чистый денежный

поток (ЧДП)

без проекта С-Ю   6,856  6,932  6,914  6,935 10,971  11,056  11,107

с учетом проекта  2,616  2,831  3,274  3,789  8,251   8,954   9,406

С-Ю

кумулятивный

ЧДП\*

без проекта С-Ю  60,503 67,435 74,349 81,285 92,256 103,312 114,419

с учетом проекта 11,947 14,776 18,052 21,840 30,092  39,046  48,451

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=5%)

без проекта С-Ю   3,463  3,335  3,167  3,026  4,559   4,375   4,186

с учетом проекта  1,321  1,362  1,500  1,653  3,429   3,543   3,545

С-Ю

NPV\* (при i=5%)

без проекта С-Ю  40,065 43,399 46,566 49,592 54,151  58,526  62,712

с учетом проекта  8,320  9,681 11,181 12,834 16,263  19,806  23,351

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=7%)

без проекта С-Ю   2,659  2,513  2,342  2,196  3,246   3,057   2,870

с учетом проекта  1,015  1,026  1,109  1,199  2,441   2,476   2,431

С-Ю

NPV\* (при i=7%)

без проекта С-Ю  34,497 37,010 39,352 41,547 44,793  47,850  50,721

с учетом проекта  7,363  8,389  9,498 10,697 13,138  15,614  18,045

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=9%)

без проекта С-Ю   2,052  1,903  1,741  1,603  2,326   2,150   1,982

с учетом проекта  0,783  0,777  0,825  0,875  1,749   1,741   1,678

С-Ю

NPV\* (при i=9%)

без проекта С-Ю  29,950 31,853 33,595 35,197 37,523  39,673  41,655

с учетом проекта  6,593  7,370  8,195  9,070 10,918  12,561  14,239

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      \*с учетом остатка денежных средств (2,445 млрд.тенге) на начало 2002 года

      при 3-х проводном исполнении

                                                   Приложение 16.б.

**Чистая приведенная стоимость (NPV)**

**денежных потоков АО "KEGOC"**

                                               млрд. тенге

-------------------------------------------------------------------

 Денежный поток  ! 2002 ! 2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008

-------------------------------------------------------------------

Чистый денежный

поток (ЧДП)

без проекта С-Ю   0,027  0,034  1,435  1,521  3,435  3,877   4,340

с учетом проекта  0,027 -0,824  0,276 -0,057  1,222  1,225  -0,258

С-Ю

кумулятивный ЧДП\*

без проекта С-Ю   2,472  2,505  3,940  5,461  8,896 12,773  17,112

с учетом проекта  2,472  1,648  1,924  1,867  3,089  4,314   4,055

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=5%)

без проекта С-Ю   0,027  0,032  1,301  1,314  2,826  3,038   3,238

с учетом проекта  0,027 -0,785  0,250 -0,049  1,006  0,960  -0,193

С-Ю

NPV\* (при i=5%)

без проекта С-Ю   2,472  2,504  3,805  5,119  7,945 10,982  14,221

с учетом проекта  2,472  1,687  1,937  1,888  2,894  3,853   3,661

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=7%)

без проекта С-Ю   0,027  0,032  1,253  1,241  2,620  2,764   2,892

с учетом проекта  0,027 -0,770  0,241 -0,046  0,933  0,873  -0,172

С-Ю

NPV\* (при i=7%)

без проекта С-Ю   2,472  2,503  3,756  4,998  7,618 10,382  13,274

с учетом проекта  2,472  1,702  1,943  1,896  2,829  3,702   3,530

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=9%)

без проекта С-Ю   0,027  0,031  1,208  1,174  2,433  2,520   2,588

с учетом проекта  0,027 -0,756  0,232 -0,044  0,866  0,796  -0,154

С-Ю

NPV\* (при i=9%)

без проекта С-Ю   2,472  2,503  3,710  4,884  7,318  9,837  12,425

с учетом проекта  2,472  1,716  1,948  1,904  2,770  3,566   3,412

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Денежный поток  ! 2009 ! 2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015

-------------------------------------------------------------------

Чистый денежный

поток (ЧДП)

без проекта С-Ю    4,555  4,977  5,160  5,095  5,355  5,598  5,794

с учетом проекта  -0,365 -0,257 -0,190 -0,315  0,162  0,593  0,918

С-Ю

кумулятивный ЧДП\*

без проекта С-Ю   21,667 26,644 31,804 36,900 42,255 47,853 53,647

с учетом проекта   3,691  3,434  3,244  2,928  3,090  3,684  4,601

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=5%)

без проекта С-Ю    3,237  3,368  3,326  3,128  3,131  3,117  3,073

с учетом проекта  -0,259 -0,174 -0,122 -0,194  0,095  0,330  0,487

С-Ю

NPV\* (при i=5%)

без проекта С-Ю   17,458 20,826 24,153 27,281 30,412 33,529 36,602

с учетом проекта   3,401  3,227  3,105  2,911  3,006  3,336  3,823

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=7%)

без проекта С-Ю    2,837  2,896  2,807  2,590  2,544  2,486  2,404

с учетом проекта  -0,227 -0,150 -0,103 -0,160  0,077  0,263  0,381

С-Ю

NPV\* (при i=7%)

без проекта С-Ю   16,111 19,007 21,814 24,404 26,948 29,434 31,838

с учетом проекта   3,303  3,153  3,050  2,889  2,966  3,230  3,611

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=9%)

без проекта С-Ю    2,492  2,498  2,376  2,152  2,075  1,990  1,890

с учетом проекта  -0,199 -0,129 -0,087 -0,133  0,063  0,211  0,299

С-Ю

NPV\* (при i=9%)

без проекта С-Ю   14,917 17,414 19,790 21,943 24,018 26,008 27,898

с учетом проекта   3,213  3,083  2,996  2,863  2,926  3,136  3,436

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

 Денежный поток ! 2016 ! 2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021  ! 2022

-------------------------------------------------------------------

Чистый денежный

поток (ЧДП)

без проекта С-Ю   6,856  6,932  6,914  6,935 10,971  11,056  11,107

с учетом проекта  2,246  2,473  2,958  3,515  8,012   8,756   9,246

С-Ю

кумулятивный

ЧДП\*

без проекта С-Ю  60,503 67,435 74,349 81,285 92,256 103,312 114,419

с учетом проекта  6,847  9,320 12,278 15,793 23,805  32,561  41,808

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=5%)

без проекта С-Ю   3,463  3,335  3,167  3,026  4,559   4,375   4,186

с учетом проекта  1,134  1,189  1,355  1,534  3,329   3,465   3,485

С-Ю

NPV\* (при i=5%)

без проекта С-Ю  40,065 43,399 46,566 49,592 54,151  58,526  62,712

с учетом проекта  4,957  6,147  7,502  9,036 12,365  15,830  19,315

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=7%)

без проекта С-Ю   2,659  2,513  2,342  2,196  3,246   3,057   2,870

с учетом проекта  0,871  0,896  1,002  1,113  2,370   2,421   2,389

С-Ю

NPV\* (при i=7%)

без проекта С-Ю  34,497 37,010 39,352 41,547 44,793  47,850  50,721

с учетом проекта  4,482  5,378  6,380  7,493  9,863  12,284  14,674

С-Ю

Дисконтированный

ЧДП (при i=9%)

без проекта С-Ю   2,052  1,903  1,741  1,603  2,326   2,150   1,982

с учетом проекта  0,672  0,679  0,745  0,812  1,698   1,703   1,650

С-Ю

NPV\* (при i=9%)

без проекта С-Ю  29,950 31,853 33,595 35,197 37,523  39,673  41,655

с учетом проекта  4,108  4,787  5,532  6,344  8,042   9,745  11,395

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      \*с учетом остатка денежных средств (2,445 млрд.тенге) на начало 2002 года

      при 4-х проводном исполнении

                                                 Приложение 17.1.

**Чистая приведенная стоимость (NPV) денежных**

**потоков при ставке дисконтирования 5%**

                     (См. бумажный вариант)

                                                 Приложение 17.2.

**Чистая приведенная стоимость (NPV) денежных**

**потоков при ставке дисконтирования 7%**

                     (См. бумажный вариант)

                                                 Приложение 17.3.

**Чистая приведенная стоимость (NPV) денежных**

**потоков при ставке дисконтирования 9%**

                     (См. бумажный вариант)

                                                 Приложение 18.а.

**Расчет коэффициента обслуживания долга**

**на 2003-2022 гг.**

                                            млрд.тенге

-------------------------------------------------------------------

                !  2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Прибыль до

налогооблажения

без проекта С-Ю    0,814  0,838  1,094  2,139  2,895  3,735  5,872

с учетом проекта   0,350  0,521  0,510  0,890  1,182  3,126  5,347

С-Ю

Финансовые

расходы

без проекта С-Ю    0,681  1,494  3,106  3,180  3,306  3,386  3,462

с учетом проекта   1,428  2,214  4,175  4,568  4,978  7,658  7,744

С-Ю

Амортизационные

отчисления

без проекта С-Ю    4,185  5,440  6,180  6,407  6,475  6,464  5,298

с учетом проекта   4,185  5,440  6,500  6,964  7,268  7,463  6,297

С-Ю

Изменение обо-

ротного капитала

без проекта С-Ю    0,034  1,435  1,521  3,435  3,877  4,340  4,555

с учетом проекта  -0,751  0,372  0,087  1,423  1,466  0,237  0,159

С-Ю

Сумма обслужива-

ния долга

без проекта С-Ю    0,681  1,493  3,107  3,179  3,305  3,385  3,461

с учетом проекта   1,427  2,214  4,176  4,567  4,977  7,657  7,743

С-Ю

Расходы по

процентам и

комиссионным за

год

без проекта С-Ю    0,681  1,181  1,393  1,353  1,355  1,304  1,236

с учетом проекта   1,428  1,902  2,462  2,741  3,027  3,025  2,891

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,5) МБРР

без проекта С-Ю     1,42   1,94   2,60   2,93   3,17   3,40   3,66

с учетом проекта    0,73   1,00   1,37   1,52   1,64   2,24   2,37

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,3) ЕБРР

без проекта С-Ю     8,39   7,79   8,54  11,21  12,21  13,75  15,52

с учетом проекта    3,65   4,49   4,58   5,05   4,92   6,11   6,76

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                !  2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

-------------------------------------------------------------------

Прибыль до

налогооблажения

без проекта С-Ю    6,548  6,962  8,530  8,990  9,453  9,841 10,210

с учетом проекта   6,147  6,820  8,621  9,145  9,689 10,163 10,804

С-Ю

Финансовые

расходы

без проекта С-Ю    3,545  3,630  3,720  3,809  3,905  3,999  3,192

с учетом проекта   7,834  7,903  7,972  8,036  8,102  8,165  7,320

С-Ю

Амортизационные

отчисления

без проекта С-Ю    5,372  5,402  4,386  4,475  4,561  4,660  4,745

с учетом проекта   6,372  6,401  5,385  5,474  5,561  5,660  5,745

С-Ю

Изменение обо-

ротного капитала

без проекта С-Ю    4,977  5,160  5,095  5,355  5,598  5,794  6,856

с учетом проекта   0,294  0,385  0,277  0,629  0,984  1,298  2,616

С-Ю

Сумма обслужива-

ния долга

без проекта С-Ю    3,545  3,629  3,720  3,807  3,903  3,999  3,191

с учетом проекта   7,834  7,902  7,972  8,034  8,101  8,164  7,319

С-Ю

Расходы по

процентам и

комиссионным за

год

без проекта С-Ю    1,164  1,082  0,992  0,885  0,768  0,638  0,505

с учетом проекта   2,747  2,580  2,400  2,197  1,978  1,741  1,493

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,5) МБРР

без проекта С-Ю     3,87   4,00   4,16   4,32   4,48   4,63   4,54

с учетом проекта    2,49   2,59   2,69   2,77   2,86   2,94   2,92

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,3) ЕБРР

без проекта С-Ю    17,56  19,55  21,91  25,58  30,61  38,08  49,55

с учетом проекта    7,52   8,34   9,27  10,60  12,30  14,53  17,73

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

------------------------------------------------------------

                !  2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

------------------------------------------------------------

Прибыль до

налогооблажения

без проекта С-Ю   10,476 11,119 11,378 11,970 11,956 11,890

с учетом проекта  11,167 11,910 12,275 13,298 13,509 13,466

С-Ю

Финансовые

расходы

без проекта С-Ю    3,319  3,454  3,599

с учетом проекта   7,405  7,493  7,587  3,932  3,870  3,803

С-Ю

Амортизационные

отчисления

без проекта С-Ю    4,833  4,580  4,657  4,748  4,842  4,939

с учетом проекта   5,832  5,580  5,656  5,747  5,841  5,938

С-Ю

Изменение обо-

ротного капитала

без проекта С-Ю    6,932  6,914  6,935 10,971 11,056 11,107

с учетом проекта   2,831  3,274  3,789  8,251  8,954  9,406

С-Ю

Сумма обслужива-

ния долга

без проекта С-Ю    3,318  3,453  3,597

с учетом проекта   7,404  7,493  7,585  3,932  3,870  3,803

С-Ю

Расходы по

процентам и

комиссионным за

год

без проекта С-Ю    0,393  0,264  0,119

с учетом проекта   1,261  1,006  0,728  0,468  0,320  0,164

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,5) МБРР

без проекта С-Ю     4,66   4,79   4,91   4,18   4,20   4,21

с учетом проекта    2,99   3,06   3,13   2,81   2,84   2,84

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,3) МБРР

без проекта С-Ю    65,12  98,82

с учетом проекта   21,60  28,10  40,27  66,77 100,69

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      при 3-х проводном исполнении

                                                 Приложение 18.б.

**Расчет коэффициента обслуживания долга**

**на 2003-2022 гг.**

                                            млрд.тенге

-------------------------------------------------------------------

                !  2003 ! 2004 ! 2005 ! 2006 ! 2007 ! 2008 ! 2009

-------------------------------------------------------------------

Прибыль до

налогооблажения

без проекта С-Ю    0,814  0,838  1,094  2,139  2,895  3,735  5,872

с учетом проекта   0,308  0,491  0,436  0,761  1,017  2,910  5,136

С-Ю

Финансовые

расходы

без проекта С-Ю    0,681  1,494  3,106  3,180  3,306  3,386  3,462

с учетом проекта   1,496  2,280  4,269  4,690  5,127  8,041  8,128

С-Ю

Амортизационные

отчисления

без проекта С-Ю    4,185  5,440  6,180  6,407  6,475  6,464  5,298

с учетом проекта   4,185  5,440  6,523  7,003  7,323  7,539  6,373

С-Ю

Изменение обо-

ротного капитала

без проекта С-Ю    0,034  1,435  1,521  3,435  3,877  4,340  4,555

с учетом проекта  -0,824  0,276 -0,057  1,222  1,225 -0,258 -0,365

С-Ю

Сумма обслужива-

ния долга

без проекта С-Ю    0,681  1,493  3,107  3,179  3,305  3,385  3,461

с учетом проекта   1,495  2,279  4,270  4,689  5,126  8,040  8,126

С-Ю

Расходы по

процентам и

комиссионным за

год

без проекта С-Ю    0,681  1,181  1,393  1,353  1,355  1,304  1,236

с учетом проекта   1,496  1,967  2,555  2,863  3,177  3,179  3,040

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,5) МБРР

без проекта С-Ю     1,42   1,94   2,60   2,93   3,17   3,40   3,66

с учетом проекта    0,70   0,96   1,32   1,46   1,58   2,17   2,30

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,3) ЕБРР

без проекта С-Ю     8,39   7,79   8,54  11,21  12,21  13,75  15,52

с учетом проекта    3,45   4,31   4,37   4,78   4,62   5,73   6,34

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

-------------------------------------------------------------------

                !  2010 ! 2011 ! 2012 ! 2013 ! 2014 ! 2015 ! 2016

-------------------------------------------------------------------

Прибыль до

налогооблажения

без проекта С-Ю    6,548  6,962  8,530  8,990  9,453  9,841 10,210

с учетом проекта   5,939  6,614  8,420  9,116  9,762 10,243 10,892

С-Ю

Финансовые

расходы

без проекта С-Ю    3,545  3,630  3,720  3,809  3,905  3,999  3,192

с учетом проекта   8,218  8,285  8,353  8,414  8,478  8,538  7,690

С-Ю

Амортизационные

отчисления

без проекта С-Ю    5,372  5,402  4,386  4,475  4,561  4,660  4,745

с учетом проекта   6,447  6,477  5,461  5,550  5,636  5,735  5,821

С-Ю

Изменение обо-

ротного капитала

без проекта С-Ю    4,977  5,160  5,095  5,355  5,598  5,794  6,856

с учетом проекта  -0,257 -0,190 -0,315  0,162  0,593  0,918  2,246

С-Ю

Сумма обслужива-

ния долга

без проекта С-Ю    3,545  3,629  3,720  3,807  3,903  3,999  3,191

с учетом проекта   8,218  8,284  8,353  8,413  8,476  8,537  7,689

С-Ю

Расходы по

процентам и

комиссионным за

год

без проекта С-Ю    1,164  1,082  0,992  0,885  0,768  0,638  0,505

с учетом проекта   2,889  2,714  2,526  2,314  2,087  1,839  1,582

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,5) МБРР

без проекта С-Ю     3,87   4,00   4,16   4,32   4,48   4,63   4,54

с учетом проекта    2,41   2,50   2,60   2,70   2,80   2,87   2,86

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,3) ЕБРР

без проекта С-Ю    17,56  19,55  21,91  25,58  30,61  38,08  49,55

с учетом проекта    7,04   7,81   8,68  10,04  11,73  13,83  16,84

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      Продолжение таблицы

------------------------------------------------------------

                !  2017 ! 2018 ! 2019 ! 2020 ! 2021 ! 2022

------------------------------------------------------------

Прибыль до

налогооблажения

без проекта С-Ю   10,476 11,119 11,378 11,970 11,956 11,890

с учетом проекта  11,262 12,013 12,387 13,447 13,658 13,616

С-Ю

Финансовые

расходы

без проекта С-Ю    3,319  3,454  3,599

с учетом проекта   7,771  7,855  7,944  4,284  4,217  4,144

С-Ю

Амортизационные

отчисления

без проекта С-Ю    4,833  4,580  4,657  4,748  4,842  4,939

с учетом проекта   5,908  5,656  5,732  5,823  5,917  6,014

С-Ю

Изменение обо-

ротного капитала

без проекта С-Ю    6,932  6,914  6,935 10,971 11,056 11,107

с учетом проекта   2,473  2,958  3,515  8,012  8,756  9,246

С-Ю

Сумма обслужива-

ния долга

без проекта С-Ю    3,318  3,453  3,597

с учетом проекта   7,770  7,854  7,942  4,284  4,217  4,144

С-Ю

Расходы по

процентам и

комиссионным за

год

без проекта С-Ю    0,393  0,264  0,119

с учетом проекта   1,339  1,072  0,782  0,510  0,348  0,178

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,5) МБРР

без проекта С-Ю     4,66   4,79   4,91   4,18   4,20   4,21

с учетом проекта    2,92   2,99   3,05   2,76   2,79   2,78

С-Ю

Коэффициент

обслуживания

долга (не менее

1,3) УБРР

без проекта С-Ю    65,12  98,82

с учетом проекта   20,47  26,56  37,81  61,95  93,49

С-Ю

-------------------------------------------------------------------

      при 4-х проводном исполнении

 © 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан» Министерства юстиции Республики Казахстан