

ОТЧЕТ № 447/06
ОБ ОЦЕНКЕ РЫНОЧНОЙ СТОИМОСТИ
ОДНОЙ ОБЫКНОВЕННОЙ И ОДНОЙ ПРИВИЛЕГИРОВАННОЙ АКЦИИ
В СОСТАВЕ МИНОРИТАРНОГО ПАКЕТА
ОАО АК «ЯКУТСКЭНЕРГО»

Исполнитель: ООО «Институт проблем предпринимательства»

ЗАО «АБМ Партнер»

ЗАО «Центральная финансово-оценочная компания»

2006 год



ИНСТИТУТ
ПРОБЛЕМ
ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСТВА

Управляющему директору —
КИТ Финанс Инвестиционный банк (ОАО)
г-ну Геркусову Д. М.

Уважаемый Дмитрий Михайлович!

В соответствии с Договором № 6/н от 21.01.2006 г. оценщиками в составе ООО «Институт проблем предпринимательства», ЗАО «АБМ Партнер» и ЗАО «Центральная финансово-оценочная компания» произведена оценка рыночной стоимости 1 (Одной) обыкновенной акции номинальной стоимостью 1 руб. и одной привилегированной акции номинальной стоимостью 1 руб. в составе миноритарного пакета.

Цель оценки: определение цен выкупа акций у акционеров, проголосовавших на общем собрании акционеров против решения о реорганизации в форме выделения ОАО «Южно-Якутская Энергетическая Компания» или не принимавших участия в голосовании.

По результатам работы оценщики пришли к следующему заключению:

С учетом всех предположений, ограничивающих обстоятельств и допущений, изложенных в тексте Отчета, по состоянию на 31.03.2006 года рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной акции в составе миноритарного пакета ОАО АК «Якутскэнерго» номинальной стоимостью 1 руб. после округления, предписанного правилами арифметики, и с учетом точности использованной исходной информации, составляет:

1,00 (один) рубль;

рыночная стоимость 1 (Одной) привилегированной акции в составе миноритарного пакета ОАО АК «Якутскэнерго» номинальной стоимостью 1 руб. на дату оценки 31.03.2006 года составляет

0,92 (девятьюсто две) копейки.

Развернутый анализ и расчет стоимости акции представлены в тексте настоящего Отчета, отдельные части которого не могут трактоваться отдельно, а только в совокупности, принимая во внимание все содержащиеся в Отчете допущения и ограничивающие обстоятельства.

Обращаем Ваше внимание на то, что данное письмо не является отчетом об оценке, а только предваряет направляемый Вам Отчет.

При возникновении вопросов по данному Отчету, мы готовы в любое удобное для Вас время предоставить Вам все необходимые дополнительные разъяснения.

С уважением

Директор
ООО «Институт проблем предпринимательства»



Романовский В.Б.

Генеральный директор
ЗАО «АБМ Партнер»



Мошкович Б.Е.

Генеральный директор
ЗАО «Центральная финансово-оценочная компания»



Долматов М. М.

Оглавление

Глава 1. Общие положения	7
Основание для проведения оценки.....	7
Объект оценки	7
Цели и задачи оценки	7
Используемые стандарты оценки.....	7
Краткие сведения об Обществе.....	8
Отрасль, вид деятельности, специфика функционирования	8
Структура акционерного капитала Общества	8
Вид оцениваемой стоимости	8
Дата проведения оценки (дата оценки)	9
Дата составления Отчета	9
Краткие сведения о Заказчике	9
Краткие сведения об Оценщике.....	9
Основные термины и определения	10
Специальные электроэнергетические термины и понятия	13
Документы, определяющие количественные и качественные характеристики Объекта оценки.....	14
Глава 2. Ограничивающие условия и обстоятельства, существенные предположения и допущения	17
Допущения и ограничивающие условия общего характера	17
Допущения и ограничивающие условия частного характера	18
Глава 3. Процедура оценки рыночной стоимости акций.....	20
Суть и основные этапы процесса оценки	20
Анализ основных подходов к оценке активов предприятия	20
Теоретические основы затратного подхода к оценке предприятий (акций).....	21
Метод чистых активов	21
Метод ликвидационной стоимости	22
Теоретические основы доходного подхода к оценке предприятий (акций).....	22
Методы дисконтирования доходов	23
Метод капитализации доходов	24
Теоретические основы сравнительного подхода к оценке предприятий.....	24
Метод рынка капитала	25
Метод сделок (продаж)	25
Метод отраслевых коэффициентов (мультипликаторов).....	25
Процедура согласования, начисление скидок и премий.....	26
Глава 4. Описание Общества	28
Общие сведения.....	28
Виды деятельности Общества	28
Акционерный капитал Общества.....	29
Дивидендная история	30
Организационная структура ОАО АК «Якутскэнерго»	31
Структура управления Обществом	32
Персонал Общества	37
История создания и текущее состояние Общества.....	41

Основные активы ОАО АК «Якутскэнерго» на дату оценки	44
Описание генерации	51
Якутская ТЭЦ	57
Якутская ГРЭС	60
Каскад Вилюйских ГЭС	63
Мирнинская ГРЭС	68
Нерюнгринская ГРЭС	68
Чульманская ТЭЦ	72
Генерация Теплоэнергосервис (ТЭС)	75
Генерация ЮЯЭС	75
Генерация ЦЭС	76
Генерация ВЭС	77
Генерация ЗЭС	77
Линии электропередач	78
Вспомогательные активы ОАО АК «Якутскэнерго»	80
Непрофильные активы ОАО АК «Якутскэнерго»	80
Продукция, основные потребители и тарифы Общества	81
Структура доходов общества	81
Удельный расход условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии	82
Расходы электроэнергии на хозяйственные и производственные нужды	84
Расходы электроэнергии на собственные нужды	84
Потери тепла и электроэнергии	87
Потребители электро- и теплоэнергии	88
Динамика изменения тарифов	91
Инвестиционная деятельность и техническое переоснащение ОАО АК «Якутскэнерго»	98
Глава 5. Анализ финансово-хозяйственной деятельности	
ОАО АК «Якутскэнерго»	100
Анализ структуры баланса	100
Приростной анализ	101
Показатели, рассчитанные на основе бухгалтерского баланса	104
Горизонтальный и вертикальный анализ активов	107
Горизонтальный и вертикальный анализ пассивов	119
Выводы по структуре баланса	124
Анализ доходов и расходов	127
Направления операционной деятельности	129
Профильная деятельность	130
Себестоимость профильной продукции	144
Доходы и расходы, связанные с ведением прочей операционной деятельности	159
Чрезвычайные доходы и расходы	162
Вывод по анализу доходов и расходов	163
Выводы по ретроспективному анализу	164
Финансовое состояние Общества и закономерности развития в ретроспективном периоде	164
Выручка	165
Себестоимость	165
Нормализованные доходы и расходы	166
Нормализованные показатели оборачиваемости	167
Базовые параметры для прогноза собственного оборотного капитала	168
Глава 6. Внешнее окружение Общества, макроэкономический анализ	169
Анализ экономических факторов, оказывающих влияние на проведение оценки	169
Общая характеристика	169
Природные условия и ресурсы	170

Народнохозяйственный комплекс.....	171
Топливо-энергетический комплекс.....	172
Объединенная энергосистема Востока	173
Электропотребление и электрические нагрузки.....	176
Экспорт электроэнергии и мощности.....	177
Электрические сети ОЭС Востока	178
Выводы.....	179
Анализ региональных и местных факторов – Республика Саха (Якутия)	180
Климат.....	180
Население	181
Природные ресурсы.....	182
Промышленность.....	183
Электроэнергетика	183
Сельское хозяйство	184
Транспорт.....	184
Экономика республики Саха (Якутия).....	184
Выводы.....	185
Глава 7. Описание расчетной модели	186
Глава 8. О возможности применения сравнительного подхода для	
определения рыночной стоимости акций Общества.....	187
Общие положения.....	187
Особенности сравнительного подхода	187
Обоснование отказа от применения сравнительного подхода при оценке собственного	
капитала Общества	188
Глава 9. Определение рыночной стоимости собственного капитала	
Общества на основе доходного подхода.....	191
Общие положения.....	191
Выбор метода расчетов.....	191
Оценка на основе анализа дисконтированных денежных потоков	191
Выбор типа денежного потока.....	192
Определение длительности прогнозного периода	193
Формирование доходов от текущей деятельности предприятия правки.....	194
Доходы от основной деятельности	195
Доходы от сопутствующей деятельности	202
Анализ затрат Общества от текущей деятельности	202
Затраты по основной деятельности	203
Расходы от сопутствующей деятельности	213
Прогноз результатов от прочей операционной и внеоперационной деятельности.....	214
Расчет чистого денежного потока	216
Формирование чистой прибыли Общества	216
Прогноз капитальных вложений.....	216
Прогноз изменения собственного оборотного капитала.....	218
Прогноз долгосрочной дебиторской задолженности	219
Прогноз величины чистого денежного потока.....	219
Выбор ставки дисконтирования	220
Определение стоимости собственного капитала	221
Определение стоимости заемного капитала.....	229
Расчет средневзвешенной стоимости капитала (WACC)	229
Расчет терминальной стоимости	230
Денежный поток в постпрогнозном периоде.....	231
Особенности учета капитальных вложений в постпрогнозном периоде.....	231

Расчет поправки на нормализацию амортизационных отчислений	232
Результаты расчета терминальной стоимости	232
Расчет стоимости собственного капитала Общества на основании доходного подхода	233

Глава 10. Определение рыночной стоимости собственного капитала Общества на основе затратного подхода	235
Общие положения	235
Изучение бухгалтерской отчетности Общества	236
Оценка активов Общества	237
Оценка нематериальных активов	237
Оценка основных средств	237
Оценка долгосрочных финансовых вложений	237
Оценка отложенных налоговых активов Общества	240
Оценка запасов	241
Оценка статьи «Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям»	244
Оценка дебиторской задолженности	244
Краткосрочные финансовые вложения	246
Денежные средства	246
Итоговое суждение о стоимости активов	247
Оценка обязательств Общества	247
Корректировка долгосрочных обязательств	248
Оценка долгосрочных займов и кредитов	248
Оценка отложенных налоговых обязательств	249
Оценка краткосрочных займов и кредитов	250
Оценка прочих долгосрочных обязательств, кредиторской задолженности, задолженности участникам (учредителям) по выплате доходов и доходов будущих периодов	251
Итоговое суждение о стоимости обязательств Общества	252
Составление экономического баланса Общества, определение стоимости собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго»	252
Глава 11. Согласование результатов оценки	254
Глава 12. Начисление скидок и премий	257
Оценка скидки за неконтрольный характер	257
Оценка скидки за недостаточную ликвидность	258
Глава 13. Окончательное суждение о рыночной стоимости объекта оценки	261
Глава 14. Сведения об оценщиках и сертификат качества оценки	262
Сведения об оценщиках, состав выполненных ими работ	262
Сертификат оценки	263
Глава 15. Перечень нормативных документов и использованной литературы	265
Глава 16. Перечень Приложений	267

Общие положения

Основание для проведения оценки

Основанием для проведения оценки является Договор №б/н от 21.01.2006 г. (далее по тексту — Договор на оценку) между ООО «Институт проблем предпринимательства» (далее по тексту — Исполнитель или Оценщик) с одной стороны, и КИТ Финанс Инвестиционный банк (Открытое акционерное общество) (далее по тексту — Заказчик; Инвестиционный банк) с другой.

Объект оценки

Одна обыкновенная акция и одна привилегированная акция в составе миноритарного пакета акций ОАО АК «Якутскэнерго».

Цели и задачи оценки

Определение цен выкупа акций у акционеров, проголосовавших на общем собрании акционеров против решения о реорганизации в форме выделения ОАО «Южно-Якутская Энергетическая Компания» или не принимавших участия в голосовании..

Используемые стандарты оценки

Требования к содержанию настоящего Отчета регламентированы:

Федеральным Законом от 29.07.1998 г. №135-ФЗ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» в действующей редакции (далее по тексту — Закон);

Стандартами оценки, обязательными к применению субъектами оценочной деятельности, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 06.07.2001 г. №519 (далее по тексту — Стандарты);

Методологией и руководством по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО РАО «ЕЭС России» (далее по тексту – Методология).

В тех случаях, когда в вышеназванных нормативных актах отсутствует база для объяснения каких-либо терминов, используемых в настоящем Отчете, для определения этих терминов используются Международные стандарты оценки МСО-2005, а также прочие нормативные акты, на которые имеются ссылки в соответствующих разделах Отчета.

Краткие сведения об Обществе

Отрасль, вид деятельности, специфика функционирования

Общество было зарегистрировано 25 июля 1996 года распоряжением Министра Юстиции Республики Саха (Якутия) № 410-п-96 от 25.07.1996 г.

Основным видами деятельности Общества являются:

- производство, передача и реализация электрической и тепловой энергии;
- прочие непрофильные и сопутствующие виды деятельности.

Необходимо отметить следующие специфические особенности деятельности Общества:

- Якутская энергосистема занимает одно из первых мест в РАО «ЕЭС России» по площади обслуживания и по количеству генерирующих источников;
- Основная территория обслуживания энергосистемы является изолированной от Единой национальной электросети (за исключением Южного энергорайона);
- Якутская энергосистема разделена на четыре района, не связанные электрическими сетями между собой: Центральный, Южный, Западный и Северный;
- В Якутской энергосистеме представлены все виды генерации: гидрогенерация каскада Вилюйских ГЭС, газовая генерация Якутской ГРЭС и Якутской ТЭЦ, генерация на угле Нерюнгринской ГРЭС и большое количество станций малой энергетики, расположенных по всей республике и работающих на дизельном топливе;
- ОАО АК «Якутскэнерго» является избыточной энергосистемой и продает электроэнергию за пределы Якутии.

Структура акционерного капитала Общества

Структура акционерного капитала Общества по состоянию на 31.03.2006 г. представлена в следующей таблице:

Таблица 1. Структура акционерного капитала Общества по состоянию на 31.03.2006 г.

№ п/п	Наименование зарегистрированного лица	Доля голосующих акций, %	Доля в УК, %	Общее кол-во акций
1	ОАО РАО «ЕЭС России» (владелец)	55,30	47,19	4 405 323 304
2	Закрытое Акционерное Общество «Депозитарно-Клиринговая Компания» (номинальный держатель)	27,70	29,34	2 748 425 183
3	Прочие (юридические и физические лица)	17,00	23,47	2 182 437 959
	ИТОГО:	100,00	100,00	9 336 186 446

Источник: Данные Общества.

Вид оцениваемой стоимости

Видом стоимости, подлежащим оценке, является рыночная стоимость.

В тексте Закона рыночная стоимость определена как наиболее вероятная цена, по которой данный объект оценки может быть отчужден на открытом рынке в условиях конкуренции, когда

стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства, то есть когда:

- одна из сторон сделки не обязана отчуждать объект оценки, а другая сторона не обязана принимать исполнение;
- стороны сделки хорошо осведомлены о предмете сделки и действуют в своих интересах;
- объект оценки представлен на открытый рынок в форме публичной оферты;
- цена сделки представляет собой разумное вознаграждение за объект оценки, и принуждения к совершению сделки в отношении сторон сделки с чьей-либо стороны не было;
- платеж за объект оценки выражен в денежной форме.

В соответствии со Стандартами, рыночная стоимость объекта оценки — это наиболее вероятная цена, по которой объект оценки может быть отчужден на открытом рынке в условиях конкуренции, когда стороны сделки действуют разумно, располагая всей необходимой информацией, а на величине цены сделки не отражаются какие-либо чрезвычайные обстоятельства.

Очевидно, что текстуальные различия приведенных выше определений не меняют сути понятия «рыночная стоимость».

Дата проведения оценки (дата оценки)

Оценка проведена по состоянию на 31 марта 2006 года (курс 1 USD = 27,7626 руб.).

Дата составления Отчета

Настоящий Отчет составлен 19.05.2006 г.

Краткие сведения о Заказчике

КИТ Финанс Инвестиционный банк (ОАО)

ИНН 7831000637

к/с 30101810700000000848 в ГРКЦ ГУ ЦБ РФ по Санкт-Петербургу

БИК 044030848

Краткие сведения об Оценщике

ООО «Институт проблем предпринимательства»

Юридический адрес: 199178, Санкт-Петербург, В.О. 12 линия, д.11, лит. А, пом.3-Н;

Почтовый адрес, адрес фактического местонахождения: 191119, Санкт-Петербург, ул. Марата, д. 92.

В соответствии с Федеральным Законом от 29.07.1998 г. № 135-ФЗ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» гражданская ответственность ООО «Институт проблем предпринимательства» застрахована в Страховой компании ОАО «Альфа-Страхование», полис № 7862/076/1020/05 от 19.06.2005 г., действующий до 18.06.2006 г.

Порядок лицензирования оценочной деятельности утвержден Постановлением Правительства РФ в соответствии со ст. 23 Федерального закона от 29.07.1998 г. № 135-ФЗ «Об оценочной деятельности». ООО «Институт проблем предпринимательства» имеет Лицензию на осуществление оценочной деятельности (по всем видам объектов оценки) за № 000154 от 20 августа 2001 года, выданную Министерством имущественных отношений РФ.

ЗАО «АБМ Партнер»

Юридический адрес: 119121, г. Москва, ул. Плющиха, д.10;
Почтовый адрес, адрес фактического местонахождения: 115191, г. Москва, ул. Б. Тульская, д.10, стр. 9, оф.9514, п/я 17.

В соответствии с Федеральным Законом от 29.07.1998 г. № 135-ФЗ «Об оценочной деятельности в Российской Федерации» гражданская ответственность ЗАО «АБМ Партнер» застрахована в Страховой компании ОАО «МАКС», полис 1047097 № 1125752 от 11.10.2004 г., действующий до 10.10.2005 г.

Порядок лицензирования оценочной деятельности утвержден Постановлением Правительства РФ в соответствии со ст. 23 Федерального закона от 29.07.1998 г. № 135-ФЗ «Об оценочной деятельности». ЗАО «АБМ Партнер» имеет Лицензию на осуществление оценочной деятельности № 000119 от 16 августа 2001 года, выданную Министерством имущественных отношений РФ. Срок действия лицензии до 15 августа 2007 года.

ЗАО «Центральная финансово-оценочная компания»

Юридический адрес:

Почтовый адрес: 113035, г. Москва, ул. Садовническая, д.76/71, стр.2.

Порядок лицензирования оценочной деятельности утвержден Постановлением Правительства РФ в соответствии со ст. 23 Федерального закона от 29.07.1998 г. № 135-ФЗ «Об оценочной деятельности». ЗАО «ЦФОК» имеет Лицензию на осуществление оценочной деятельности № 002336 от 14 ноября 2001 года, выданную Министерством имущественных отношений РФ. Срок действия лицензии до 14 ноября 2007 года.

Основные термины и определения

Ценная бумага

Документ, удостоверяющий с соблюдением установленной формы и других реквизитов имущественные права, осуществление и передача которых возможны только при его предъявлении. К ценным бумагам относятся: облигация, вексель, чек, депозитный сертификат и сберегательный сертификат, банковская сберегательная книжка на предъявителя, коносамент, акция, приватизационные ценные бумаги и другие документы, которые законами о ценных бумагах или в установленном ими порядке отнесены к числу ценных бумаг.

Акция

Эмиссионная ценная бумага, закрепляющая права ее владельца (акционера) на получение части прибыли акционерного общества в виде дивидендов, на участие в управлении акционерным обществом и на часть имущества, остающегося после его ликвидации (см. Федеральный закон «О рынке ценных бумаг» № 39-ФЗ от 22.04.1996 г., ст. 2.).

Акционер

Владелец акций, получающий прибыль по акциям в виде дивидендов (Международные Стандарты оценки МСО-2005).

Номинальный держатель	Юридическое лицо или физическое лицо, зарегистрированное, как владелец ценной бумаги, фактически принадлежащей другому лицу. Обычно это банк, инвестиционная компания и другое учреждение, осуществляющее по доверенности управление инвестиционными портфелями своих клиентов (Международные Стандарты оценки МСО-2005).
Контрольный пакет акций	Доля от общего количества акций с правом голоса, обеспечивающая ее владельцу контроль над деятельностью компании. Теоретически она должна превышать 50%, однако если остальные акции распылены среди множества мелких акционеров, то для эффективного контроля достаточно иметь 20-30% акций (Международные Стандарты оценки МСО-2005).
Премия за получение контроля	Премия сверх рыночной стоимости пакета акций компании, которую покупатель этого пакета готов заплатить для того, чтобы получить контроль над компанией (Международные Стандарты оценки МСО-2005).
Скидка за неконтрольный пакет акций	Величина, на которую уменьшается пропорциональная оцениваемому пакету доля в общей стоимости предприятия, с учетом неконтрольного характера оцениваемого пакета (Международные Стандарты оценки МСО-2005).
Скидка за недостаточную ликвидность акций	Определяется как абсолютная величина или доля (в %), на которую уменьшается стоимость оцениваемого пакета для отражения недостаточной ликвидности (т.е. способности ценной бумаги быть быстро проданной в достаточно короткое время и превращенной в денежные средства без существенных потерь для держателей). Применяется при оценках акций закрытых компаний. Она же должна применяться применительно к акциям компаний, которые лишь по форме (а не по экономической сути и мотивации) являются открытыми.
Уставный капитал	В соответствии с Международными Стандартами оценки МСО-2003: акции, представляющие интересы собственников в данном бизнесе (обыкновенные и привилегированные), сумма акций, которую компания имеет право выпустить, активы компании или собственность, вложенные акционерами, обязательства компании перед акционерами после удовлетворения требований кредиторов. Уставный капитал общества определяет минимальный размер имущества общества, гарантирующего интересы его кредиторов. Он не может быть меньше размера, предусмотренного законом об акционерных обществах.
Цена	Денежная сумма, предлагаемая или уплаченная за объект оценки или его аналог (Стандарты оценки, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 519 от 06.07.2001 г., п.8).
Аналог объекта оценки	Сходный по основным экономическим, материальным, техническим и другим характеристикам объекту оценки другой объект, цена которого известна из сделки, состоявшейся при сходных условиях (Стандарты оценки, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 519 от 06.07.2001 г., ст.2, п.9)
Подходы к оценке	Затратный — совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на определении затрат, необходимых для восстановления либо замещения объекта оценки, с учетом его износа. Сравнительный — совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на сравнении объекта оценки с аналогичными объектами, в отношении которых имеется информация о ценах сделок с ними. Доходный — совокупность методов оценки стоимости объекта оценки, основанных на определении ожидаемых доходов от объекта оценки. (Стандарты оценки, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 519 от 06.07.2001 г., п.5).
Метод оценки	Способ расчета стоимости объекта оценки в рамках одного из подходов к оценке (Стандарты оценки, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 519 от 06.07.2001 г., п.6).

Виды стоимости, отличные от рыночной

В соответствии со Стандартами, различают следующие виды стоимостей, отличных от рыночной:

стоимость объекта оценки с ограниченным рынком — стоимость объекта оценки, продажа которого на открытом рынке невозможна или требует дополнительных затрат по сравнению с затратами, необходимыми для продажи свободно обращающихся на рынке товаров;

стоимость замещения объекта оценки — сумма затрат на создание объекта, аналогичного объекту оценки, в рыночных ценах, существующих на дату проведения оценки, с учетом износа объекта оценки;

стоимость воспроизводства объекта оценки — сумма затрат в рыночных ценах, существующих на дату проведения оценки, на создание объекта, идентичного объекту оценки, с применением идентичных материалов и технологий, с учетом износа объекта оценки;

стоимость объекта оценки при существующем использовании — стоимость объекта оценки, определяемая исходя из существующих условий и цели его использования;

инвестиционная стоимость объекта оценки — стоимость объекта оценки, определяемая исходя из его доходности для конкретного лица при заданных инвестиционных целях;

стоимость объекта оценки для целей налогообложения — стоимость объекта оценки, определяемая для исчисления налоговой базы и рассчитываемая в соответствии с положениями нормативных правовых актов (в том числе инвентаризационная стоимость);

ликвидационная стоимость объекта оценки — стоимость объекта оценки в случае, если объект оценки должен быть отчужден в срок меньше обычного срока экспозиции аналогичных объектов;

утилизационная стоимость объекта оценки — стоимость объекта оценки, равная рыночной стоимости материалов, которые он в себя включает, с учетом затрат на утилизацию объекта оценки;

специальная стоимость объекта оценки — стоимость, для определения которой в договоре об оценке или нормативном правовом акте оговариваются условия, не включенные в понятие рыночной или иной стоимости, указанной в настоящих стандартах оценки.

Дата проведения оценки

Календарная дата, по состоянию на которую определяется стоимость объекта оценки (Стандарты оценки, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 519 от 06.07.2001 г., ст.2, п.7).

Основные средства

Категория материально-вещественных ценностей, которые можно использовать в хозяйственной деятельности в течение длительного времени. Включает земельные участки, здания, машины и оборудование и т.п. В бухгалтерском учете совпадает с категорией основных активов (Международные Стандарты оценки МСО-2005).

Незавершенные капитальные вложения

Не оформленные актами сдачи-приемки основных средств затраты на строительномонтажные работы, приобретение зданий, оборудования, транспортных средств, инструмента, инвентаря, иных материальных объектов длительного пользования, прочие капитальные работы и затраты (см. Положение по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в РФ, утв. Приказом Минфина РФ от 29.07.1998 г. №34н).

Нематериальные активы

Объекты интеллектуальной собственности;

исключительное право патентообладателя на изобретение, промышленный образец, полезную модель;

исключительное авторское право на программы для ЭВМ, базы данных;

имущественное право автора или иного правообладателя на топологии интегральных микросхем;

исключительное право владельца на товарный знак и знак обслуживания, наименование места происхождения товаров

исключительное право патентообладателя на селекционные достижения.

В составе нематериальных активов учитываются также деловая репутация организации и организационные расходы. В состав нематериальных активов не включают интеллектуальные и деловые качества персонала организации, их квалификация и способность к труду, поскольку они не отделимы от своих носителей и не могут быть использованы без них (в соответствии с ПБУ 14/2000).

Ставка дисконтирования

Ставка, используемая для приведения к одному моменту денежных сумм, относящихся к различным моментам времени (Международные Стандарты оценки МСО-2005).

Коэффициент (ставка) капитализации
Итоговая величина стоимости объекта оценки

Коэффициент, характеризующий отношение дохода (прибыли) от вложений капитала в реальный или финансовый актив к стоимости этого актива.

Величина стоимости объекта оценки, полученная как итог обоснованного оценщиком обобщения результатов расчетов стоимости объекта оценки при использовании различных подходов к оценке и методов оценки. (Стандарты оценки).

Специальные электроэнергетические термины и понятия

Электроэнергетика

Сфера производства, передачи, распределения и использования электрической мощности, электрической и тепловой энергии.

Федеральная электрическая система

Комплекс энергетических предприятий (электростанций, электрических и тепловых сетей), обеспечивающий совместно с другими предприятиями и организациями функционирование и развитие электроэнергетики.

Распределение электрической энергии (мощности) Электроэнергетическая система (ЭЭС)

Оказание коммерческим организациям независимо от организационно-правовой формы — субъектам оптового и розничных рынков услуг по поставке электрической энергии (мощности) потребителям по электрическим сетям.

Объединенная электроэнергетическая система (ОЭС)

Комплекс совместно (параллельно) работающих электростанций и сетей, объединенных общностью режима работы и имеющих централизованное диспетчерское управление.

Объединенное диспетчерское управление (ОДУ)

Несколько параллельно работающих электроэнергетических систем (ЭЭС), имеющих централизованное диспетчерское управление.

Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ) Федеральная служба по тарифам России (ФСТ)

Структурное подразделение, основными целями которого являются организация технологического (диспетчерского) управления ЕЭС России на территории нескольких регионов.

Сфера купли-продажи электрической энергии (мощности), осуществляемой в пределах ЕЭС России.

Региональная служба по тарифам (РСТ)

Осуществляет государственное регулирование на федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (ЭЭ) (мощности) и устанавливает: тарифы на поставку электрической энергии (мощности) на указанный оптовый рынок и на отпуск ее, размер абонентской платы за услуги, оказываемые Российским АО «ЕЭС России» по организации функционирования и развитию ЕЭС России, размер абонентской платы за услуги, оказываемые государственным предприятием «Росэнергоатом» по развитию и обеспечению безопасного функционирования атомных электростанций, а также формирует и утверждает баланс производства и поставок электроэнергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам указанного оптового рынка, который является основой для заключения договоров на федеральном (общероссийском) оптовом рынке ЭЭ (мощности).

Тариф

Орган исполнительной власти субъекта РФ, который осуществляет государственное регулирование тарифов по вопросам, отнесенным ФЗ РФ «О государственном регулировании тарифов на тепловую и электрическую энергию в Российской Федерации» к ее полномочиям.

Тарифы на мощность
Тарифы на электроэнергию
Срок действия тарифов

Стоимость единицы продукции. Используются следующие виды тарифов: одноставочные (только на электроэнергию); двуставочные (на электроэнергию и мощность); зонные (учитывающие временные зоны суток: пиковая, полупиковая, минимум, выходные и праздничные дни).

Стоимость 1 МВт мощности продавцов или покупателей на регулируемом рынке.

Стоимость 1 кВтч электроэнергии продавцов или покупателей на регулируемом рынке.

Период времени между изменениями тарифов регулирующими органами.

Тепловая электростанция (ТЭС)

Вырабатывает электрическую энергию в результате преобразования тепловой энергии, выделяющейся при сжигании органического топлива. Основные типы ТЭС: паротурбинные (преобладают), газотурбинные и дизельные. Иногда к ТЭС условно относят атомные, геотермальные электростанции и станции с магнетогидродинамическими генераторами.

Теплоэлектроцентр (ТЭЦ, теплофикационная электростанция)

Тепловая электростанция, вырабатывающая не только электрическую энергию, но и тепло, отпускаемое потребителям в виде пара и горячей воды.

Конденсационный режим

Режим работы, при котором вырабатывается только электроэнергия без выработки тепла.

Атомная электрическая станция (АЭС)

Атомная станция, предназначенная для производства электрической энергии.

ГЭС

Гидравлическая электростанция.

ГРЭС

Государственная районная электростанция.

Энергоснабжающая организация

Организация, осуществляющая продажу потребителям произведенной или купленной электрической мощности, электрической и (или) тепловой энергии.

Энергопередающая организация

Организация, осуществляющая на основе договоров передачу и (или) распределение электрической мощности, электрической и тепловой энергии.

Энергобаланс

Баланс добычи, переработки, транспортировки, преобразования, распределения и потребления всех видов энергетических ресурсов и энергии в народном хозяйстве.

Потребитель

Физическое или юридическое лицо, использующее на основе договора электрическую мощность, электрическую и (или) тепловую энергию.

Коммерческий учет электрической мощности, электрической и тепловой энергии

Учет электрической мощности, электрической и тепловой энергии, необходимый для взаиморасчета между сторонами по договорам купли-продажи и передачи электрической мощности, электрической и тепловой энергии, основанный на показаниях приборов коммерческого учета.

Коммерческие потери

Разность между отчетными и техническими потерями; они обусловлены несовершенством системы учета, не одновременностью и неточностью снятия показаний счетчиков электроэнергии, погрешностью используемых приборов учета, неравномерностью оплаты электроэнергии, наличием без учетных потребителей, хищением электроэнергии и т.д.

Условное топливо

Принятая при технико-экономических расчетах единица, служащая для сопоставления тепловой ценности различных видов органического топлива.

Установленная мощность

Сумма номинальных мощностей электрических машин, входящих в состав промышленного предприятия или электрической установки. Под установленной мощностью энергетической системы понимают суммарную номинальную активную мощность генераторов электростанций, входящих в состав системы.

Располагаемая мощность

Величина, равная установленной мощности оборудования за вычетом мощности нереализуемой по техническим причинам (недостаточности тяги дымовых труб, систем охлаждения конденсаторов турбин, и др.).

Рабочая мощность

Величина, равная располагаемой мощности за вычетом мощности оборудования, находящегося в состоянии ремонта, консервации или неспособного реализовать нагрузку по причине необеспеченности топливом.

Диспетчерская мощность

Мощность, заданная диспетчерским графиком нагрузки.

Документы, определяющие количественные и качественные характеристики Объекта оценки

1. Устав ОАО АК «Якутскэнерго» от 2002 г.
2. Изменения и дополнения к Уставу ОАО АК «Якутскэнерго».
3. Свидетельство о регистрации ОАО АК «Якутскэнерго».
4. Отчеты об итогах дополнительного выпуска ценных бумаг ОАО АК «Якутскэнерго».

5. Организационная структура управления по состоянию на 01.31.2006 г.
6. Бизнес-планы ОАО АК «Якутскэнерго» за период 2000-2006 г.
7. Бухгалтерская отчетность ОАО АК «Якутскэнерго» (формы №№ 1,2) за период с 2001 по 2005 гг.
8. Годовые отчеты Общества по производственной и технико-экономической деятельности за период с 2001 по 2004 год.
9. Дивидендная история Общества.
10. Анализ освоения капитальных вложений ОАО АК «Якутскэнерго» с 2000 г. по 2005 г.
11. Реестр земельных участков ОАО АК «Якутскэнерго».
12. Динамика численности персонала ОАО АК «Якутскэнерго» за 2000-2005 гг.
13. Расшифровка незавершенного строительства по состоянию на 31.12.2005 г.
14. Расшифровки краткосрочных и долгосрочных финансовых вложений на 31.12.2005 г.
15. Расшифровки кредиторской и дебиторской задолженности на 31.12.2005 г.
16. Расшифровки краткосрочных и долгосрочных займов и кредитов на 31.12.2005 г.
17. Расшифровки запасов по состоянию на 31.12.2005 г.
18. Бухгалтерская отчетность по ДЗО.
19. Состав и основные характеристики оборудования объектов генерации по состоянию на 31.12.2005 г.
20. Расшифровка основных средств Общества по состоянию на 31.12.2005 г.
21. Постановления Региональной энергетической комиссии Республики Саха (Якутия) об установлении тарифов на тепловую и электрическую энергию, отпускаемую ОАО АК «Якутскэнерго» за период с 2000 по 2006 год.
22. Сведения о доле отпуска тепла ОАО АК «Якутскэнерго», занимаемой на рынке региона.
23. Перечень крупных потребителей по электрической и тепловой энергии ОАО АК «Якутскэнерго».
24. Рынок сбыта электроэнергии и теплоэнергии ОАО АК «Якутскэнерго» до 2020 г.
25. Прогнозные балансы электроэнергии и мощности, ценам на топливо, тарифов на электро- и теплоэнергию по ОАО АК «Якутскэнерго» до 2020 года.
26. Балансы теплоэнергии и электроэнергии ОАО АК «Якутскэнерго».
27. Ввод мощностей за 2000-2005 гг.

-
- 28.** Установленная мощность ОАО АК «Якутскэнерго» и «Сахаэнерго» с 2000 года по 2005 год.
 - 29.** Данные о ежегодных объемах поставки лимитного топлива за период с 2000-2005гг для нужд ОАО АК «Якутскэнерго».
 - 30.** Техничко-экономические показатели по ОАО АК «Якутскэнерго» за 2000-2005 г.
 - 31.** Объемы потребления топлива ОАО АК «Якутскэнерго» за 2000-2005 г.
 - 32.** Информация о поставщиках топлива.
 - 33.** Расчет тарифов на электрическую и тепловую энергию за 2000-2005 г.
 - 34.** Себестоимость по видам продукции за период 2000-2005гг.
 - 35.** Расшифровки отложенных налоговых активов и обязательств.
 - 36.** Расшифровка операционных и внереализационных доходов Общества.
 - 37.** Расшифровка строки 520 баланса «Прочие долгосрочные обязательства».
 - 38.** Расшифровка строки 640 баланса «Доходы будущих периодов».

Ограничивающие условия и обстоятельства, существенные предположения и допущения

Допущения и ограничивающие условия общего характера

- Настоящий Отчет достоверен лишь в полном объеме. Приложения являются неотъемлемой частью Отчета.
- Отчет содержит профессиональное мнение оценщиков относительно рыночной стоимости объектов оценки и не является гарантией того, что они будут проданы на свободном рынке по цене, равной стоимости, указанной в настоящем Отчете.
- Оценка произведена с учетом всех ограничивающих условий и обстоятельств, предположений и допущений, либо установленных техническим заданием на оценку, либо введенных нижеподписавшимися оценщиками.
- Заказчик принимает на себя обязательство заранее освободить оценщиков и Исполнителя от всякого рода расходов и материальной ответственности, происходящих из иска третьих лиц к ним, вследствие легального использования настоящего Отчета, кроме случаев, когда окончательным судебным порядком определено, что возникшие убытки и потери явились результатом мошенничества, халатности или умышленно неправомерных действий со стороны оценщиков и/или Исполнителя.
- От Исполнителя (его персонала и представителей) не требуется появляться в суде или иным образом свидетельствовать в связи с проведением данной оценки, иначе как по официальному вызову суда.
- Оценщики не несут ответственности за точность и достоверность информации, полученной от представителей Заказчика и других лиц, упоминаемых в Отчете, в письменной форме или в ходе деловых бесед.
- Оценщики не проводили юридической экспертизы полученных документов и исходили из собственного понимания их содержания и влияния такового на оцениваемую стоимость. Они не несут ответственности за точность описания (и сами факты существования) оцениваемых прав, но ссылаются на документы, которые явились основанием для вынесения суждений о составе и качестве прав на оцениваемые акции, активы и обязательства Общества. Оценщики не проводили аудиторской проверки документации и информации представленной для проведения оценки.

- Оценщики предполагают отсутствие каких-либо скрытых фактов касающихся правового положения, финансово-хозяйственной деятельности Общества и используемого им имущества, влияющих на оценку и не несут ответственности в случае выявления таковых, если они не должны были быть ими предвидены с учетом их профессионального опыта.
- Оценщики не принимают на себя ответственности за изменение экономических, юридических и иных факторов, которые могут возникнуть после даты проведения оценки и повлиять на рыночную ситуацию, а, следовательно, и на рыночную стоимость объекта оценки, если таковые не должны были быть предвидены и учтены оценщиками в процессе выполнения работ.
- Оценщики оставляют за собой право включать в состав приложений не все использованные документы, а лишь те, которые представляются Оценщикам наиболее существенными для понимания содержания Отчета. При этом в архиве Оценщика будут храниться копии всех существенных материалов, использованных при подготовке Отчета.
- Возможные способы использования настоящего Отчета (с учетом возможности содержания в нем информации, которая может расцениваться Заказчиком как конфиденциальная) относятся исключительно к ответственности Заказчика.
- Итоговый результат в Отчете округлен в соответствии с правилами арифметики и сообразно качеству исходных данных. Промежуточные результаты не округляются в целях избегания «наращения» ошибки итогового результата.

Допущения и ограничивающие условия частного характера

- В соответствии с тем, что на дату составления настоящего Отчета бухгалтерские балансы Общества по состоянию на дату оценки (31.03.2006 г.) отсутствуют, оценщики для целей оценки используют показатели статей баланса и расшифровки на 31.12.2005 г.. При этом предполагается, что в течение первого квартала 2006 года состояние Общества оставалось стабильным, существенных событий, которые могли бы повлиять на итоговый результат не произошло.
- В соответствии с целями настоящей работы, а именно, определение рыночной стоимости объектов оценки для осуществления сделок в процессе реформирования Общества, Оценщик не учитывал факторы, которые являлись бы следствием реформирования ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России» Дальнего Востока. На дату оценки оцениваемое отчетность Общества не разделена на отдельные виды бизнеса (генерация и передача электроэнергии, генерация и передача теплоэнергии, энерго и теплосбыт). Тарифы устанавливаются регулирующими органами в целом для Общества – тариф на отпускаемую потребителям электроэнергию и тариф на отпускаемую потребителям теплоэнергию. Таким образом, оценка стоимости 100% пакета акций Общества осуществлялась без разделения её результатов по отдельным видам деятельности Общества (генерация и передача электроэнергии, генерация и передача теплоэнергии, энерго и теплосбыт).

- В связи с тем, что оцениваемое Общество функционирует в условиях регулирования со стороны государственных органов и нормативные акты (существующие на дату оценки) не предполагают либерализацию энергетического рынка ОЭС Дальнего Востока в будущем, результаты прогнозирования рынка электроэнергии с использованием модели UPLAN не распространялись на оцениваемую компанию. В соответствии с техническим заданием на оценку прогнозы основных показателей деятельности АО-энерго (выработка станций, полезный отпуск, цены на топливо, тарифы) были выполнены оценщиками совместно с инвестиционным консультантом компанией Кит-Финанс и прошли утверждение на Рабочей группе, созданной решением Комитета по оценке при Совете директоров ОАО РАО «ЕЭС России». Подробные презентационные материалы, касающиеся рассмотренных на Рабочей группе вопросов, приведены в Приложении «Исходные параметры прогнозирования, утвержденные Рабочей группой при Комитете по оценке ОАО РАО «ЕЭС России», на которое имеются ссылки по тексту основных глав настоящего Отчета.
- Субсидирование ОЭС Востока ценовыми зонами оптового рынка принято в соответствии с текущей моделью ценообразования. Планируемый переход на субсидии из федерального бюджета не влияет на итоговый результат прогнозирования тарифов для конечных потребителей.
- В рамках данной работы оценщики определяют стоимость одной обыкновенной акции в составе 100% пакета и одной привилегированной акции. Рассмотрев все методы оценки привилегированных акций, оценщики выбрали в качестве применимых и наиболее обоснованных для целей оценки акций Компании, с учетом совокупности их характеристик и особенностей, метод дисконтирования денежных потоков и расчет соотношения цены привилегированных и обыкновенных акций на фондовом рынке. Применение данных методов позволяет получить диапазон значений рыночной стоимости привилегированной акции Компании. При этом оценщики учли решения Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» на заседании 30 сентября 2005 года, о том, что стоимости привилегированных акций для целей определения коэффициентов конвертации (цель оценки акций Компании) должны быть ориентированы на сложившееся отношение рыночной стоимости привилегированных и обыкновенных акций ОАО РАО «ЕЭС России». Также оценщики учли решение совместного заседания Комитета по оценке и Комитета по стратегии и реформированию при Совете директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 17 октября 2005 года, определившего уровень данного «сложившегося отношения» равным 0,9158. С учетом того, что на дату определения стоимости акций оцениваемого Общества сложилась устойчивая практика принятия решения о соотношении стоимости привилегированной и обыкновенной акций в рамках процедур конвертации, для целей настоящего Отчета, при определении стоимости привилегированной акции оценщики посчитали возможным использовать коэффициент соотношения 0,9158.
- Субсидирование ОЭС Востока ценовыми зонами оптового рынка принято в соответствии с текущей моделью ценообразования. Планируемый переход на субсидии из федерального бюджета не влияет на итоговый результат прогнозирования тарифов для конечных потребителей.

Прочие, менее существенные для итогового результата допущения и ограничивающие обстоятельства приведены в дальнейшем тексте Отчета.

Процедура оценки рыночной стоимости акций

Суть и основные этапы процесса оценки

Оценка — это совокупность логических процедур и расчетов, имеющих целью формирование обоснованного заключения о величине стоимости объекта. По сути, это моделирование представлений потенциальных рационально мыслящих и свободных в действиях покупателей и продавцов о полезности имущества, зависимости таковой от его свойств и об их готовности приобрести данную полезность (расстаться с ней) за уместную (по их представлениям) сумму денег. Строго говоря, предметом оценки всегда является не само имущество, а те или иные права на него (полное право собственности или совокупность частичных прав). Методы и технологии оценки фиксируются в форме тех или иных стандартов оценки.

Процесс оценки стоимости предприятия представляет собой совокупность действий по выявлению и анализу физических, экономических, социальных и т.п. факторов, оказывающих влияние на величину стоимости объекта (прав на него). Он состоит из следующих основных этапов:

- Изучение предприятия и выявление факторов, существенно влияющих на его стоимость.
- Анализ возможностей получения информации, необходимой для применения известных подходов оценки.
- Выбор методов оценки, применение которых уместно и реализуемо.
- Сбор исходной информации.
- Применение выбранных методов в рамках традиционных подходов.
- Анализ результатов, полученных при использовании разных подходов, их согласование и начисление необходимых скидок или премий (вынесение итогового суждения о стоимости).
- Подготовка отчета.

Анализ основных подходов к оценке активов предприятия

Основные методы, используемые как при оценке предприятий, так и при оценке активов в рамках трех стандартных подходов к оценке собственности — доходного, затратного и сравнительного приведены ниже.

Таблица 2. Основные подходы и методы оценки

Затратный подход	Сравнительный подход	Доходный подход
Метод чистых активов Метод ликвидационной стоимости	Метод рынка капитала Метод сделок Метод отраслевых коэффициентов	Метод дисконтированных денежных потоков Метод капитализации

Источник: Теория оценки [Фишмен Джей, Пратт Шэннон, Гриффит Клиффорд, Уилсон Кейт «Руководство по оценке стоимости бизнеса»].

Теоретические основы затратного подхода к оценке предприятий (акций)

Затратный подход к оценке бизнеса рассматривает стоимость предприятия с точки зрения понесенных издержек (по сути рассчитывается или размер рациональных затрат на создание оцениваемого предприятия в его текущем состоянии и в существующей рыночной среде, или выручка от реализации имеющихся активов). Балансовая стоимость активов и обязательств предприятия вследствие инфляции, изменений конъюнктуры рынка, используемых методов учета, как правило, не соответствует их реальной стоимости. В результате возникает необходимость проведения корректировки баланса предприятия. Для осуществления этого предварительно проводится оценка рыночной (или иной) стоимости каждого актива баланса предприятия отдельно, затем определяется рыночная (или иная) стоимость обязательств. После этого, из скорректированной стоимости активов вычитается стоимость обязательств, в результате чего образуется рыночная стоимость собственного капитала предприятия.

Для расчетов используются данные баланса предприятия на дату оценки (либо на последнюю отчетную дату), статьи которого корректируются с учетом рыночной (или иной) стоимости активов и пассивов.

Данный подход представлен двумя основными методами:

- метод чистых активов;
- метод ликвидационной стоимости.

Конкретная реализация затратного подхода зависит от состояния предприятия, а именно, является ли оно действующим и перспективным или находится в состоянии упадка, при котором наиболее целесообразна отдельная распродажа активов.

Метод чистых активов

Особенностью данного метода является то, что активы и обязательства предприятия оцениваются по рыночной или иной (далее в общем случае — скорректированной¹ стоимости).

Обычно метод накопления активов (такое название представляется оценщикам в большей мере отражающим экономический смысл расчетной модели) используется в следующих случаях:

- компания обладает значительными материальными активами;
- есть возможность выявить и оценить нематериальные активы, если они имеются;
- ожидается, что компания будет по-прежнему действующим предприятием;
- у компании отсутствуют ретроспективные данные о прибылях, или нет возможности надежно оценить ее прибыли или денежные потоки в будущем;
- компания сильно зависит от контрактов или отсутствует постоянная предсказуемая клиентура;
- значительную часть активов компании составляют финансовые активы (денежные средства, дебиторская задолженность и т.д.).

¹ В общем случае (по умолчанию), под скорректированной стоимостью понимается рыночная стоимость за вычетом налоговых последствий совершения потенциальной сделки. Частные случаи определения скорректированной стоимости будут описаны в соответствующих разделах настоящего Отчета.

Метод ликвидационной стоимости

Метод применяется, когда предприятие находится в процессе банкротства, либо есть серьезные сомнения в способности предприятия оставаться действующим и/или приносить собственнику приемлемый доход.

Особенностью данного метода является тот факт, что на величину рассчитываемой стоимости активов предприятия значительное влияние оказывает вынужденность продажи, а также то, что в этом случае идет речь о продаже предприятия по частям. Это приводит к тому, что ликвидационная стоимость предприятия оказывается существенно ниже рыночной.

Теория оценки содержит следующее существенное (очевидное и рациональное) положение — ликвидационная стоимость (по существу — выручка от плановой ликвидации предприятия после удовлетворения всех требований кредиторов из средств, полученных от распродажи активов) является абсолютной нижней границей рыночной стоимости предприятия.

Теоретические основы доходного подхода к оценке предприятий (акций)

Доходный подход является общепринятым подходом к оценке рыночной стоимости предприятия, доли акционеров в капитале предприятия или ценных бумаг, в рамках которого используются один или более методов, основанных на пересчете ожидаемых доходов в стоимость.

Определение рыночной стоимости предприятия (бизнеса) с позиции доходного подхода основано на предположении о том, что потенциальный инвестор не заплатит за данный бизнес больше, чем текущая стоимость будущих доходов, получаемых в результате его функционирования (иными словами, покупатель в действительности приобретает право получения будущих доходов от владения собственностью). Аналогичным образом, собственник не продаст свой бизнес по цене ниже текущей стоимости прогнозируемых будущих доходов. Считается, что в результате своего взаимодействия стороны придут к соглашению о рыночной цене, равной текущей стоимости будущих доходов.

Подход с точки зрения дохода представляет собой процедуру оценки стоимости, исходя из того, что стоимость бизнеса непосредственно связана с текущей стоимостью будущих чистых доходов, которые принесет данный бизнес. Текущая стоимость суммы будущих доходов служит ориентиром того, сколь много готов заплатить за оцениваемое предприятие потенциальный инвестор.

Ожидаемые доходы, как они понимаются в рамках доходного подхода, имеют денежное выражение. В зависимости от характера оцениваемого предприятия, доли акционеров в его капитале или ценных бумаг, а также других факторов ожидаемые доходы могут быть достаточно точно выражены через такие показатели, как чистый денежный поток, дивиденды, различные формы прибыли.

Ожидаемые доходы должны оцениваться исходя из таких характеристик, как природа данного предприятия; структура его капитала; показатели деятельности родственных ему предприятий, взятые в ретроспективе; перспективы развития данного предприятия и отраслей, с которыми оно связано, а также других экономических факторов.

Пересчет ожидаемых доходов в стоимость предприятия осуществляется с помощью процедур, которые позволяют учесть ожидаемые темпы роста, время и периодичность получения доходов, степень риска получения доходов в планируемое время и в ожидаемом объеме, а также стоимость денег во времени.

При пересчете ожидаемых доходов в стоимость, как правило, требуется определить величину коэффициента капитализации или ставки дисконтирования. При определении соответствующей ставки необходимо учитывать действие таких факторов, как уровень ставки банковского про-

цента, величина дохода для аналогичных предприятий согласно ожиданиям инвесторов, а также характеристики риска, связанного с получением ожидаемых доходов.

При использовании методов дисконтирования будущих доходов ожидаемые темпы роста учитываются при оценке размеров поступлений доходов в будущем. При использовании методов капитализации доходов от ожидаемых темпов роста непосредственно зависит величина ставки капитализации.

Данный подход является основным для оценки рыночной стоимости действующих предприятий, которые после их перепродажи новым владельцам не планируется закрывать (ликвидировать). Применительно к действующему предприятию данный метод предполагает рассмотрение результатов прогнозирования деятельности предприятия в соответствии с доступными ему технологиями выпуска продукции.

В рамках доходного подхода к оценке бизнеса традиционно выделяют два основных метода (или две группы методов, в зависимости от степени детализации):

- методы, основанные на пересчете будущих ежегодных доходов компании в текущую стоимость (методы дисконтирования доходов);
- методы, базирующиеся на средней величине дохода (методы капитализации доходов).

В качестве дохода в оценке бизнеса могут выступать прибыль предприятия, выручка, выплачиваемые или потенциальные дивиденды, денежный поток. В зависимости от того что, выбрано оценщиком в качестве дохода, различают соответствующие методы дисконтирования и капитализации:

- метод дисконтирования прибыли, метод дисконтированных дивидендных выплат, метод дисконтированных денежных потоков;
- метод капитализации нормализованной прибыли; метод капитализации выручки; метод капитализации дивидендных выплат, метод капитализации нормализованного денежного потока.

Метод дисконтирования денежных потоков может быть использован для оценки любого предприятия. По отзывам западных специалистов, в 90% случаев применения доходного подхода для оценки средних и крупных предприятий применяется именно этот метод. Данный метод является самым трудоемким и дорогим, но в существующих российских условиях самым корректным. Преимущество дисконтирования денежного потока над дисконтированием прибыли и дивидендов заключается в том, что в настоящее время ни прибыль, ни дивиденды не отражают в достаточной степени состояния российских предприятий и организаций, а также предпочтений инвесторов.

Методы дисконтирования доходов

Методы первой группы предполагают составление четкого прогноза динамики развития предприятия (для объектов ОАО РАО «ЕЭС России» период прогнозирования может составлять 10-20 лет [Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России»; Deloitte&Touche], вплоть до момента, когда колебаниями в темпах роста можно пренебречь. Все спрогнозированные доходы затем дисконтируются, то есть их будущая величина приводится к стоимости этих денег на дату оценки. Таким образом, основные задачи при использовании методов дисконтирования состоят в следующем: а) правильно спрогнозировать будущие доходы компании; б) учесть факторы риска в ставке дисконтирования.

Метод дисконтированных денежных потоков используется тогда, когда можно в достаточной мере обоснованно прогнозировать будущие денежные потоки, эти потоки будут существенно отличаться от текущих, ожидается, что денежный поток в последний год прогнозного периода будет значительной положительной величиной. Другими словами, метод более применим (чем

метод капитализации) к приносящим доход предприятиям, имеющим нестабильные потоки доходов и расходов.

Отличительной особенностью и главным достоинством данного метода является то, что он позволяет учесть несистематические изменения потока доходов, которые нельзя описать какой-либо математической моделью. Данное обстоятельство делает привлекательным использование метода дисконтированных денежных потоков в условиях российской экономики, характеризующейся сильной изменчивостью цен на готовую продукцию, сырье, материалы и прочие компоненты, существенным образом влияющие на стоимость оцениваемого бизнеса.

Еще одним аргументом, выступающим в пользу применения метода дисконтированных денежных потоков, является наличие информации, позволяющей обосновать модель доходов и расходов в прогнозный период (финансовая отчетность предприятия, данные исследования рынка, ретроспективный анализ оцениваемого предприятия, позволяющий выявить тенденцию его развития и дать рекомендации по стратегии дальнейшего развития, которые являются неотъемлемой составной частью DCF -анализа).

При составлении прогноза доходов в рамках некоторого прогнозного периода, длительность которого определяется временем стабилизации денежного потока, получаемого компанией, необходимо учитывать риск, связанный с их получением, под которым подразумевается степень неопределенности достижения в будущем ожидаемых результатов, т.е. необходимо оценить степень вероятности получения прогнозируемого денежного потока. Численной мерой инвестиционного риска, в модели расчета методом дисконтирования, является ставка дисконтирования.

Как известно, стоимость денежной единицы с течением времени уменьшается, т.е. для получения достоверной оценки необходимо привести будущие денежные потоки к эквивалентной текущей стоимости. И, наконец, по прошествии прогнозного периода бизнес способен еще принести доход и поэтому обладает некоторой остаточной стоимостью.

Сумма текущей стоимости денежных потоков в прогнозный период и текущего значения остаточной стоимости (т.е. остаточной стоимости приведенной к дате оценки) и будет равна рыночной стоимости оцениваемого предприятия (бизнеса).

Метод капитализации доходов

В отличие от метода дисконтирования, метод капитализации предполагает, что в будущем все доходы компании будут либо одного размера, либо будут иметь постоянную величину среднегодовых темпов роста. Подобный подход, в определенной степени более прост (по сравнению с методом дисконтирования доходов), поскольку не требуется составления средне- и долгосрочных прогнозов доходов. Однако, на сегодняшний день применение метода капитализации в оценке бизнеса ограничено кругом крупнейших российских предприятий (монополии и олигополии) с относительно стабильными доходами и расходами, находящихся на стадии зрелости своего жизненного цикла, рынок сбыта которых устоялся и не претерпит значительных изменений в долгосрочной перспективе. Использование же данного метода при оценке предприятий реформируемой отрасли может привести к получению недостаточно обоснованного результата.

Теоретические основы сравнительного подхода к оценке предприятий

Сравнительный подход базируется на рыночной информации и учитывает текущие действия потенциальных продавцов и покупателей. Данный подход предусматривает использование информации о сделках купли — продажи компаний (частичных интересов в них в виде пакетов акций или долей участия).

Обычно сравнительный подход используется в следующих случаях:

- имеется достаточное количество сопоставимых (действительно сходных с оцениваемой по наиболее важным экономическим параметрам) компаний и сделок с ними (частичными интересами в них);
- имеется достаточно данных по сопоставимым компаниям (и сделкам) для проведения соответствующего финансового анализа;
- имеются надежные данные о прибылях или денежных потоках как оцениваемой, так и сопоставимых компаний.

В рамках данного подхода используются следующие методы оценки предприятия:

- метод рынка капитала – основан на анализе цен реальных сделок с акциями сходных компаний (в составе миноритарных пакетов);
- метод сделок – основан на анализе цен приобретения контрольных или существенно значимых пакетов акций в сходных компаниях.
- метод отраслевых коэффициентов — основан на специальных формулах или ценовых показателях, используемых в одной или различных отраслях.

В идеале, компании-аналоги действуют в той же отрасли, что и оцениваемые компании, однако, если по предприятиям данной отрасли отсутствует достаточная информация о сделках, может оказаться необходимым рассмотреть другие компании, схожие с оцениваемой компанией по таким инвестиционным характеристикам, как рынки сбыта, продукция, темпы роста, зависимость от циклических колебаний, а также по другим существенным параметрам.

Ценовая информация о компаниях-аналогах должна быть увязана с наиболее существенной финансовой информацией о каждой компании-аналоге, чтобы можно было рассчитать соответствующие оценочные коэффициенты.

Основные принципы, лежащие в основе перечисленных методов, описаны ниже.

Метод рынка капитала

Метод базируется на ценах, по которым происходили сделки купли-продажи по акциям сходных компаний на фондовых рынках. Данные о сопоставимых предприятиях при использовании соответствующих корректировок могут послужить ориентирами для определения стоимости оцениваемого предприятия. Преимущество данного метода заключается в использовании фактической информации, а не прогнозных данных, имеющих известную неопределенность. Для реализации данного метода необходима достоверная и детальная финансовая и рыночная информация по группе сопоставимых предприятий и оцениваемого предприятия. Выбор сопоставимых предприятий осуществляется исходя из анализа сходных предприятий по отрасли, продукции, диверсификации продукции (услуг), жизненному циклу, географии, размерам, стратегии деятельности, финансовым характеристикам (рентабельности, темпам роста и пр.). Метод определяет уровень стоимости неконтрольного (миноритарного) пакета акций.

Метод сделок (продаж)

Данный метод основан на анализе цен приобретения контрольных или существенно значимых пакетов акций сходных предприятий (в том числе полного права собственности). Результатом является оценка стоимости мажоритарного пакета акций, позволяющего полностью или в значительной степени управлять предприятием.

Метод отраслевых коэффициентов (мультипликаторов)

Данный метод основан на специальных формулах и ценовых показателях, используемых в отдельных отраслях производства. Формулы и ценовые показатели выводятся эмпирическим путем из данных о продажах тех или иных интересов в предприятиях (или полного пакета прав).

В зависимости от смысла мультипликатора результат отражает или стоимость акций в миноритарном пакете (наиболее частая практика), или стоимость бизнеса как целого.

Для проведения анализа компании может быть выбрано несколько оценочных коэффициентов и рассчитано несколько показателей стоимости. При сведении результатов необходимо принять во внимание относительную значимость каждого показателя, используемого при подготовке оценочного заключения о стоимости.

Процедура согласования, начисление скидок и премий

После определения показателей стоимости оцениваемого предприятия с применением стандартных подходов к оценке, необходимо провести согласование этих результатов, проанализировав их положительные и отрицательные стороны с точки зрения текущей рыночной ситуации, после чего сделать вывод о степени влияния результатов, полученных при использовании каждого из подходов, на итоговую стоимость предприятия (100%-го пакета акций).

В случае определения стоимости частичного интереса (не 100%-го пакета), становится необходимо определить степень влияния на стоимость этой доли (пакета) факта контрольности или неконтрольности последней, уровня концентрации контроля у других акционеров, а также воздействия на эту стоимость степени ликвидности акций оцениваемого предприятия.

Для получения итоговой величины стоимости в процессе оценки предприятия в зависимости от размера оцениваемого пакета акций учитываются:

- Премия за контроль.
- Скидка за недостаточность контроля.
- Скидка за недостаточную ликвидность акций.

Права собственника контрольного пакета, наличие которых приводит к тому, что стоимость распоряжения/владения контрольным пакетом всегда выше стоимости распоряжения/владения миноритарным пакетом приведены ниже:

- выборы Совета директоров и назначение менеджеров;
- определение вознаграждения менеджеров и их привилегий;
- определение политики предприятия, изменение стратегии развития бизнеса;
- принятие решений о поглощениях и слияниях с другими компаниями;
- принятие решений о ликвидации, распродаже имущества предприятия;
- принятие решений об эмиссии;
- изменение уставных документов;
- распределение прибыли по итогам деятельности предприятия и установление размеров дивидендов;
- принятие решения о продаже или приобретении собственных акций компании.

Скидка за недостаточную ликвидность отражает невозможность быстрой продажи акций («превращения» их в деньги). Она начисляется не только при оценке закрытых компаний, но и акций открытых, которые не находятся в активном рыночном обороте. При оценке крупных пакетов начисление такой скидки представляется необходимым для всех типов компаний, так как котирующиеся акции всегда являются существенно миноритарными пакетами и наличие такого

оборота не обеспечивает возможности реализации контрольного пакета по цене, включающей премию за контроль.

Факторы, увеличивающие размер скидки за недостаточную ликвидность:

- низкий размер дивидендов или невозможность их выплаты;
- неблагоприятные перспективы продажи части акций предприятия или самого предприятия;
- ограничения на операции с акциями (например, законодательное запрещение свободной продажи акций закрытых компаний);
- несформированность рынка (и/или непредставленность на нем) акций конкретной компании.

Факторы, уменьшающие размер скидки на низкую ликвидность:

- возможность свободной продажи акций;
- возможность свободной продажи самого предприятия;
- высокий размер дивидендов.

В настоящей работе оценке подлежит рыночная стоимость 100% пакета акций. Поэтому, с учетом частного допущения (касающегося скидки за низкую ликвидность), приведенного в Главе 2 настоящего Отчета, итоговый результат расчетов стоимости собственного капитала путем начисления скидок и премий не корректируется.

Описание Общества

Общие сведения

Полное наименование: Открытое акционерное общество Акционерная компания «Якутск-энерго»

Сокращенное наименование: ОАО АК «Якутскэнерго»

Реквизиты Общества:

ИНН 1435028701

р/с 40702810737730000014

в КБ «ТААТТА» (ЗАО),

к/с 30101810300000000709В

БИКО49805709;

Юридический адрес: РФ, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Федора Попова, д.14

Почтовый адрес: 670000, РФ, Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Федора Попова, д.14

Дата государственной регистрации: 25.07.1996 г.

Балансовая стоимость акций (Уставный капитал): 9 195 307 104 (Девять миллиардов сто девяносто пять миллионов триста семь тысяч сто четыре) рубля;

Количество обыкновенных именных акций: 7 825 264 840 (Семь миллиардов восемьсот двадцать пять миллионов двести шестьдесят четыре тысячи восемьсот сорок) шт.;

Количество привилегированных акций: 1 370 042 264 (Один миллиард триста семьдесят миллионов сорок две тысячи двести шестьдесят четыре) шт.

Количество акций 6-го выпуска: 200 000 000 (Двести миллионов) шт.

Количество оплаченных акций 6-го выпуска – 140 879 342 (Сто сорок миллионов восемьсот семьдесят девять тысяч триста сорок две) шт.

Номинальная стоимость одной именной акции: 1 (Один) рубль 00 копеек.

Виды деятельности Общества

В соответствии с Уставом основными видами деятельности ОАО АК «Якутскэнерго» являются:

- производство электрической и тепловой энергии;
- получение (покупка) электрической энергии с оптового рынка электрической энергии (мощности);
- передача электрической и тепловой энергии;
- поставка (продажа) электрической и тепловой энергии по установленным тарифам в соответствии с диспетчерскими графиками электрических и тепловых нагрузок.

Виды деятельности, сопутствующие основной:

- поставка топлива для ОАО «Сахаэнерго» и подрядным организациям;
- сдача основных средств в аренду;

- авторанспортные услуги Энерготрансснаба;
- продажа реактивной энергии;
- транспортировка электроэнергии;
- реализация угольной пыли;
- переработка и хранение мазута;
- техническое обслуживание и ремонт;
- обслуживание ХВС;
- водоотведение и холодное водоснабжение;
- производство вспомогательных материалов;

Непрофильными видами деятельности Общества являются продукция, товары, (услуги) непромышленного характера.

- детские учреждения (услуги по содержанию детей в дошкольных учреждениях);
- услуги гостиничного хозяйства;
- услуги столовой;
- услуги спорткомплекса;

Акционерный капитал Общества

Уставный капитал Общества составляет 9 195 307 104 рублей (без учета акций 6-го выпуска) и разделен на 7 825 264 840 обыкновенных именных бездокументарных акций и 1 370 042 264 привилегированных акций номиналом 1 руб.

На дату оценки Обществом было проведено шесть выпусков ценных бумаг.

Таблица 3. Сведения об акциях ОАО АК «Якутскэнерго»

Порядковый номер выпуска	Государственный регистрационный номер	Категория, тип	Количество акций
1-я эмиссия	16-1п-0120 от 01.07.1994 г.	обыкновенные	21 611043
		привилегированные	483 678
2-я эмиссия	16-1п-0196 от 30.12.98	обыкновенные	921 877 787
		привилегированные	170 771 605
3-я эмиссия	1-03-00304-А от 18.06.02г.	обыкновенные	6 471 421 810
	2-03-00304-А от 18.06.02г.	привилегированные	1 198 786 981
4-я эмиссия	1-04-00304-А от 29.12.02г.	обыкновенные	425 354 200
5-я эмиссия	1-01-00304-А-004D	обыкновенные	4 000 000
6-я эмиссия	не зарегистрированы	обыкновенные	200 000 000
ИТОГО		обыкновенные	8 025 264 840
		привилегированные	1 370 042 264
			9 395 307 104

Источник: Данные Общества.

Акции шестого выпуска в количестве 200 000 000 шт. на дату оценки распределены между акционерами, но не зарегистрированы. Количество акций 6-го выпуска, оплаченных акционерами, составляет 140 879 342 шт.

Структура акционерного капитала с учетом оплаченных акций 6-го выпуска отражена в таблице ниже.

Таблица 4. Структура акционерного капитала Общества по состоянию на 31.03.2006 г.

Наименование владельца ценных бумаг	Количество акций, шт.	Кол-во обыкновенных акций зарегистрированных выпусков	Кол-во привилегированных акций	Кол-во оплаченных акций 6-го выпуска	Доля голосующих акций, %	Доля в УК %
Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России»	4 405 323 304	4 405 323 304	0	0	55,30	47,19
Закрытое Акционерное Общество «Депозитарно-Клиринговая Компания»	2 748 425 183	2 165 826 247	582 598 936	39 979 553	27,70	29,34
Прочие (юридические и физические лица)	2 182 437 959	1 254 115 289	787 443 328	100 899 789	17,00	23,47
ИТОГО:	9 336 186 446	7 825 264 840	1 370 042 264	140 879 342	100	100

Источник: Данные Общества.

Дивидендная история

Дивидендная история Общества представлена в следующей таблице:

Таблица 5. Дивидендная история ОАО АК «Якутскэнерго»

Период	Дивиденды начисленные, тыс. руб.	Дивиденды выплаченные, тыс. руб.
2002 год	12 204	9 918
2003 год	16 435	12 666
2004 год	185 488	159 279
2005 год	313 500	-

Источник: Данные Общества.

Решение о выплате и размере годовых дивидендов по акциям любых типов принимается Общим собранием акционеров согласно ст. 7 устава Общества. Общая сумма, выплачиваемая в качестве дивидендов по каждой привилегированной акции типа А установлена в размере 10% от чистой прибыли Общества по итогам последнего финансового года, разделенной на число акций которые составляют 25% уставного капитала Общества. При этом, если сумма дивидендов, выплачиваемая Обществом по каждой обыкновенной акции в определенном году, превышает сумму, подлежащую выплате в качестве дивидендов по каждой привилегированной акции типа А, размер дивиденда, выплачиваемого по последним, должен быть увеличен до размера дивиденда, выплачиваемого по обыкновенным акциям.

С 2000 по 2002 год Общество работало с убытками, поэтому дивиденды в данный период не начислялись.

Выплаты дивидендов осуществлялись только физическим и юридическим лицам, предоставившим реквизиты для перевода средств, и как следствие не все начисленные дивиденды были выплачены.

Организационная структура ОАО АК «Якутскэнерго»

Организационная структура Общества по состоянию на 31.03.2006 г. приведена ниже.

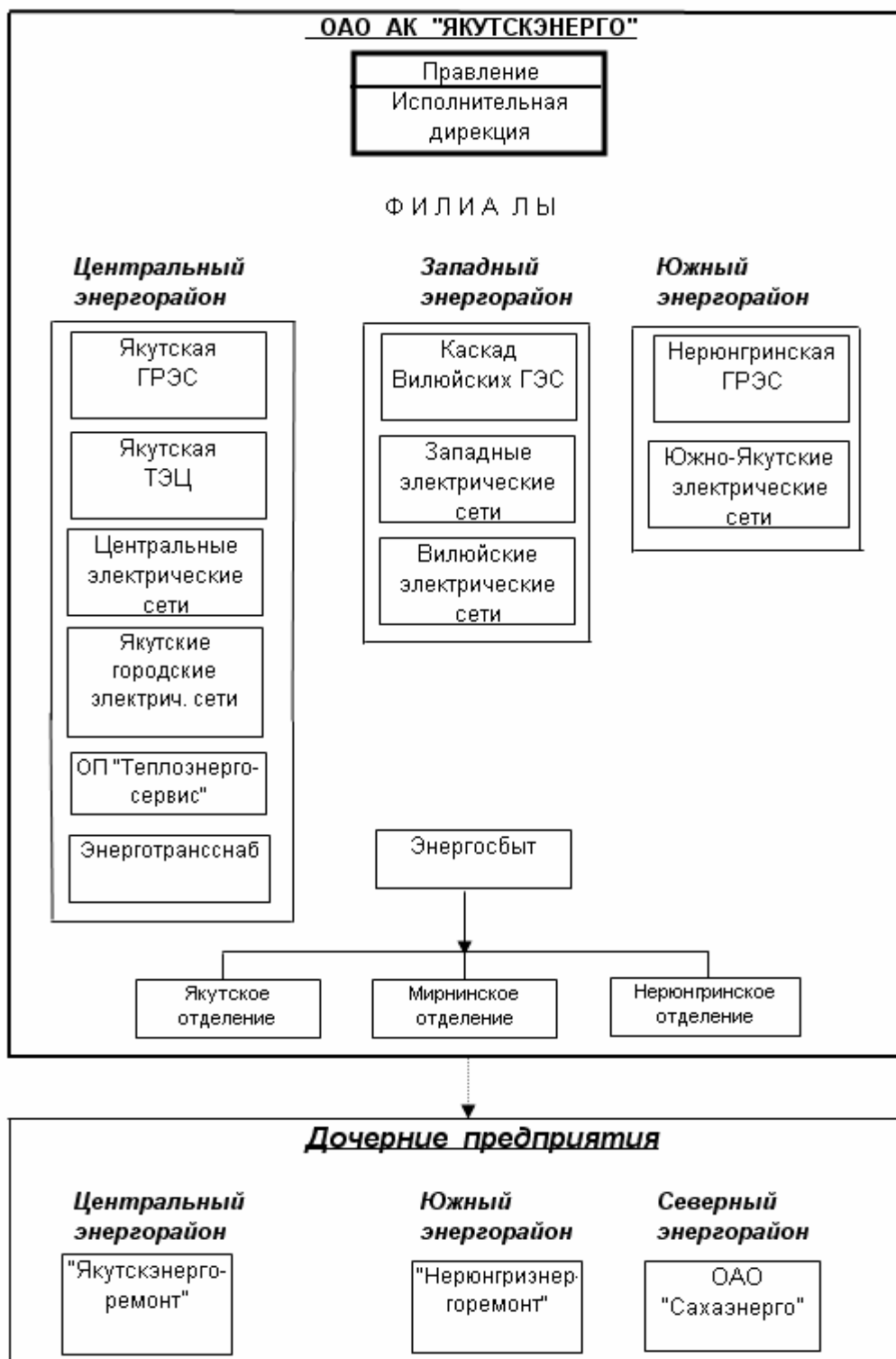


Рис. 1. Организационная структура Общества по состоянию на 31.03.2006 г.

Структура управления Обществом

Органами управления Обществом являются:

- Собрание акционеров;
- Совет директоров;
- Правление;
- Генеральный директор.

Общее собрание акционеров является высшим органом управления Общества.

Совет директоров осуществляет общее руководство деятельностью Общества, за исключением решения вопросов, отнесенных Федеральным законом «Об акционерных обществах» и Уставом ОАО АК «Якутскэнерго» к компетенции Общего собрания акционеров. Вопросы, относящиеся к компетенции Совета директоров Общества, указаны в ст.15 Устава ОАО АК «Якутскэнерго».

Руководство текущей деятельностью осуществляется единоличным исполнительным органом — Генеральным директором и коллегиальным исполнительным органом — Правлением Общества.

Органом контроля за финансово-хозяйственной деятельностью Общества является Ревизионная комиссия Общества.

Уставом Общества численный состав Совета директоров определен в количестве 11 человек, избранных на годовом Общем собрании акционеров кумулятивным голосованием. Члены Совета директоров несут ответственность перед Обществом за принятые ими решения. Они участвуют в заседаниях Совета директоров в соответствии с утвержденным Планом работы, а также по мере необходимости. Состав Совета директоров Общества представлен ниже.

Таблица 6. Состав Совета директоров Общества

Фамилия, имя, отчество	Место работы, занимаемая должность	Пост в Совете директоров
Анисимов Сергей Петрович	ОАО ПАО «ЕЭС России» Начальник управления энергосбытовой деятельности Бизнес – Единицы № 1	Председатель Совета директоров
Гончаров Игорь Михайлович	ЗАО «Сибирская Угольная Энергетическая Компания» Главный специалист департамента стратегического комплекса	Член Совета директоров
Грабцевич Василий Борисович	Правительство Республики Саха (Якутия) Заместитель председателя Правительства Республики Саха (Якутия)	Член Совета директоров
Дубинский Евгений Сергеевич	ОАО ПАО «ЕЭС России» Начальник отдела	Член Совета директоров
Жигарев Владимир Александрович	Фонд "Институт профессиональных директоров" Советник	Член Совета директоров
Ильковский Константин Константинович	ОАО АК "Якутскэнерго" Генеральный директор	Член Совета директоров
Колесников Александр Степанович	ОАО ПАО "ЕЭС России" Начальник Департамента по взаимодействию с акционерами Корпоративного центра	Член Совета директоров
Николаева Ольга Викторовна	ОАО ПАО «ЕЭС России» ведущий специалист	Член Совета директоров
Попов	ОАО "Профресурс"	Член Совета директоров

Фамилия, имя, отчество	Место работы, занимаемая должность	Пост в Совете директоров
Геннадий Николаевич	главный специалист	
Савинов Юрий Николаевич	Член Совета директоров	Член Совета директоров
Шумилов Александр Александрович	ОАО «Сибирская Угольная Энергетическая Компания» заместитель директора Департамента стратегии энергетического комплекса	Член Совета директоров

Источник: Данные Общества.

Ниже в таблице приведены сведения о руководящем составе ОАО АК «Якутскэнерго».

Таблица 7. Сведения о руководящем составе ОАО АК «Якутскэнерго»

№ п/п	Должность	Ф.И.О.	Дата рождения	Квалификация	Повышение квалификации	Дата назначения на должность	Стаж работы в АК «Якутскэнерго»
1	Генеральный директор ОАО АК "Якутскэнерго"	Ильковский Константин Константинович	12.01.1964 г.	1. Ленинградский горный ин-т, 1986 г. Горный инженер-геолог Кандидат эконом. наук 2. АНХ при Правительстве РФ, 1992-1994. Менеджер высшей категории.	2000г.-Северо-Западный филиал АО «ГВЦ Энергетики», предэкзаменационная подготовка. 2003 – Академия НХ при Правительстве РФ – проф. Переподготовка по пр. «Менеджмент в энергетике»	15.05.2000 г.	2000
2	Первый заместитель генерального директора - главный инженер	Гаврилов Сергей Юрьевич	10.10.1968 г.	Томский политехнический ун-т, 1993 Инженер физик-теплоэнергетик	2002 г. – Стажировка Польша-ФРГ-Франция по теме: «Реорганизация энергетических предприятий. Опыт зарубежных компаний». 2004-АНХ при Прав. РФ "Менеджмент в энергетике"	29.09.03г	1993
3	Первый заместитель генерального директора	Федорова Ольга Николаевна	30.08.1962 г.	1. Рижский институт инженеров гражданской авиации, инженер-экономист. 1984 2. Московский юридический институт, 1992 Юрист.	1. ИППК Финансовой академии при Правительстве РФ, 1995-1996, экономист по банковскому делу. 2. Проф. переподг. в АНХ при Прав. РФ по программе «Менеджмент в энергетике», 03 г. 3. Российско-Канадский УЦ, 2003 4. ОАО РАО «ЕЭС России» «Новое в бизнес-планировании Холдинга», 04	15.05.2000 г.	2000
4	Заместитель генерального директора по МТС и транспорту - директор "Энерготранснаба"	Ульрих Виктор Иванович	07.11.1950 г.	Северо-Осетинский гос. университет, 1972, преподаватель Международный институт управления и права, 1995, бакалавр экономики	нет	16.09.2003 г.	2001
5	Заместитель генерального директора по инвестициям и собственности	Угловский Сергей Борисович	03.01.1951 г.	Новосибирский инженерно-строительный институт, 1970-1972гг., Якутский государственный университет, 1975-1980гг. инженер-строитель	нет	01.09.1997 г.	1997
	Заместитель генерального директора по электрическим сетям	Кычкин Павел Егорович	21.07.1956 г.	Ленинградский институт водного транспорта, 1978. инженер-механик	Российская академия госслужбы при Президенте РФ (спец.: госслужба и кадровая политика) обучается в н.вр.	18.05.2000 г.	1981
6	Заместитель генерального директора по электрическим сетям	Иванов Валерий Васильевич	17.06.1948 г.	Восточно-Сибирский технологич. Ин-т, 1990, Инженер-электрик	нет	02.02.2004 г.	1971
7	Заместитель генерального директора по стратегическому развитию - начальник Управления корпоративной стратегии	Тимофеев Дмитрий Иннокентьевич	07.08.1975 г.	Государственная академия нефти и газа, экономист-менеджер Финансово-экон. Ин-т ЯГУ, Федеральная программа подготовки управленческих кадров для организации народного хозяйства РФ, 2001 - 2002	ВИПКэнерго, Разработка и согласован. бизнес плана, 2001; Программа переподготовки управленческих кадров при Президенте РФ, 2002; Филиал АНО «Японский центр» «Японский центр в Хабаровске», Повышение конкурентоспособности предприятия, 2004	22.06.2004 г.	2000-2002 2004-н.вр.
8	Заместитель генерального директора по правовым вопросам - начальник Управления	Попов Василий Иванович	09.04.1968	Томский государственный университет, 1993 юрист	УЦ «Правовед», 2001 МИСБ «Правовые аспекты деятельности предприятия эл.энергетики в период реформирования», 2004	05.07. 2004 г	2000



№ п/п	Должность	Ф.И.О.	Дата рождения	Квалификация	Повышение квалификации	Дата назначения на должность	Стаж работы в АК «Якутскэнерго»
	правового обеспечения и экономической безопасности						
9	Заместитель генерального директора по реструктуризации непрофильного бизнеса	Шаповалов Александр Владимирович	27.02.66г.	Днепропетровский инженерно-строительный институт. 1991г. Инженер-строитель-технолог	Обучается в АНХ при Правит. РФ	13.03.2002г.	1999
10	Заместитель генерального директора по сбыту - директор "Энергосбыта"	Шеметов Алексей Иннокентьевич	19.09.71г.	Иркутский госуд. технич. университет, 1997. Инженер-электрик	ПЭИПК руководящих работников –2000г., СЗФ АО «ГВЦ Энергетики» по программе «Резерв на должность генерального директора АО-энерго», 2002г.- Профильная поездка в Аргентину и Чили по программе подг. кадрового резерва и пов.квал. руководителей энергосбытовых подразделений.-2003- Российско-Канадский учебный центр по переподготовки кадров для ТЭК на базе института ПК при Минэнерго РФ –2004г.	26.06.2001 г.	1993
11	Заместитель генерального директора - директор обособленного подразделения по оказанию жилищно-коммунальных услуг "Теплоэнергосервис"	Литвинцев Геннадий Викторович	03.04.1961г	Читинский политех. Ин-т, 1986 г.инженер-механик	Федер.сл. России по несостоятельности и финансовому оздоровлению по РС(Я), 2001 "Подготовка специалистов по антикризисному управлению"	01.02.2005г	2005
12	Заместитель генерального директора - директор Представительства в г. Москве	Гробман Франц Хомич	05.07.1945	Якутский государственный университет, 1987 инженер-строитель	нет	20.09.2002 г.	1973-1986 2002-н.вр.
Руководители филиалов ОАО АК «Якутскэнерго»							
13	Директор Якутской ТЭЦ	Андриевский Вадим Васильевич	27.10.58 г	Инженер- теплоэнергетик. Дальневосточный политехнический институт, 1984 г.;переподготовка: АНХ при Правительстве РФ 2005 г., "Экономика, финансы и управление на предприятии"	2000г. «С- Петербургский энергетический институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов» (ПЭИПК) по курсу: «Совершенствование организации тепломеханического оборудования ТЭС» г. С- Петербург 2001 г. Страны Скандинавии. Ознакомления с работой энергетической компаний	31.05.2004 г.	1988
14	Директор Якутской ГРЭС	Спириденко Владимир Викторович	26.03.1949 г.	Якутский госуниверситет, 1978 г., Горный инженер; переподготовка АНХ при Правительстве РФ, 2000 г., "Экономика и управление на предприятии"	ВИПКэнерго г.Москва, 1983	05.04.99 г.	1973
15	Директор Нерюнгринской ГРЭС	Тарасов Олег Владимирович	08.05.1959 г	Читинский политехнический институт, 1981 г., Инженер-промотеплоэнергетик Переподготовка АНХ при Правительстве РФ, 1998 г. "Менеджмент в условиях рынка"	1982 г – ВИПК руководящих работников и специалистов Минэнерго СССР, г. Челябинск, начальник и заместитель начальника котлотурбинного цеха, 2001 г – ЯГУ «Охрана труда», 2001 г – ГВЦ энергетики РАО «ЕЭС России», г. Санкт-Петербург, предэкзамнационная подготовка руководителя, 2002 г – стажировка Польша – ФРГ – Франция по	17.08.1998 г	1983-1993 г.г.; 1998-н/вр.



№ п/п	Должность	Ф.И.О.	Дата рождения	Квалификация	Повышение квалификации	Дата назначения на должность	Стаж работы в АК «Якутскэнерго»
					теме: «Реорганизация энергетических предприятий. Опыт зарубежных компаний». 2003 г – СЗФ АО ГВЦ энергетики, резерв на должность управляющего АО		
16	Директор Каскада Вилюйских ГЭС	Николаев Юрий Михайлович	04.08.1962 г.	Инженер-гидроэлектроэнергетик, Новосибирский электротехнический институт, 1985 г, Переподготовка: АНХ при Правительстве РФ, 1999 г. " Руководитель в условиях рынка"	нет	2002 г.	1987- 2001г.г. 2002 г.- н/вр.
17	Директор Центральный электрических сетей	Головченко Михаил Александрович	20.11.47 г.	Томский институт АСУ и радиоэлектроники, 1971 г, радиоинженер	1993г. – ВИПКэнерго г.Москва,2002г- Япония-Малазия	2000 г	1975
18	Директор Южно-Якутских электрических сетей	Мельниченко Олег Алексеевич	27.02.41г	Дальневосточный политехнич. Ин-т, 1970, инженер-электрик	1994г. – Москва, Швеция, семинар, обмен опытом	03.01.84г	1965
19	и.о. директора Западных электрических сетей	Забегин Игорь Витальевич	17.02.1961 г.	Якутский госуниверситет, 2003 г., Инженер-электрик	С-Петербург Институт повышения квалификации «Програмное обеспечение Модус» 1999г; Москва РАУ ГВЦ «Начальники смен станции и АДУ», 2001 г; Томскэнерго, семинар «Проблемы снижения потерь энергии в электросетях. 2002г; ВИПКэнерго «Надежность работы электротехнического оборудования», 2003 г; Стажировка в Канаде, 2003 г	2005 г.	1984
20	Директор Вилюйских электрических сетей	Васильев Юрий Николаевич	07.07.53 г.	НЭТИ, 1982 г, инженер-электрик	Алма-Атинский филиал ВИПКэнерго, 1990 г.	16.11.98 г	1981
21	Главный инженер Энергосбыта	Марков Виктор Васильевич	01.01.1961 г.	НЭТИ, 1983 г, инженер-гидроэлектроэнергетик. Переподготовка вАНХ при Правительстве РФ "Руководитель в условиях рынка", 2001г.	2000 - Стажировка в странах Скандинавии. « Опыт зарубежных энергокомпаний»	18.08.1997 г.	1989
22	Директор Якутских городских эл. сетей	Иванов Игорь Викторович	23.02.1956 г.	Красноярский политехнический институт, 1978 г.инженер-электрик	нет	2004 г.	1978
23	Главный инженер обособленного подразделения "Теплоэнерго-сервис"	Ульрих Геннадий Викторович	10.12.1976 г.	Донецкий гос. тех. Университет, 1998 г, Инженер-механик СПбИУ-иЭ, 2005, Экономист	нет	01.03.2005 г.	2005
24	Директор Нерюнгринской ГРЭС	Тарасов Олег Владимирович	08.05.1959 г	Читинский политехнический институт, 1981 г., Инженер-промтеплоэнергетик Переподготовка АНХ при Правительстве РФ, 1998 г. "Менеджмент в условиях рынка"	1982 г – ВИПК руководящих работников и специалистов Минэнерго СССР, г. Челябинск, начальник и заместитель начальника котлотурбинного цеха, 2001 г – ЯГУ «Охрана труда», 2001 г – ГВЦ энергетики РАО «ЕЭС России», г. Санкт-Петербург, предэкзамнационная подготовка руководителя, 2002 г – стажировка Польша – ФРГ – Франция по теме: «Реорганизация энергетических предприятий. Опыт зарубежных компаний». 2003 г – СЗФ АО ГВЦ энергетики, резерв на должность управляющего АО	17.08.1998 г	1983-1993 г.г.; 1998-н/вр.

Персонал Общества

Ретроспективная численность персонала ОАО АК «Якутскэнерго» и прогноз численности на 2006 год представлены в нижеследующей таблице.

Таблица 8. Динамика среднесписочной численности персонала ОАО АК «Якутскэнерго»

Категории персонала	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г. (прогноз)
Всего (чел.), в том числе:	8 414	8 180	7 862	8 091	7 749	8 088
Производственно-промышленный персонал	7 873	7 705	7 489	7 752	7 417	7 708
ППП, приходящийся на производство и передачу электро- и теплоэнергию	7 177	7 176	7 144	7 227	6 925	7 465
Прочий ППП (сервисные предприятия Энерготранснаб)	696	529	345	525	492	243
Непромышленный персонал	541	475	373	339	332	380

Источник: Данные Общества.

Как видно из таблицы в течение рассматриваемого ретроспективного периода общая численность промышленно-производственного персонала ОАО АК «Якутскэнерго» значительно не меняется. Однако в результате структурных преобразований наблюдаются заметные изменения численности персонала по подразделениям.

Численность персонала по подразделениям ОАО АК «Якутскэнерго» за последние пять лет изменялась следующим образом:

Таблица 9. Динамика численности персонала ОАО АК «Якутскэнерго»

Филиал	Среднесписочная численность (чел.)					
	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.
Каскад Вилюйских ГЭС	954	930	930	894	615	473
Теплоэнергосервис				0	240	453
Нерюнгринская ГРЭС	2279	2227	2153	1584	1212	1456
Якутская ГРЭС	324	322	325	263	218	220
Якутская ТЭЦ	570	579	601	723	737	804
Вилюйский ЭС	704	709	692	730	720	721
Западные ЭС	644	639	625	749	696	729
Центральные ЭС	865	889	888	859	925	1009
Южно-Якутские ЭС	435	432	416	565	601	617
Якутские городские ЭС				285	348	359
Энергосбыт	617	634	624	651	665	721
Исполнительная дирекция	325	290	263	263	280	306
Сервисные предприятия (Энерготранснаб)	696	529	345	525	492	220
ВСЕГО по АК «Якутскэнерго»	8 414	8 180	7 862	8 091	7 749	8 088

Источник: Данные Общества: «Штатное расписание».

Суммарная численность персонала подразделений включает в себя ППП, а также НПП. Данная категория представлена сотрудниками ЖКХ, занимающихся обслуживанием общежитий, медицинских сотрудников и прочих.

Как видно из таблицы, в 2004, 2005, 2006 гг. сократилась численность персонала Вилюйских ГЭС, Нерюнгринской ГРЭС и Якутской ГРЭС. Это сокращение связано с выделением ремонтных цехов в дочерние предприятия ОАО «Нерюнгриэнергоремонт» и ОАО «Якутская ремонтная

компания», а так же выделения в отдельное подразделение ОП «Теплоэнергосервис» теплосетей и котельных, числящихся на балансе вышеуказанных генераций.

Рост численности персонала в сетевых подразделениях в 2004, 2005 гг. связан с вхождением в ОАО АК «Якутскэнерго» предприятий городских электросетей ГУП: «Алданэнерго», «Вилуйэнерго», «Горэнерго», «Покровские электрические сети», «Мохсоголохские и Верхне-Бестяхские электрические сети», а также ГУП «Сахасельхозэнерго» и «Черскэнергосбыт». При этом было образовано еще одно сетевое подразделение «Якутские городские электрические сети».

Снижение почти в два раза в 2006 г. персонала Энерготранснаба, занимающегося автоперевозками, объясняется переводом части персонала в состав Нерюнградской ГРЭС для предоставления услуг автотранспорта непосредственно в рамках деятельности ГРЭС.

Структура персонала ОАО АК «Якутскэнерго» за последние пять лет изменялась следующим образом:

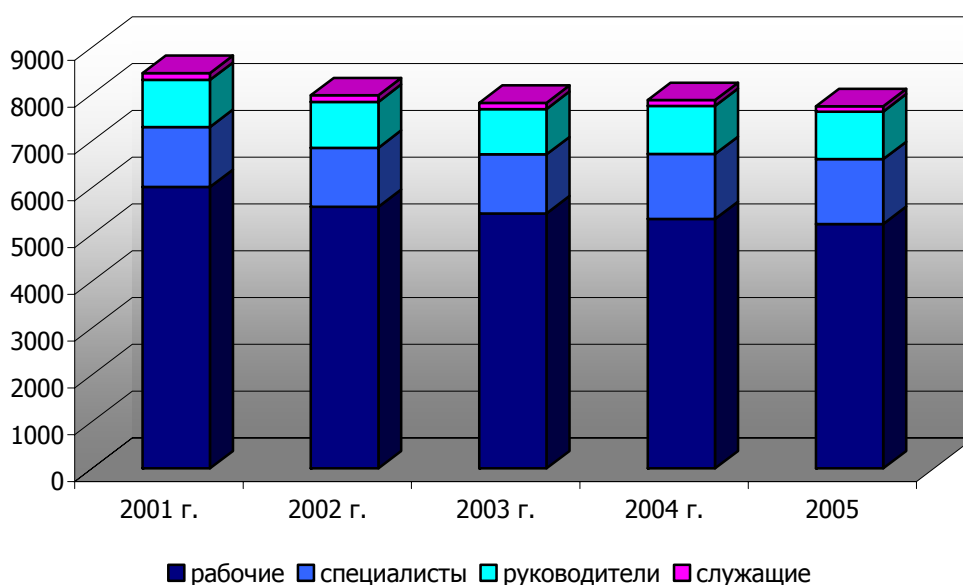


Рис. 2. Динамика численности персонала генерации по категориям за период с 2001 г. по 2005 г., человек

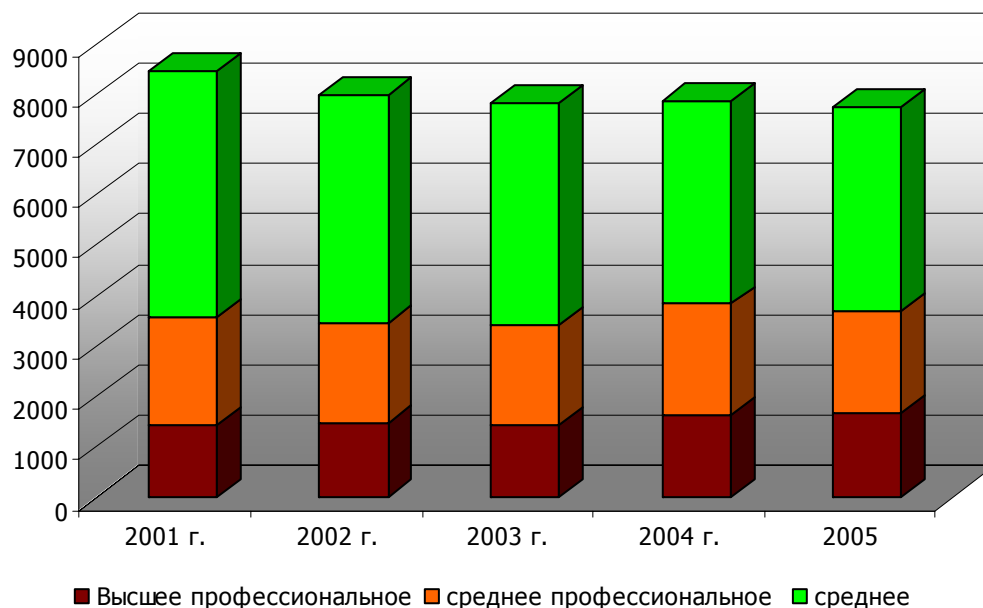


Рис. 3. Динамика численности персонала генерации с указанием образования за период с 2001 г. по 2005 г., человек

Вышеприведенные графики основаны на данных, предоставленных Обществом.

Основная часть персонала Общества состоит из рабочих — 67% от общей численности персонала (по состоянию на 2005г.). Доля специалистов, руководителей и служащих составляет 33%.

Образовательный уровень персонала характеризуется следующими значениями:

- 53% работников имеют среднее образование.
- 26% работников имеют среднее профессиональное образование;
- 21% работников имеют высшее образование.

Среднесписочная численность персонала с укрупненной разбивкой по подразделениям генерации, сетевым подразделениям, энергосбыту и аппарату управления представлена в таблице:

Таблица 10. Среднесписочная численность персонала Общества с разбивкой по видам бизнеса

Численность персонала	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (прогноз)
Генерация	4 127	4 058	4 009	3 464	2 782	2 953
Сети	2 648	2 669	2 621	3 188	3 290	3 435
<i>в том числе генерация сетевых подразделений</i>	<i>440</i>	<i>421</i>	<i>445</i>	<i>471</i>	<i>487</i>	<i>487</i>
Энергосбыт	617	634	624	651	665	721
Аппарат управления	325	290	263	263	280	306
Энерготранснад	696	529	345	525	492	220
ТЭС	-	-	-	-	240	453
ИТОГО	8 414	8 180	7 862	8 091	7 749	8 088

Источник: Данные Общества.

В течение 2001-2004гг. большая часть сотрудников Общества были заняты в подразделениях генерации. Однако, по мере реструктуризации и выделения ремонтных подразделений и тепловых сетей, численность персонала, работающего в сетевых подразделениях, стала практиче-

ски на уровне подразделений генерации. Таким образом, количество персонала, задействованного в производстве, практически равномерно распределяется на объекты генерации и сетевые объекты.

Возрастной состав персонала представлен в таблице ниже.

Таблица 11. Структура персонала по возрастному составу

Возрастной состав персонала	Количество сотрудников (по состоянию на 31.12.05г.), чел.	Доля в общем количестве, %
до 25 лет	559	7%
от 25-35 лет	1 882	24%
от 35-45 лет	2 134	28%
от 45 лет до пенсионного возраста	1 849	24%
работающие пенсионеры	1 325	17%
Итого	7 749	100%

Источник: Данные Общества.

Таким образом, в рамках реформирования ОАО АК «Якутскэнерго» была проведена оптимизация численности персонала Общества. В дальнейшем, по мере принятия на баланс новых объектов генерации, а именно дизельных электростанций, а также строительства новых сетевых объектов планируется набор персонала для обслуживания этих объектов. Планируемый рост численности персонала предоставлен менеджментом Общества. Данный факт был отражен оценщиками в прогнозной модели.

Динамика затрат на оплату труда (по данным, предоставленным менеджментом Общества) за период с 2001 по 2005 г. представлена в таблице ниже.

Таблица 12. Динамика затрат на оплату труда за период с 2001 г. по 2005 г., прогноз на 2006 год

Статья	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (прогноз)
Затраты на оплату труда ППП в составе себестоимости, тыс. руб.	827 752	981 907	1 185 785	1 467 222	1 628 133	1 870 871
Затраты на оплату труда ППП, приходящихся на производство и передачу электро- и тепло-энергию, тыс. руб.	756 427	898 314	1 136 587	1 381 753	1 548 837	1 800 200
Затраты на оплату труда ППП, приходящихся на производство и передачу электро- и тепло-энергию, руб.в мес./чел.	8 783	10 432	13 258	15 933	18 638	20 096
Темп прироста, %		19%	27%	20%	17%	8%
Затраты на оплату труда НПП в составе себестоимости, тыс. руб.	26 242	26 415	24 111	27 946	28 943	37 002
Затраты на оплату труда НПП, руб.в мес./чел.	4 042	4 634	5 387	6 870	7 265	
Темп прироста, %		15%	16%	28%	6%	

Источник: Данные Общества: Бизнес планы Общества за 2001-2005 гг. и план прогноз на 2006 г.

За рассматриваемый период происходит рост затрат на оплату труда. Основной причиной роста является индексация заработной платы.

По результатам собеседования с менеджментом ОАО АК «Якутскэнерго» было выявлено, что рост среднемесячной заработной платы согласован с Отраслевым тарифным соглашением и связан с увеличением заработной платы на индекс роста потребительских цен в РФ и увеличением процента выплат по районному регулированию.

Если рассматривать темп роста среднемесячной зарплаты, то можно отметить достаточно стабильный рост. На 2006г. запланирован рост сравнимый с прогнозным индексом роста потребительских цен.

В состав себестоимости входят в частности выплаты:

■ Оплата труда за отработанное время:

- заработная плата начисленная по тарифным ставкам (должностным окладам) за отработанное время, заработная плата, начисленная за выполненную работу по сдельным расценкам, разница в должностных окладах при временном замещении, оплата труда лиц, работающих на условиях совместительства, оплата труда лиц, выполняющих работы по договорам гражданско-правового характера (в зависимости от характера работ);

- доплаты и надбавки за условия труда, многосменный режим работы, профессиональное мастерство, классность, за работу со сведениями, составляющими государственную тайну, совмещение профессий, расширение зоны обслуживания, увеличение объема выполняемых работ, руководство бригадой, надбавки за разъездной характер работы, оплата временного замещения и др.

- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (районный коэффициент и северные надбавки).

■ Оплата за неотработанное время:

- оплата ежегодных основных и дополнительных отпусков,

- учебных отпусков, оплата на период обучения во время профессиональной подготовки, переподготовке, повышения квалификации;

- оплата времени простоя или вынужденного прогула и др.

■ Поощрительные выплаты:

- премирование за основные результаты производственно-хозяйственной деятельности и др. виды премий в соответствии с положением о премировании в ОАО АК «Якутскэнерго»;

- денежная компенсация за неиспользованный отпуск

- вознаграждения по итогам работы за год и выслугу лет и др.

■ Выплаты социального характера:

- выходное пособие при расторжении трудового договора; суммы, начисленные при увольнении работника на период трудоустройства в связи с ликвидацией организации, сокращением численности персонала;

- оплата стоимости проезда к месту использования отпуска и обратно работников Компании (лицам, работающим в районах Крайнего Севера) в соответствии с законодательством.

История создания и текущее состояние Общества

Началом развития энергетики в Якутии стал ввод в эксплуатацию в 1913 г. локомотивной электростанции мощностью 180 кВт в Якутске. 23 июля 1913 г. было проведено пробное испытание машин и электрических сетей. В 200 домах зажглось электричество.

С интенсификацией добычи золота и угля, с формированием транспортных схем в начале 1930-х годов начали строиться первые паротурбинные и дизельные электростанции. В 1937г. была

пущена в эксплуатацию первая паротурбинная электростанция энергосистемы – Якутская центральная электростанция, переименованная позднее в Якутскую ТЭЦ.

Мощным толчком развития энергетики послужило открытие в конце 50-х годов богатейших месторождений алмазов на западе республики, коксующегося угля и железной руды на юге. А в арктической зоне севера Якутии начала развиваться оловодобывающая промышленность. Для обеспечения энергоснабжения здесь была построена Депутатская электростанция. В 1957-м году в новом здании станции были установлены четыре дизель-генератора мощностью 680 кВт.

В 2000-м году Депутатская станция пережила пожар, который до основания уничтожил и само здание станции, и все энергетическое оборудование. На старом месте была построена совершенно новая электростанция. В 2001 г. четыре новых дизеля встали под нагрузку (при этом расход жидкого топлива для производства электроэнергии сокращается вдвое).

К концу 1950 года в республике насчитывалось 249 станций, еще через пятилетку их количество возросло до 575, а к началу 1958 г. их стало 847.

В 1962 г. разрозненные энергоисточники, действующие по всей территории Якутии, были объединены в единую энергосистему. С этого времени образовано районное энергетическое управление «Якутскэнерго», в функции которого входило производство и обеспечение надежного снабжения электрической и тепловой энергией отраслей экономики Якутской АССР и ее населения.

Ко времени образования РЭУ «Якутскэнерго» на территории республики уже существовал достаточный энергетический потенциал. Работали крупные электростанции – Якутская ЦЭС, Якутская ТЭЦ, энергопоезда в Ленске и Покровске. Полным ходом шло строительство Вилюйской ГЭС и Чульманской ГРЭС. Было принято решение о строительстве нового энергообъекта - Якутской ГРЭС. Якутская ГРЭС стала первой в стране и единственной в мире газотурбинной электростанцией, работающей на вечной мерзлоте, использующей природный газ для выработки не только электро- но и тепловой энергии.

Чульманская ГРЭС проектировалась и строилась для обеспечения электроснабжения золотодобывающей промышленности юга Якутии. В 1963-м году здесь был пущен первый агрегат мощностью 12 мВт. Вплоть до пуска в 1983-м году первого блока Нерюнгринской ГРЭС Чульманская станция обеспечивала растущие потребности энергорайона. Ее мощность достигала 84 МВт.

В 1967г. был пущен в эксплуатацию 1 агрегат Вилюйской ГЭС, которая впоследствии стала основным источником электроснабжения Западного энергетического района и гарантом развития Мирнинского, Айхало-Удачинского и Ленского промышленных узлов. Позднее рядом с Вилюйской ГЭС-I выросла Вилюйская ГЭС-II, обе они вошли в состав каскада Вилюйских ГЭС АК «Якутскэнерго». Установленная мощность КВГЭС составляет 680 МВт. Строительство Вилюйской ГЭС-III было начато в 80-х годах. Однако было заморожено. Возведение станции возобновилось после покупки ее АК «АЛРОСА» у ОАО АК «Якутскэнерго» в 1999 году. В 2002 г. состоялось затопление котлована Вилюйской ГЭС-III, а в сентябре 2004 года в эксплуатацию был введен первый гидроагрегат Вилюйской ГЭС-III, или, как ее еще называют, Светлинской ГЭС. В декабре 2004 г. заработал и второй энергоблок.

В 1986-87 гг. из-за недостатка гидроресурсов для пополнения Вилюйского водохранилища в рекордно короткие сроки (чуть больше года) была построена и введена в эксплуатацию Мирнинская ГРЭС мощностью 120 МВт.

Для пуска первой очереди Якутской ГРЭС на станции в течение 1969-1975 гг. были установлены четыре агрегата общей мощностью 100 тысяч кВт. А еще через 10 лет, в 1980 году, на единственной в мире газотурбинной станции, работающей на вечной мерзлоте, было завершено строительство и второй очереди с установкой четырех турбин ГТ-35-770.

Пуск первого энергоблока Нерюнгринской ГРЭС в 1983 г. ознаменовал развитие Южно-Якутского энергетического комплекса. Сегодня станция работает тремя энергоблоками, обеспечивая теплом и электроэнергией не только Алданский и Нерюнгринский улусы, но и передавая электроэнергию на оптовый рынок электроэнергии и мощности Дальнего Востока.

Вскоре после основания РЭУ в состав АК «Якутскэнерго» вошли 5 предприятий электрических сетей: Центральные, Западные, Северные, Вилюйские и Южно-Якутские. Позднее возникло еще одно сетевое предприятие: Северо-Восточные электрические сети.

Центральные электрические сети дают жизнь столице республики и девяти лево- и правобережным улусам. ЦЭС обслуживают 22 крупные подстанции напряжением 110 кВ, крупнейшими из которых являются «Восточная», «Табага», «Хатынг-Юрях», «Северная», «Южная», «Радиоцентр» и ряд других. Также в состав ЦЭС входят 10 основных электросетевых районов с 12-ю сетевыми участками, 75 подстанций напряжением 35 киловольт, 8 дизельных электростанций установленной мощностью 70 МВт.

Граница Западных электрических сетей начинается от трансформаторов каскада Вилюйских ГЭС. Объекты ЗЭС – это, в первую очередь, линии электропередачи, веером уходящие от ГЭС на север и юг. На север – ЛЭП-220 кВ «Вилюйская ГЭС – Айхал – Удачный», которая предназначена для электроснабжения алмазодобывающих районов Айхала и Удачного и является уникальной линией такого высокого напряжения, сооруженной в условиях Крайнего Севера, вечномерзлых грунтов, бездорожья и тяжелой геологии. На юг от Вилюйской ГЭС уходят две линии 220 кВ на Мирный протяженностью 105 км. Линия заходит на подстанцию №1 «Центральная», далее по ЛЭП-110 кВ идет на Ленск, Сунтары, Нюрбу, Верхневилуйск, Вилюйск и т.д.

Ареал действия Вилюйских электрических сетей распространяется на четыре вилюйских улуса и четыре наслега Кобяйского улуса. Кроме того, на обслуживании ВЭС находятся имеющиеся в каждом улусном центре ДЭС и передвижные автоматические электроустановки.

Южно-Якутские электрические сети обслуживают Южно-Якутский энергетический район. За 40 лет своего существования Южно-Якутские электрические сети увеличили отпуск электроэнергии в сеть в 22,7 раза.

В 1994 г. была создана компания, объединившая ПОЭИЭ «Якутскэнерго» и ССМУС «ВилюйГЭСстрой» в ОАО АК «Якутскэнерго».

В конце 2000 г. совет директоров ОАО АК «Якутскэнерго» принял решение об образовании 100% дочернего предприятия ОАО «Сахаэнерго». В начале 2001г. 98 дизельных электростанций, входивших в состав Северных и Северо-Восточных электрических сетей, а также Депутатская и Эльдиканская электростанции выделены в ОАО «Сахаэнерго». Территория обслуживания компании составляет 2,2 млн. кв. км (2/3 территории республики) с населением 150 тыс. человек, проживающих в 17-ти улусах. В организационную структуру ОАО «Сахаэнерго» входят шесть филиалов: Булунские, Верхоянские, Олекминские, Кобяйские, Эльдиканские, Янские электрические сети и 12 обособленных структурных подразделений РЭС – районов электрических сетей. На сегодняшний день имущественный комплекс насчитывает 129 дизельных электростанций, в том числе 609 дизель-агрегатов общей установленной мощностью 294 МВт, линии электропередачи общей протяженностью 2 112 км, 1 078 ед. трансформаторных подстанций.

На республиканском рынке электроэнергии АК «Якутскэнерго» занимает доминирующее положение. Доля компании в поставках электроэнергии составляет 95,6%. Вне сферы влияния компании остаются рассредоточенные малоэнергоёмкие потребители в сельской местности республики. В общей выработке тепла отпуск теплоэнергии составляет 30%, что объясняется наличием в республике большого числа муниципальных квартальных котельных, а также ведомственных электробойлерных, находящихся в зоне действия Каскада Вилюйских ГЭС. В основном теплоэнергия поставляется в города Якутск и Нерюнгри.

В 2004 году с целью улучшения качества обслуживания и повышения надежности работы энергообъектов народнохозяйственного комплекса РС (Я) и проведения единой технической и инвестиционной политики АК «Якутскэнерго» выкупила имущество предприятий городских электросетей ГУП: «Алданэнерго», «Вилюйэнерго», «Горэнерго», «Покровские электрические сети», «Мохооголохские и Верхне-Бестяхские электрические сети», а также ГУП «Сахасельхозэнерго» и «Черскэнергобыт».

АК «Якутскэнерго» занимает первое место в РАО «ЕЭС России» по площади обслуживания (территория республики составляет 1/5 часть России) и по количеству генерирующих источников. Огромна и протяженность линий электропередачи всех классов напряжения: свыше 20 тыс. км.

Еще одной отличительной особенностью энергосистемы является синтез «большой» и «малой» энергетики. В АК «Якутскэнерго» входят 6 крупных электрических станций установленной мощностью 1750 МВт и дизельные станции установленной мощностью 420,352 МВт (129 из них, базирующихся в 17-ти улусах республики, – в составе дочернего общества «Сахаэнерго»).

В 2004 году у компании «Якутскэнерго» появились еще две «дочки» – ОАО «Нерюнгриэнерго-ремонт» и ОАО «Якутская ремонтная компания».

Основные активы ОАО АК «Якутскэнерго» на дату оценки

Имущественный комплекс Общества составляют активы Якутской ГРЭС, Якутской ТЭЦ, каскада Вилюйских ГЭС, Нерюнгринской ГРЭС, Центральных электрических сети, Якутских городских электрических сетей, Вилюйских электрических сетей, Южно-Якутских электрических сетей. На балансе подразделений электрических сетей также числятся котельные и дизельные электростанции. Тепловые сети частично выделены в подразделение Теплоэнергосервис, а частично также входят в состав вышеперечисленных подразделений. Кроме основных профильных активов в состав АК «Якутскэнерго» входят активы Энерготрансснаба, имеющего обширное автотранспортное хозяйство, а также объекты социальной сферы. В состав активов дочернего общества ОАО «Сахаэнерго» входят дизельные электростанции и линии электропередач, обслуживающие 17 улусов Северного энергетического района.

ОАО АК «Якутскэнерго» осуществляет свою деятельность в четырех энергорайонах Якутии.

Центральный энергорайон, объединяет столичный промышленный узел и группу центральных улусов, в том числе заречных, связанных с левобережьем уникальным переходом через реку Лену ЛЭП 220 кВ. Основным источником энергоснабжения – Якутская ГРЭС с установленной мощностью 320 МВт.

Западный энергорайон включает в себя Айхало-Удачнинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы и группу Вилюйских сельскохозяйственных районов. Основным источником – Вилюйские ГЭС-1 и ГЭС-2 ОАО АК «Якутскэнерго» с суммарной мощностью 680 МВт. В качестве резервного источника энергоснабжения в составе Западных электрических сетей установлена Мирнинская ГРЭС мощностью 120 МВт и Ленская ДЭС мощностью 24 МВт. В сентябре 2004 года введен в работу первый гидроагрегат Светлинской ГЭС, принадлежащей АК «АЛРОСА»

В Южный энергорайон входят Южно-Якутский ТПК, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные комплексы. Основным источником энергоснабжения является Нерюнгринская ГРЭС с установленной мощностью 570 МВт.

Дочернее общество ОАО «Сахаэнерго» обслуживает Северный энергорайон и обеспечивает работу автономных дизельных электростанций.

Энергорайоны республики изолированы друг от друга, между ними не существует электрических связей, что не позволяет рационально использовать структуру энергетического хозяйства республики, повысить надежность энергоснабжения и создать конкурентную среду по производству электроэнергии и на межсистемном уровне. Протяженность линий электропередач в целом по республике всех напряжений составляет свыше 25 тысяч километров.

В каждом энергорайоне расположены активы производственных филиалов (генерация и сети), а также имеется энергосбытовое отделение централизованного Энергосбыта. Распределение активов по энергорайонам представлено в таблице ниже.

Таблица 13. Зоны обслуживания филиалами и дочерними компаниями ОАО АК «Якутскэнерго»

Наименование энергорайона (филиала/ДЗО компании)	Улусы Республики Саха (Якутия)
<p align="center">Центральный энергорайон</p> Якутская ГРЭС Якутская ТЭЦ Центральные электрические сети Энергосбыт Энерготрансснаб Теплоэнергосервис ОАО «Якутская энергоремонтная компания» - 100% дочерняя компания	Амгинский Горный Мегино-Кангаласский Намский Таттинский Усть-Алданский Хангаласский Чурапчинский г. Якутск
<p align="center">Южно-Якутский энергорайон</p> Нерюнгринская ГРЭС Чульманская ТЭЦ Южно-Якутские электрические сети ОАО «Нерюнгриэнергоремонт» - 100% дочерняя компания	Алданский Нерюнгринский
<p align="center">Западный энергорайон</p> Каскад Вилюйских ГЭС Мирнинская ГРЭС Западные электрические сети Вилюйские электрические сети	Верхневилуйский Вилюйский Ленский Мирнинский Нюрбинский Сунтарский
<p align="center">Северный энергорайон</p> ОАО «Сахаэнерго» - 100% дочерняя компания	Абыйский Аллайховский Анабарский Верхнеколымский Верхоянский Жиганский Кобяйский Момский Нижнеколымский Оймяконский Олекминский Оленекский Среднеколымский Томпонский Усть-Майский Усть-Янский Эвено-Бытантайский

Источник: Данные Общества.

Состав активов ОАО АК «Якутскэнерго» и ОАО «Сахаэнерго» приведен в таблице ниже.

Таблица 14. Состав активов ОАО АК «Якутскэнерго» и ОАО «Сахаэнерго»

Наименование объекта генерации/сетей	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, МВт	Год ввода	Протяженность сетей электропередач/теплосетей, теплотрасс км	
				Напряжение, кВ	Км
ОАО АК «Якутскэнерго»					
Якутская ГРЭС	320	548	1970	-	-
Якутская ТЭЦ	12	500	1937	-	585,8
Котельная ЯТЭЦ		70,4			
Каскад Вилюйских ГЭС	680		1967	-	134,3
Мирнинская ГРЭС	120	60,94	1987		
Нерюнгринская ГРЭС	570	520	1983		522,3
Котельная Нерюнгринской ГРЭС		400			
Чульманская ТЭЦ	48	165	1963		26,8

Наименование объекта генерации/сетей	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, МВт	Год ввода	Протяженность сетей электропередач/теплосетей, теплотрасс км	
				Напряжение, кВ	Км
Итого по генерации	1 750	2 264,34		-	-
Центральные электрические сети	58,2	7,4			
Южно-Якутские электрические сети	1,6	23,12			8,1
Западные электрические сети	30,3	4,3			2,7
Вилуйские электрические сети	36,2	6,6			
Итого по сетевым	126,3	41,42			21 387,7
в том числе:				220	2 253,5
				0,4-35/110	19 134,2
Теплоэнергосервис, в том числе		148,5			136,7
Котельная пос. Светлый		64			
электробойлерные		85,5			
Итого	1 876,3	2 454,24			
ОАО «Сахаэнерго»					
Анабарский РЭС	5,435				
Белогорский РЭС	8,220				
Булунские ЭС	15,505				
Верхоянские ЭС	18,655				
Жиганский РЭС	8,765				
Зырянский РЭС	16,165				
Кобяйские ЭС	17,790				
Момский РЭС	8,200				
Нижнеколымский РЭС	27,815				
Оймяконский РЭС	4,160				
Олекминские ЭС	27,546				
Оленекский РЭС	4,255				
Среднеколымский РЭС	12,745				
Усть-Майский РЭС	8,231				
Чокурдахский РЭС	12,115				
Эвено-Быгантайский РЭС	1,795				
Эльдиканские ЭС	49,580				
ЯЭС	46,515				
Итого	294,052	26,9			
Районные сети				0,4-35/110	2 112,5

Источник: Данные Общества

Расположение основных объектов по энергорайонам Республики Саха (Якутия) представлено ниже.



Рис. 4. Карта Южноякутского энергорайона с расположением объектов ОАО АК «Якутскэнерго»



Рис. 5. Карта Западного энергорайона с расположением объектов ОАО АК «Якутскэнерго»

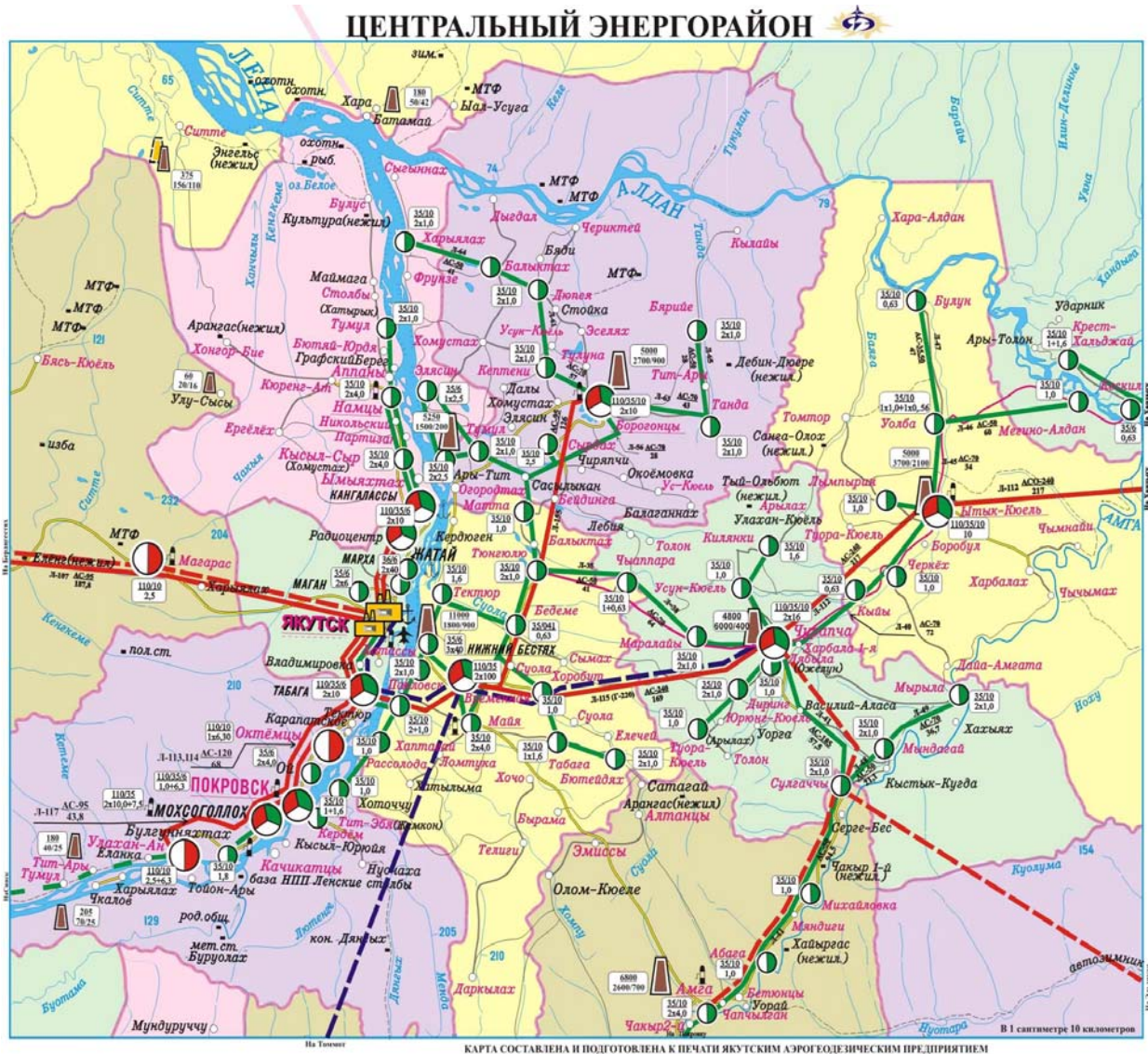


Рис. 6. Карта Центрального энергорайона с расположением объектов ОАО АК «Якутскэнерго»

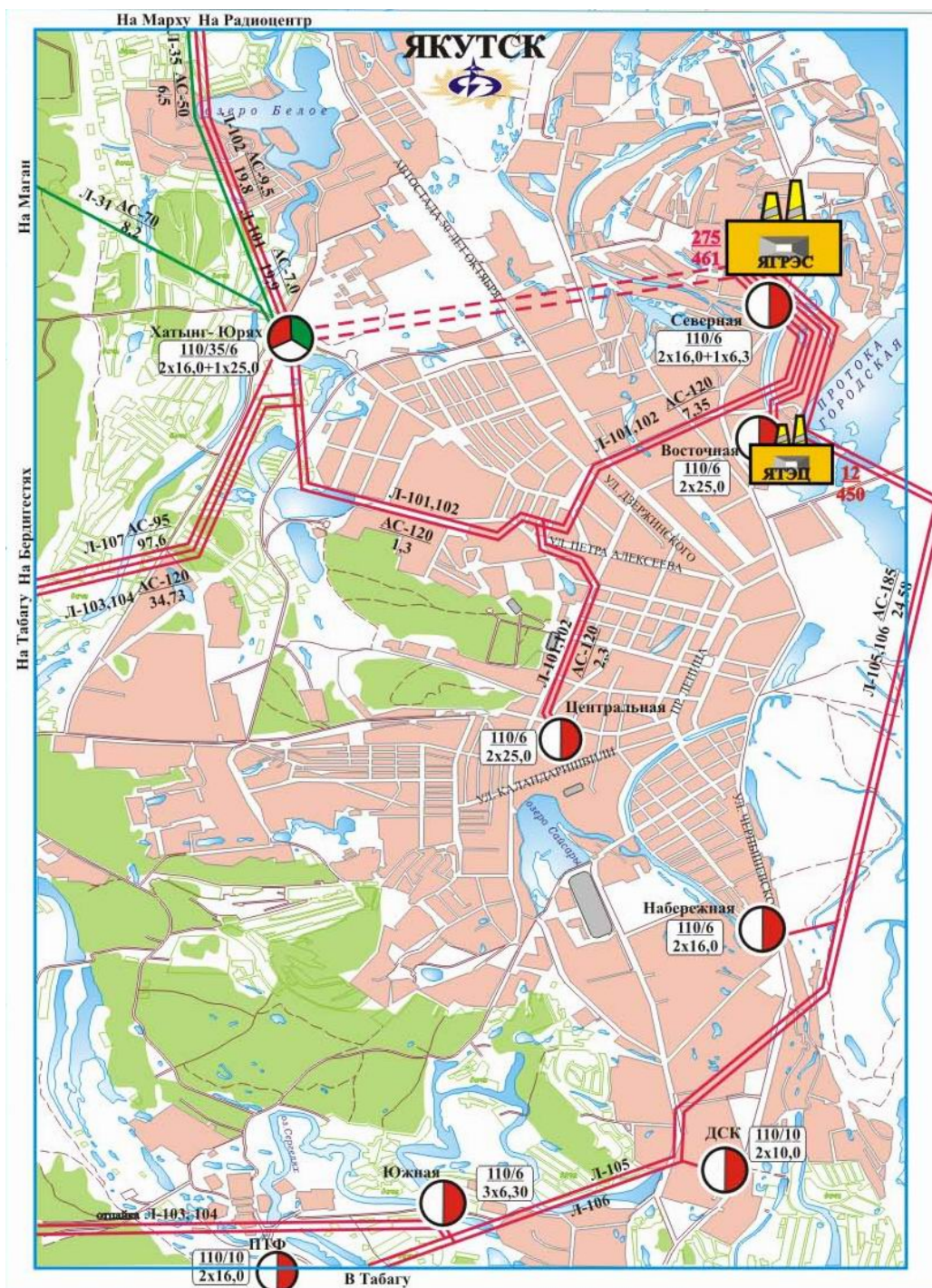


Рис. 7. Карта г. Якутск с расположением объектов ОАО АК «Якутскэнерго»



Рис. 8. Карта Западного энергорайона с расположением объектов ОАО АК «Якутскэнерго»

Стоимостные показатели имущества в соответствии с принятым на предприятии учетом представлены ниже. С целью проведения расчетов и формирования данного Отчета оценщики разделили все имущество на группы, которые в дальнейшем рассматривались отдельно. Источниками информации послужили данные бухгалтерского учета предприятия, представленные в виде таблицы расширенной инвентаризации, интервью с техническими специалистами, а также данные технических служб, представленные в электронном виде.

Агрегированные данные приведены ниже.

Таблица 15. Перечень групп имущества ОАО АК «Якутскэнерго»

Вид основных средств	Кол-во	Первоначальная стоимость, руб.	Балансовая стоимость, руб.
Вычислительная техника	3 612	101 511 314	50 552 076
Автотранспорт	1 119	438 865 504	240 413 690
Высоковольтные линии	1 492	4 793 784 430	1 688 164 363
Кабельные линии	2 006	50 973 250	38 573 037
Подстанции, ОРУ, РУ, КТП	8 642	1 032 008 935	326 514 981
Здания	949	5 703 252 310	3 579 379 214
Прочие сооружения	521	6 435 306 997	3 870 042 604
Энергетическое оборудовани	693	5 176 939 399	2 237 608 150
Теплосети и трубопроводы	339	2 148 988 696	880 823 793
Прочее оборудование	13 014	2 179 898 648	988 005 770
Итого	32 387	28 061 529 485	13 900 077 678

Источник: Данные Общества.

Земельные участки, на которых базируется производственный комплекс ОАО АК «Якутскэнерго», находятся у Общества на правах аренды. Перечень земельных участков представлен в таблице ниже.

Таблица 16. Перечень земельных участков ОАО АК «Якутскэнерго»

Подразделение	Кол-во участков	Площадь, кв.м.
Нерюнгринская ГРЭС	113	9 147 088
Якутская ГРЭС	3	190 934
Якутская ТЭЦ	159	395 971
Каскад Вилюйских ГЭС	26	1 763 215
Южно-Якутские электросети	205	821 998
Центральные электросети	59	515 946
Якутские городские электросети	16	247 510
Вилюйские электросети	110	422 752
Западные электросети	137	959 165
Тэпэнергосервис	86	477 827
Энергосбыт	23	25 041
Энерготрансснаб	10	475 712
Объекты, сдаваемые в аренду ОАО «Саха-энерго»	58	943 138
ИТОГО		16 386 297

Источник: Данные Общества.

Подробнее активы Общества будут описаны ниже в этом же разделе.

Описание генерации

Как было сказано выше генерация ОАО АК «Якутскэнерго» и ОАО «Сахаэнерго» состоит из:

- Якутской ГРЭС;
- Якутской ТЭЦ (в т.ч. котельная и бойлерная);
- Каскад Вилюйских ГЭС (в т.ч. котельная и бойлерные);
- Мирнинская ГРЭС;
- Нерюнгринская ГРЭС (в т.ч. котельная);
- Чульманская ТЭЦ;
- Дизельные электростанции и электробойлерные, числящиеся на балансе сетевых подразделений ОАО АК «Якутскэнерго»;
- Дизельные электростанции ОАО «Сахаэнерго».

Основные технико-экономические показатели

Основные технико-экономические показатели деятельности генерации представлены ниже в таблице.

Таблица 17. Основные технико-экономические показатели деятельности генерации ОАО АК «Якутскэнерго»

Наименование показателей	Единица измерения	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Установленная электрическая мощность	МВт	1997,1	1824,3	1813,6	1824,0	1831,72	1859,4
Располагаемая электрическая мощность	МВт	1944,9	1810,9	1801,3	1800,0	1826,7	1858,2
Рабочая электрическая мощность	МВт	1561,3	1521,9	1513,3	1470,0	1551,1	1624,24
Выработка электроэнергии	тыс. кВтч	7 344 150	7 465 241	7 504 205	7 487 508	7 706 087	6 944 865
КИУЭМ	%	41,94	46,94	46,96	46,85	48,01	42,25
Электроэнергия на собственные нужды	тыс. кВтч	402 343	401 434	395 527	403 607	401 463	376 821
То же от выработки	%	5,48%	5,38%	5,27%	5,39%	5,21%	5,43%
Отпуск с шин	тыс. кВтч	6 941 807	7 063 807	7 108 678	7 083 901	7 304 624	6 568 044
Потери в сетях (коммерческие и технические)	тыс. кВтч	823 845	906 013	847 747	807 166	887 456	849 736
То же от отпуска с шин	%	11,87%	12,83%	11,93%	11,39%	12,15%	12,94%
Расход эл/эн на производственные и хоз. нужды	тыс. кВтч	299 131	317 208	322 171	321 229	334 795	301 488
То же от отпуска с шин	%	4,31%	4,49%	4,53%	4,53%	4,58%	4,59%
Полезный отпуск электроэнергии без Сахаэнерго	тыс. кВтч	5 818 831	5 840 586	5 967 641	5 984 663	6 111 030	5 416 820
Покупка эл/эн у Сахаэнерго	тыс. кВтч		231 187	230 039	230 340	322 747	308 710
Отпуск эл/эн потребителям	млн. кВтч	5 818 831	6 071 773	6 197 680	6 215 003	6 433 777	5 725 530
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	2081,325	2081,325	2155,325	2192,325	2289,625	2289,625
Выработка теплоэнергии	Гкал	5 207 386	5 104 924	4 801 787	4 815 702	5 019 985	4 849 859
КИУТМ	%	28,57	28,00	25,42	25,08	25,03	24,18
Потери в теплосетях	Гкал	1 123 189	1 309 022	1 130 638	1 126 772	1 154 760	1 094 355
То же от выработки т/эн	%	21,57%	25,64%	23,54%	23,40%	23,00%	22,56%
Расход т/э на хоз. нужды	Гкал	94 314	261 160	235 536	258 318	265 240	262 149
То же в % от выработки т/эн	%	3,76%	5,11%	4,91%	5,36%	5,28%	5,41%
Полезный отпуск тепла	Гкал	3 989 883	3 534 547	3 671 149	3 688 930	3 865 225	3 493 355

Источник: Данные Общества: «Показатели мощностей станций».

В течение ретроспективного периода изменение установленных электрических мощностей происходило за счет демонтажа старых ГТУ и ввода новых генерирующих мощностей на Якутской ГРЭС, присоединения новых мощностей и демонтажа дизельных электростанций в подразделениях электрических сетей. Снижение установленной мощности в 2001г. произошло в результате выделения подразделений Северного энергорайона ОАО АК «Якутскэнерго» в дочернее общество ОАО «Сахаэнерго».

Изменение установленной тепловой мощности произошло в результате реконструкции Якутской ГРЭС.

В целом наблюдается тенденция увеличения отпуска электроэнергии. Однако, в 2005г. общий отпуск электроэнергии снизился. Снижение отпуска было вызвано уменьшением отпуска НГРЭС на ФОРЭМ, что обусловлено введением в эксплуатацию и увеличением мощности дешевых источников электроэнергии (Бурейская ГЭС). Кроме того, ввод в эксплуатацию Светлинской ГЭС явился причиной снижения отпуска электроэнергии и каскадом Вилюйских ГЭС.

Объем выработки теплоэнергии за весь период имел тенденцию к незначительному снижению.

Небольшое значение КИУТМ обусловлено минимальной нагрузкой водогрейных котлов (использование только в случае возникновения пиковых нагрузок).

Причины изменения мощностей и выработки тепловой и электрической энергии будут указаны ниже при анализе каждой станции, входящей в генерацию.

Таблица 18. Основные технико-экономические показатели деятельности генерации ОАО «Сахаэнерго»

Наименование показателей	Единица измерения	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005г.
Установленная электрическая мощность	МВт	187,8	190,8	197,4	302	294,1
Располагаемая электрическая мощность	МВт	187,8	190,8	197,4	302	294,1
Рабочая электрическая мощность	МВт	139	157,7	157,5	254,5	257,3
Выработка электроэнергии	тыс. кВтч	269 510	276 087	279 616	398 047	388 435
КИУЭМ	%	16,38%	16,52%	16,17%	15,04%	15,07%
Покупка электроэнергии у Чкуо-энерго	тыс. кВтч				12 640	16 443
Отпуск электроэнергии в сеть	тыс. кВтч	269 510	276 087	279 616	410 687	404 878
Полезный отпуск электроэнергии, в том числе	тыс. кВтч	231 187	230 039	231 252	333 700	322 478
<i>Собственным потребителям</i>	<i>тыс. кВтч</i>			<i>912</i>	<i>10 953</i>	<i>13 768</i>
<i>ОАО АК «Якутскэнерго»</i>	<i>тыс. кВтч</i>	<i>231 187</i>	<i>230 039</i>	<i>230 340</i>	<i>322 747</i>	<i>308 710</i>
Установленная тепловая мощность	Гкал/час	10,46	10,46	15,36	16,437	24,462
Выработка теплоэнергии	Гкал	7 244	7 800	8 532	8 712	28 206
Потери теплоэнергии и расход на хозяйды	Гкал	6 018	6 377	6 945	6 869	18 943
То же в % к выработке теплоэнергии	%	83,07%	81,75%	81,40%	78,84%	67,16%
Полезный отпуск теплоэнергии	Гкал	1 226	1 423	1 587	1 843	9 263

Источник: Данные Общества: «Показатели мощностей станций».

Изменение мощностей в течение ретроспективного периода связано с демонтажем старых мощностей и вводом новых дизельных станций. Причиной увеличения установленной мощности в 2004г. почти на 50% явилось вхождение в состав ОАО «Сахаэнерго» дизельных станций «Саха-сельхозэнерго».

Топливообеспечение

В системе ОАО АК «Якутскэнерго» для выработки тепло и электроэнергии используется твердое (уголь), газообразное (природный газ) и жидкое (мазут, дизельное, котельное) топливо.

Уголь используется для выработки тепло и электроэнергии на Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ.

Природный газ используется на Якутской ГРЭС, Якутской ТЭЦ, Кобяйской ДЭС, Вилюйской ДЭС вилюйских электрических сетей (Средневилюйское месторождение по трубопроводу «Мастах –

Берге – Якутск»), котельной поселка Светлый, Мирнинской ГРЭС (Средне – Ботуобинское месторождение).

Топочный мазут марки М-100 используется на Нерюнгринской ГРЭС и водогрейной котельной города Нерюнгри на растопку и освещение угля.

Дизельное топливо используется на дизельных электростанциях Центральных, Вилюйских, Южно-Якутских электрических сетей, Ленского энергорайона Западных электрических сетей. А также на Чульманской ТЭЦ в качестве вспомогательного растопочного материала. Завоз дизельного топлива по системе осуществляется централизованно, т.е. для ОАО «Сахаэнерго» и для АК «Якутскэнерго».

В соответствии со схемой топливообеспечения ОАО АК «Якутскэнерго» закупает весь объем завозимого топлива, а затем реализует его ОАО «Сахаэнерго» и подрядчикам. Для обеспечения закупок дизельного топлива ОАО АК «Якутскэнерго» использует краткосрочные кредиты. В отпускную цену топлива для ОАО «Сахаэнерго» и подрядчиков закладываются проценты по кредитам.

Для обеспечения потребности в топливе действуют следующие схемы завоза топлива:

- Уголь на Нерюнгринскую ГРЭС поступает по железной дороге с разреза «Нерюнгри» и разгружается непосредственно на железнодорожной станции, обслуживающей Нерюнгринскую ГРЭС. До Чульманской ТЭЦ уголь доставляется автотранспортом. Поставщиком угля является ГУП «Якутуголь».
- Природный газ – транзитная поставка. Поставщики – ОАО «Якутгазпром», ОАО «Ленагаз» и ЗАО «Алроса-Газ».
- Дизельное топливо. В настоящее время практически весь объем завозится из-за пределов Республики Саха (Якутия). Поставка дизельного топлива осуществляется по прямым договорам за счет собственных средств АК «Якутскэнерго» и за счет средств, предусмотренных в бюджете Республики Саха (Якутия). Наиболее крупными поставщиками дизельного топлива являются ЗАО «Сиданко-Восток», ЗАО «Актив-Альянс», ОАО «Саханефтегазсбыт». Поставка от нефтеперерабатывающих заводов-поставщиков осуществляется по железной дороге до перевалочных пунктов.

Перевалочными пунктами для дизельного топлива являются:

- Томмотская нефтебаза (для раннего завоза дизельного топлива по реке Алдан);
- станция «Нерюнгри - пассажирская» СБ ПКУ АК «Якутскэнерго» для потребителей Южного энергорайона (Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ и Южно-Якутские электрические сети), завоз масла и смазок для дальнейшей переброски автотранспортом до перевалочного пункта г. Якутска;
- Усть-Кутская нефтебаза - основная перевалочная база для завоза нефтепродуктов в навигацию. Поставка осуществляется до дизельных электростанций или нефтебаз ОАО «Саханефтегазсбыт» (являющегося государственным агентом по завозу, хранению и отпуску нефтепродуктов) и дальнейшей транспортировкой нефтепродуктов по автозимнику до непосредственного потребителя;
- Мурманский и Архангельский морские порты – для доставки дизельного топлива Северным морским путем до Тикси, баров рек Яна, Индигирка, Колыма.

Морской и речной виды транспорта осуществляют завоз топлива до определенного пункта накопления, затем от пунктов накопления топливо доставляется до ДЭС автотранспортом. Транспортную схему завоза дизельного топлива на территорию республики можно подразделить на завозы:

Арктический (морской завоз) – продолжительность морской навигации 30-45 дней (август-сентябрь). Нефтепродукты доставляются из морских портов г.г. Архангельска и Мурманска по Северному морскому пути, а также из порта Осетрово по реке Лена судами класса «река-море» до устья рек Анабар, Яна, Лена, Колыма, Индигирка, с последующей перевалкой в мелкосидящий речной танкерный флот для доставки в резервуары нефтебаз и ДЭС. Этим видом транспорта завозится 54 % годовой потребности топлива.

Речной – продолжительность речной навигации 4-4,5 месяца, на «малых» реках этот срок сокращается до 10-20 дней вследствие их быстрого обмеления. По данной схеме завоз осуществляется через порт Осетрово Иркутской области, с последующей перевалкой в танкерный флот для доставки по рекам на нефтебазы и в емкости ДЭС. Речным транспортом в бассейнах рек Лена и Алдан завозятся для ОАО «Сахаэнерго» нефтепродукты на нефтебазы и емкости ДЭС, что составляет 46 % годовой потребности топлива.

Автомобильный – с нефтебаз и емкостей головных ДЭС по наследным ДЭС нефтепродукты доставляются автомобильным транспортом по «автозимнику». Объем перевозок нефтепродуктов «автозимником» составляет 24,8 тыс. тонн.

Сложившаяся транспортная схема поставки является проблемной из-за следующих факторов:

- сезонность завоза топлива;
- сложная транспортная схема завоза, включающая в себя до трех – четырех перевалок (железная дорога, речной транспорт, морской транспорт, распаковка);
- общая географическая удаленностью от поставщиков топлива;
- среднегодовая доступность некоторых электростанций составляет 2-3 месяца;
- фрагментарность расположения дизельных электростанций (сильный разброс и удаленность друг от друга, от улусных центров и от «головных» дизельных электростанций);
- отсутствие рынка автотранспортных услуг;
- вследствие описанных факторов - большие издержки на транспортировку топлива.

Структура потребления топлива по видам топлива и станциям представлена в таблицах ниже.

Таблица 19. Структура топливного баланса ОАО АК «Якутскэнерго» по видам топлива

Наименование показателя	2000		2001		2002		2003		2004		2005	
	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %
Топливо всего	2278,1	100,0	2296,0	100,0	2290,6	100,0	2279,8	100,0	2340,9	100,0	2131,4	100,0
Газ	992,0	43,55	974,9	42,46	937,4	40,92	943,2	41,37	980,5	41,89	931,7	43,71
Уголь	1149,4	50,46	1299,9	56,61	1340,6	58,53	1322,5	58,01	1341,3	57,30	1182,1	55,47
мазут	7,2	0,32	5,7	0,25	4,4	0,19	5,1	0,23	6,1	0,26	6,9	0,32
Дизельное и котельное топливо	129,5	5,67	15,5	0,68	8,1	0,36	8,9	0,39	13,0	0,55	10,7	0,50

Источник: Данные Общества

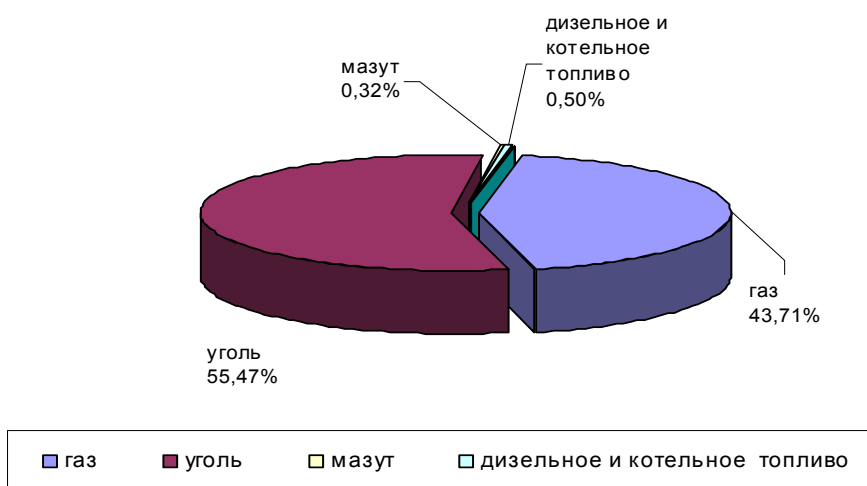


Рис. 9. Структура потребления топлива по видам топлива

Таблица 20. Структура потребления топлива по станциям ОАО АК «Якутскэнерго»

Наименование показателей	2000		2001		2002		2003		2004		2005	
	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %
Топливо всего	2278,1	100	2 296,0	100	2 290,6	100	2 279,8	100	2 347,3	100	1 131,0	100
Нерюн-гринская ГРЭС	1011,7	44,41	1181,6	51,46	1 220,4	53,28	1 205,6	52,88	1 219,9	51,97	1 081,9	50,77
Чульманская ТЭЦ	110,7	4,86	98,3	4,28	93,1	4,06	101,0	4,43	104,1	4,44	95,8	4,50
Южно-Якутские эл.сети	0,359	0,02	0,5	0,02	3,4	0,15	0,4	0,02	1,2	0,05	1,2	0,06
Якутская ГРЭС	698,6	30,67	674,6	29,38	665,9	29,07	688,8	30,21	705,9	30,07	696,0	32,66
Якутская ТЭЦ	227,8	10,00	234,1	10,19	213,5	9,32	195,7	8,58	188,9	8,05	166,7	7,82
Мирнинская ГРЭС	40,7	1,79	43,0	1,87	39,2	1,71	41,7	1,83	44,6	1,90	37,1	1,74
НГРЭС Котельная	34,7	1,52	26,1	1,14	29,0	1,26	21,5	0,94	23,7	1,01	11,5	0,54
КВГЭС котельная	23,0	1,01	18,4	0,80	14,9	0,65	13,8	0,61	14,6	0,62	11,9	0,56
Якутская ТЭЦ котельные	-	-	-	-	-	-	-	-	25,8	1,10	17,7	0,83
Вилуйские эл.сети	5,8	0,25	7,0	0,30	6,2	0,27	5,7	0,25	4,9	0,21	3,4	0,16
Западные эл.сети	0,069	0,00	0	0,00	0	0,00	0,017	0,00	2,0	0,09	2,2	0,10
Центральные эл.сети	1,5	0,07	6,2	0,27	5,0	0,22	5,6	0,25	5,3	0,23	5,6	0,26
Северный (Сахаэнерго)	123,0	5,40	6,3	0,27	-	-	-	-	-	-	-	-
Сахасельхозэнерго	-	-	-	-	-	-	-	-	6,4	0,27	-	-

Источник: Данные Общества

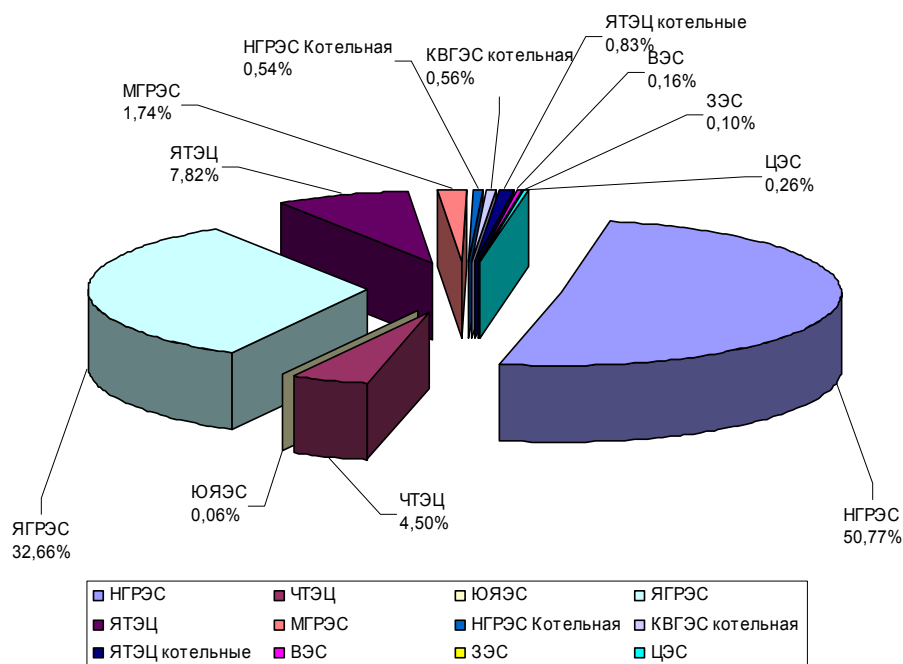


Рис. 10. Структура потребления топлива по станциям

Таблица 21. Структура топливного баланса ОАО «Сахаэнерго» по видам топлива

Наименование показателей	2001		2002		2003		2004		2005	
	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %	Расход условного топлива, тыс. тут	% в топливном балансе, %
Топливо всего	128,3	100,0	118,6	100,0	117,0	100,0	158,58	100,0	157,63	100,0
Газ	0,9	0,7	1,1	0,9	1,5	1,28	1,6	0,98	1,5	0,95
Уголь	0	0	0	0	0	0	0,34	0,21	0,53	0,34
Нефть	0	0	0	0	0	0	0,34	0,21	1,4	0,89
Дизельное топливо	127,4	99,3	117,5	99,1	115,5	98,72	156,3	98,6	154,2	97,82

Как видно из вышеприведенных таблиц, структура топливного баланса ОАО АК «Якутскэнерго» за последние 6 лет значительно не менялась. В дальнейшем не предполагается каких-либо изменений в технологии работы станций, и соответственно, структура топливного баланса останется на прежнем уровне.

Наибольшую долю в потреблении топлива на станциях ОАО АК «Якутскэнерго» занимают уголь и газ. Стоимость именно этих видов топлива вносит весомый вклад в формирование себестоимости производства электро и теплоэнергии. Таким образом, анализу объемов потребления угля и газа, формированию затрат на их приобретение и хранение в настоящей работе уделяется большое внимание. Исходя из анализа и рыночных ожиданий, формируются прогнозные цены и объемы потребления топлива.

Якутская ТЭЦ

Якутская центральная электростанция (таким было первоначальное название ЯТЭЦ) была пущена в эксплуатацию 7 ноября 1937 года. Однако прежде, чем произошло это грандиозное для столицы республики событие, была проведена огромная работа, сопряженная с гигантскими трудностями. В частности, в Советском Союзе в то время паровых турбин такой мощности про-

сто не производилось, а получить их из-за границы не представлялось никакой возможности. Тогда при непосредственной поддержке председателя ВСНХ СССР Г.К.Орджоникидзе на Якутскую ЦЭС была доставлена турбина «Бельфорт» мощностью 750 кВт, демонтированная на Московской фабрике «Красная Роза».

Строительство электростанции осуществлялось в тяжелейших условиях северного климата, вдали от промышленных районов СССР, в отсутствии круглогодичной схемы путей сообщения и квалифицированных кадров. Более того, приходилось преодолевать сугубо инженерные проблемы, связанные с вечной мерзлотой. Согласно документам тех лет, возведение столь мощного объекта в таких условиях стало единственным примером в мировой практике энергостроительства. Накопленный опыт пригодился позднее при проектировании многих северных электростанций и стал достоянием мировой науки. А в Якутии это событие было отнесено к разряду особо выдающихся, напрямую влияющих на дальнейшее экономическое, политическое и культурное развитие северного региона страны. ЯЦЭС стала первым объектом большой энергетики Якутии.

Сегодня для надежного энергообеспечения столицы республики ЯТЭЦ располагает 3 паровыми и 5 водогрейными котлоагрегатами, 2 турбинами, а также мощными питательными, циркуляционными и сетевыми насосами и деаэраторами. Установленная электрическая мощность составляет 12 МВт, а тепловая – 500 Гкал.

На ЯТЭЦ тепло отработавшего пара основного цикла также частично используется для теплоснабжения, что повышает КПД станции до 60-70 % и более. В системе централизованного теплоснабжения ЯТЭЦ рассматривается как основной источник, имеющий в своем составе независимый источник водоснабжения (акваторию Якутской ТЭЦ) и систему химводоочистки для подпитки тепловых сетей.

В составе Якутской ТЭЦ имеется также котельная, которая обслуживает 106-й квартал столицы. Характеристики котельной: расчётный период отопления - 254 дня, расчётная температура системы теплоснабжения -55°С.

Таблица 22. Техничко-экономические показатели Якутской ТЭЦ

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	12	12	12	12	12	12
Располагаемая электрическая мощность, МВт	12	12	12	12	12	12
Рабочая электрическая мощность, МВт	10,6	10,8	10,9	9,6	9,9	8,7
Выработка эл/эн, млн. кВтч	76 696	88 670	86 388	87 987	78 193	59 001
КИУМ, %	73%	84%	82%	84%	74%	56%
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	11	12	12	12	9	6
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	500	500	500	500	500	500
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	494	494	494	499	499	499
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, Гкал	1 253 120	1 253 728	1 129 308	1 011 998	982 213	897 987
Пиковая тепловая нагрузка, Гкал/час	315	290	270	273	256	281
КИУТМ, %	29%	29%	26%	23%	22%	21%
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час	-	-	-	-	70,4	70,4
Отпуск теплоэнергии с коллекторов котельной, Гкал	-	-	-	-	132 719	90 651
Общий отпуск тепла Якутской ТЭЦ и котельной	1 253 120	1 253 728	1 129 308	1 011 998	1 114 932	988 638

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Отпуск тепла электробойлерной, Гкал	-	-	-	-	-	149

Источник: Данные Общества

Уменьшение рабочей мощности на ЯТЭЦ в 2003 году на 1,3 МВт произошло в результате расширенного текущего ремонта АТ-6 ст. №2.

Величина коэффициента использования установленной электрической мощности ЯТЭЦ соответствует типичному значению для теплоэлектростанций, и учитывает сезонность потребления тепловой мощности. Выработка электроэнергии осуществляется в двух режимах: теплофикационном – 29% и конденсационном режиме – 71% (17,112/41,889 млн кВт/час. в 2005 г.)

Ниже приведен перечень основного энергетического оборудования станции.

Таблица 23. Основное энергетическое оборудование

Наименование оборудования	Марка	Станционный номер	Год пуска в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2006 г., часов	Парковый ресурс (ПР), лет (часов)
Паровые котлы					
Паровой котел	ГМ-50	1	1967	265 448	220 000
Паровой котел	ГМ-60	2	1962	272 349	220 000
Паровой котел	ТС-35	3	1963	233 542	220 000
Водогрейные котлы Якутской ТЭЦ					
Водогрейный котел	ПТВМ-50	1В	1975	-	25 лет
Водогрейный котел	ПТВМ-100МЦ	2В	1978	-	25 лет
Водогрейный котел	ПТВМ-100	3В	1980	-	25 лет
Водогрейный котел	КВГМ-100	4В	1980	-	25 лет
Водогрейный котел	КВГМ-100	5В	1988	-	25 лет
Водогрейные котлы котельной					
Водогрейный котел	Братск-1г	1СБ	1985	-	25 лет
Водогрейный котел	Братск-1г	2СБ	1985	-	25 лет
Водогрейный котел	Братск-1г	3СБ	1985	-	25 лет
Водогрейный котел	Братск-1г	4СБ	1985	-	25 лет
Водогрейный котел	КСВ-1,8	5СБ	1994	-	25 лет
Водогрейный котел	КСВ-1,8	6СБ	1994	-	25 лет
Турбины					
Турбина паровая	П-6-35/5	1	1995	86 137	220 000
Турбина паровая	Т-6-35	2	1967	291 085	220 000
Генераторы					
Генератор	Т-6-2у3	1	1991	-	35 лет
Генератор	Т-6-2у3т	2	1991	-	35 лет

Источник: Данные Общества: «Основное оборудование станций».

Действующее энергетическое оборудование Якутской ТЭЦ вводилось в эксплуатацию с 1962 г.

Все паровые котлы и паровая турбина ст.№2 уже выработали свой парковый ресурс и в настоящее время эксплуатируются по состоянию. До выработки паркового ресурса турбины ст.№1 осталось 20 лет.

Водогрейные котлы ст. №№1В, 2В, 4В полностью выработали свой парковый ресурс, но продолжают эксплуатироваться, достаточно высок риск выхода из строя данного оборудования.

Якутская ГРЭС

История создания, текущее и прогнозное состояние Якутской ГРЭС

Якутская ГРЭС снабжает электроэнергией девять улусов Центрального энергорайона Республики Саха (Якутия), выдавая потребителям до 94% всей вырабатываемой электроэнергии и 54% тепла для системы централизованного теплоснабжения г. Якутска.

Якутская ГРЭС – единственная станция в мире, работающая на вечной мерзлоте. Газотурбинные установки ГРЭС могут работать как на природном газе, так и на дизельном топливе. При этом ЯГРЭС функционирует как ТЭЦ, производя электроэнергию и тепло.

Якутская ГРЭС стоит на сваях, глубоко вбитых в оледенелый грунт. Продуваемое подполье надежно сохраняет вечную мерзлоту. Строительство Якутской ГРЭС началось в 1969г. Для пуска первой очереди были установлены четыре агрегата, изготовленных в Ленинграде. Мощность каждого агрегата составляла 25 МВт. А еще через 10 лет, в 1980 году, на единственной в мире газотурбинной станции, работающей на вечной мерзлоте, было завершено строительство и второй очереди с установкой четырех турбин ГТ-35-770 мощностью 35 МВт каждая. После пуска 8 турбин общая мощность ГРЭС составила 240 МВт.

В 1988г. началась реконструкция устаревших агрегатов мощностью 25 МВт на газотурбинные установки мощностью 45 МВт, специально изготовленные Харьковским заводом "Турбоатом". В 1991 г. монтаж был закончен. Энергетики рассчитывали тогда заменить первые четыре машины уже к 1996 году, но, в силу экономического кризиса, последовал длительный перерыв. ГТУ-II ввели в строй только в 1997 году, в 2002 г. заработала третья машина. В конце 2004г. была смонтирована последняя четвертая турбина ГТУ-IV.

Летом 2005г. состоялось завершение реконструкции первой очереди Якутской ГРЭС. С вводом в промышленную эксплуатацию ГТУ-4 установленная электрическая мощность станции возросла с 240 до 320 МВт, тепловая – с 320 до 572 Гкал/час. В настоящее время на станции находится в работе 8 ГТУ.

Еще несколько лет назад энергетики ощущали острую нехватку необходимого производственного потенциала и дополнительных резервов, что иногда являлось причиной сбоев и даже крупных аварий, таких, как случившаяся в декабре 2002 года.

19 декабря 2002 года на Якутской ГРЭС произошло аварийное отключение всех работающих ГТУ, в результате чего прекратилось энергоснабжение Центрального энергорайона с 15 часов до 16 часов 30 мин. В 16.30 был произведен пуск и ввод в работу одной ГТУ. В заречных улусах были оперативно развернуты резервные дизельные электростанции. На ЯГРЭС была введена в работу резервная установка. До 19.00 энергоснабжение было полностью восстановлено. При этом в нескольких местах в различных районах г. Якутска произошло размораживание теплосетей, которое было устранено в течение 10 дней городскими службами ЖКХ. Однако, теплоснабжение города Якутска, осуществляемое от энергоисточников ОАО АК «Якутскэнерго» (несущих около 65% от всей тепловой нагрузки города), в указанный период не прекращалось.

Завершение реконструкции первой очереди Якутской ГРЭС – это составная часть программы "Развитие электроэнергетики РС (Я) на период до 2010 года с перспективой до 2015 года", приоритетным направлением которой является сокращение зоны децентрализованного энергообеспечения Якутска. Таким образом, с вводом в строй ГТУ-IV Центральный энергорайон республики в ближайшее десятилетие сможет полностью отказаться от децентрализованной схемы снабжения электроэнергией.

Якутская ГРЭС чрезвычайно важна для республики. В зоне ответственности станции проживают около 550 тысяч человек – более половины всего населения Якутии. Ежедневно «сфера влияния» станции становится все шире. Благодаря строительству ЛЭП «Хандыга-Джебарики-Хая» электроэнергия Якутской ГРЭС пришла в далекий поселок угольщиков Джебарики-Хая. В ближайшее время перед компанией стоит задача обеспечить электроэнергией другие отдаленные территории – Усть-Маи, Эльдикан, Нежданинское золоторудное месторождение. Приход в эти районы недорогой электроэнергии подхлестнет, несомненно, местную промышленность, добы-

чу драгоценных металлов и полезных ископаемых. Для решения данной задачи идет строительство ЛЭП «Сулгаччы-Эльдикан».

При этом отпадет необходимость рискованного «северного завоза» дизельного и угольного топлива по мелководным рекам центрального района Якутии, что снимет часть ежегодной нагрузки с муниципальных образований и позволит им навсегда избавиться от «завозной лихорадки». После завершения строительства ЛЭП АК «Якутскэнерго» получит ежегодную экономию дизельного топлива в сегодняшних ценах на сумму более 300 млн. руб. Таким образом, построив эту линию, АК «Якутскэнерго» исключит из северного завоза 15 тыс. тонн дизельного топлива, которого сегодня на выработку электрической энергии в районах с децентрализованным энергоснабжением тратится 115 тыс. тонн.

Строительство линий электропередач позволит увеличить выработку Якутской ГРЭС и эффективность ее работы. Для обеспечения надежности работы Якутской ГРЭС намечается реконструкция второй очереди. Своего демонтажа ждут еще четыре турбины. Уже сейчас, в рамках правительственной программы «Развитие электроэнергетики РС (Я) на период до 2010 г. с перспективой до 2015 г.», подыскиваются варианты замены отработавших свое ГТУ на новые, более мощные, экономически выгодные и экологически чистые установки. Среди рассматриваемых предложений – GTX-100 («Siemens») и LM-6000 («General Electric»).

После замены действующих турбоагрегатов на новые установленная электрическая мощность Якутской ГРЭС возрастет до 335 МВт.

Технико-экономические показатели Якутской ГРЭС приведены в таблице ниже.

Таблица 24. Технико-экономические показатели Якутской ГРЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	255	255	257,3	275	275	301,384
Располагаемая электрическая мощность, МВт	203,4	242,2	245,6	251,58	270,58	300,8
Рабочая электрическая мощность, МВт	188,7	208,9	212,9	217,6	230	256,3
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	1 284 567	1 257 603	1 238 306	1 269 910	1 334 120	1 349 690
КИУМ, %	58,25%	55,79%	54,93%	53,28%	55,35%	51,12%
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	256	256	260	258	286	285,7
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	350	350	424	461	548	548
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	330	330	387	387	387	548
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, Гкал	972 878	932 772	908 060	1 085 641	1 207 289	1 192 697
Пиковая тепловая нагрузка, Гкал/час	221	211	225	215	254	284
КИУТМ, %	32%	30%	24%	27%	25%	25%

Источник: Данные Общества.

Как видно из таблицы располагаемая мощность Якутской ГРЭС отличается от установленной. Это связано с технологией работы турбоагрегатов, которая зависит от температурного режима окружающего воздуха.

Увеличение рабочей мощности в 2001 произошло за счет уменьшения количества неподвижных ремонтов оборудования.

Увеличение установленной мощности связано с вводом в эксплуатацию более современных установок ГТЭ-45-3 и ГТЭ-45-4 мощностью 45 МВт каждая, и демонтаж турбинных установок ГТУ-25-4 в 2003 году и ГТУ-25-3 в 2002 году.

Величина коэффициента использования установленной электрической мощности ЯГРЭС соответствует типичному значению для теплоэлектростанций, и учитывает сезонность потребления тепловой мощности.

Ниже приведен перечень основного энергетического оборудования станции.

Таблица 25. Основное энергетическое оборудование

Наименование оборудования	Марка	Станционный номер	Год пуска в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2006 г., часов	Парковый ресурс (ПР), лет (часов)
Турбины					
Газовая турбина	ГТЭ-45-3	1	1990	91 366	220 000
Газовая турбина	ГТЭ-45-3	2	1997	64 669	220 000
Газовая турбина	ГТЭ-45-3М	3	2002	15 734	220 000
Газовая турбина	ГТЭ-45-3М	4	2004	4 668	220 000
Газовая турбина	ГТ-35-770-2	5	1976	169 566	220 000
Газовая турбина	ГТ-35-770-2	6	1977	165 272	220 000
Газовая турбина	ГТ-35-770-2	7	1981	121 026	220 000
Газовая турбина	ГТ-35-770-2	8	1985	115 571	220 000
Генераторы					
Генератор	ТВФ-63-2ЕУ-3	1	1990	91 366	35
Генератор	ТВФ-63-2ЕУ-3	2	1997	64 669	35
Генератор	ТВФ-63-2ЕУ-3	3	2002	15 734	35
Генератор	ТВФ-63-2ЕУ3	4	2004	4 668	35
Генератор	ТВФ-63-2	5	1976	169 566	35
Генератор	ТВФ-63-2	6	1977	165 272	35
Генератор	ТВФ-63-2	7	1981	121 026	35
Генератор	ТВФ-63-2	8	1985	115 571	35

Источник: Данные Общества: «Основное оборудование станций».

Турбины

Средняя наработка турбины составляет 5 068 часов в год. Парковый ресурс 220 000 часов. Учитывая наработку оборудования на дату оценки, можно сделать вывод, что ближайший срок выработки паркового ресурса турбин составит 11 лет. Для большей наглядности сроки выработки паркового ресурса турбин представлены на рисунке ниже.

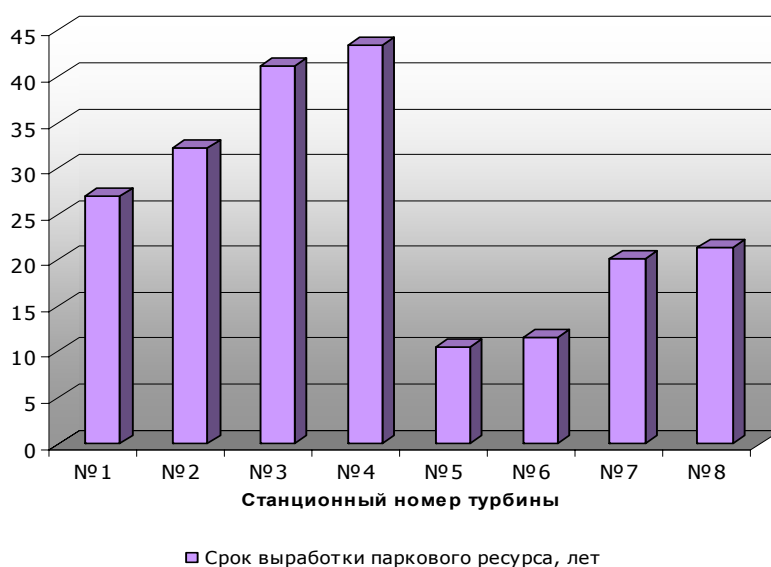


Рис. 11. Срок выработки паркового ресурса турбин Якутской ГРЭС

Генераторы

Парковый ресурс генераторов составляет 35 лет. Для большей наглядности сроки выработки паркового ресурса генераторов представлены на рисунке ниже.

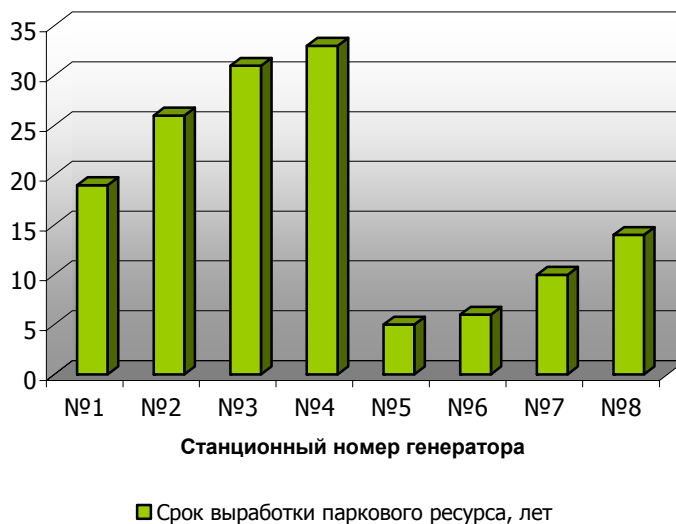


Рис. 12. Срок выработки паркового ресурса генераторов Якутской ГРЭС

Как видно из графика, наибольший срок выработки паркового ресурса у турбин и генераторов первой очереди. Состояние оборудования позволяет сделать выводы о том, что оборудование в ближайшее время не потребуют замены или более частого проведения технического обслуживания и ремонтов, риск выхода из строя данного оборудования незначителен.

Срок выработки оборудования второй очереди значительно меньше. Замену данного оборудования ОАО АК «Якутскэнерго» планирует провести в течение 2010-2015гг.

Каскад Вилюйских ГЭС

В августе 1958г. Министерство строительства электростанций СССР приняло решение о сооружении Вилюйской ГЭС. Возведение в семидесятые годы этого строительного объекта совпало с началом промышленной добычи алмазов. Электростанции каскада обеспечивают, в основном, производственные нужды алмазодобывающей отрасли республики, находящейся на территории Мирнинского района, а также передают свою электроэнергию в Ленский район и группу Вилюйских улусов.

В 1967г. был пущен в эксплуатацию 1 агрегат Вилюйской ГЭС, которая впоследствии стала основным источником электроснабжения Западного энергетического района и гарантом развития Мирнинского, Айхало-Удачнинского и Ленского промышленных узлов. А в 1970 году государственная комиссия приняла все сооружения первой очереди Вилюйской ГЭС. Общая мощность четырех агрегатов составила 340 МВт.

Вторая очередь Вилюйской ГЭС (четыре агрегата по 85 МВт) построена в 1974 - 1976 годах. Обе они вошли в состав каскада Вилюйских ГЭС АК «Якутскэнерго». В декабре 1975 г. состоялся пуск второй очереди ГЭС. В декабре 1976 с введением в эксплуатацию двух последних агрегатов Вилюйская гидроэлектростанция достигла мощности 680 МВт.

Это дало возможность создать условия для интенсивного освоения новых месторождений и увеличения добычи алмазов. Сегодня гидроэлектростанция мощностью 680 мВт и годовой выработкой электроэнергии до 3 млрд. кВт-час остается надежным источником электроэнергии не только для алмазной промышленности, но и соседних сельхозулугов.

Помимо двух первых очередей в сентябре 2004г. был введен в эксплуатацию первый агрегат Светлинской ГЭС. Станция является третьим сооружением каскада гидростанций на реке Вилюй. Станция является третьим сооружением каскада гидростанций на реке Вилюй. Створ Светлинской ГЭС располагается в 141 км ниже Вилюйских ГЭС-1 и 2. Строительство станции было начато в 80-х годах. Однако было заморожено. Возведение станции возобновилось после покупки ее АК «АЛРОСА» у ОАО АК «Якутскэнерго» в 1999 году. Сейчас ОАО «Светлинская ГЭС» является дочерним обществом АК «АЛРОСА». Электроэнергия будет вырабатываться четырьмя агрегатами, мощность каждого составит 90 МВт. После выхода на установленную мощность станция сможет производить до 1200 млн. кВт-ч электроэнергии в год.

Схема и технические характеристики Каскада Вилюйских ГЭС

Река Вилюй берет начало в центральной части Средне-Сибирского плоскогорья и впадает в р. Лена на 1103 км выше от ее устья. Длина реки 2 650 км, падение 920 м, площадь водосбора 454 000 км², среднемноголетний расход воды в устье 1700 м³/сек.

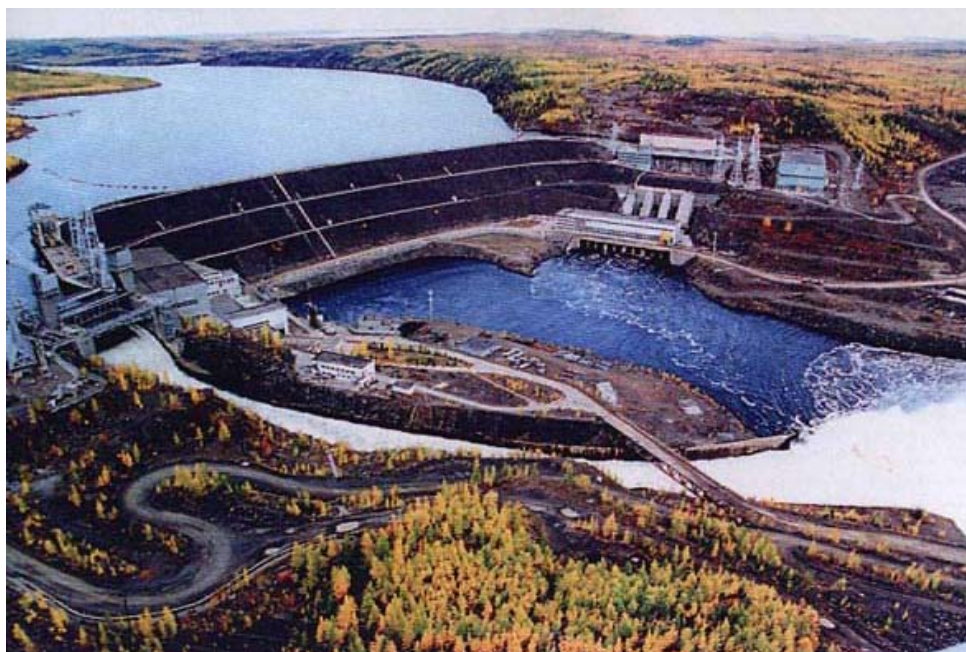


Рис. 13. Общий вид Каскада Вилюйских ГЭС

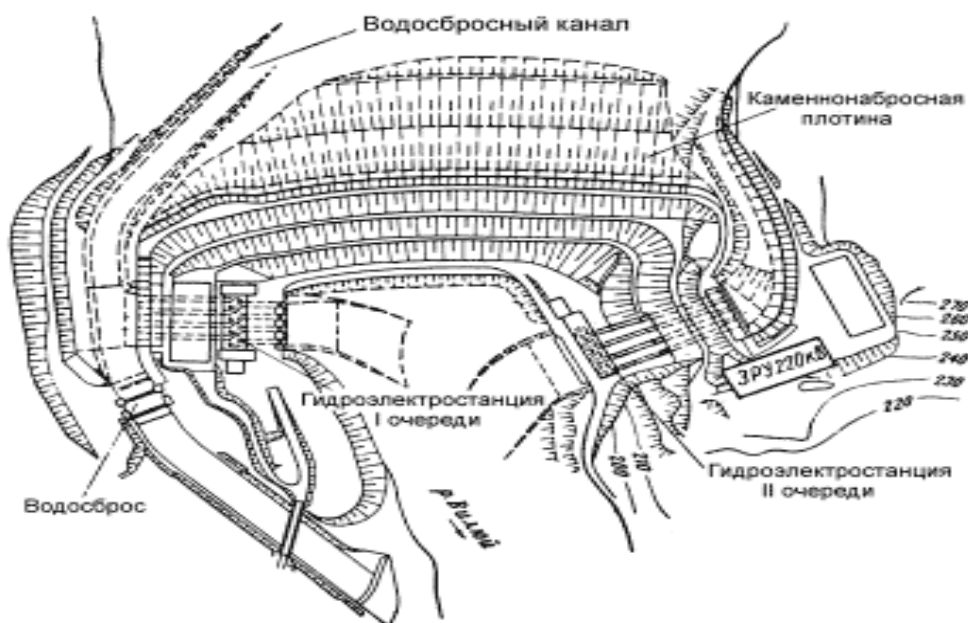


Рис. 14. Схема Каскада Вилуйских ГЭС

В состав объекта входят следующие гидротехнические сооружения:

- каменно – земляная плотина (КЗП);
- ГЭС-1: подводный канал, водоприемник, напорные водоводы, здание ГЭС, отсасывающие трубы, отводящий канал;
- водосброс, водосбросной канал;
- ГЭС-2: подводный канал, водоприемник, напорные трубопроводы, здание ГЭС, отсасывающие трубы, отводящий канал.

Здание ГЭС I очереди длиной 77 м, расстояние между осями агрегатов 17 м. В гидроэлектростанцию уложено 150 тыс.м³ бетона.

Здание ГЭС II очереди длиной 79,3 м, расстояние между осями агрегатов 18,4 м. В гидроэлектростанцию уложено 210 тыс.м³ бетона.

Основные параметры напорного фронта ГЭС:

- Максимальный напор на плотину составляет 70м, при максимальной её высоте 75м,
- Длина напорного фронта 1200м (включая плотину длиной 600м, береговые примыкания, напорный фронт водоприемников ГЭС – 1 и ГЭС – 2 и водосброса).

Нормальный подпорный уровень верхнего бьефа (НПУ) – 246,00 м.

Максимальный возможный расход при НПУ составляет 5200м³/с (в т.ч.: 3900 – водосброс, 640 – зд.ГЭС-1, 660 – зд.ГЭС-2). Фактический расход при НПУ снижен до 4250 м³/с (водосброс – 3900 м³/с, 350 м³/с – зд.ГЭС-1,2) вследствие ограничения по электропотреблению.

Проектная отметка форсированного подпорного уровня (ФПУ) – 249,00 м. В 1993 г. из-за появления продольной трещины на гребне плотины уровень форсировки ограничен отметкой 246,80 м. Максимальный возможный расход при ФПУ 249,00 м составлял 6478 м³/с (в т.ч.: 5200 – водосброс, 632 – ГЭС-1, 646 – ГЭС-2). Фактическая пропускная способность гидроузла при ограничении ФПУ до отметки 246,80 м снижена до 4600 м³/с (водосброс – 4250 м³/с, 350 м³/с – ГЭС) вследствие введённого ограничения по ФПУ и электропотреблению.

Подпорные сооружения Вилюйских ГЭС-1,2 расположены в 1348 км от устья р Вилюй, в состав гидроузла с едиными подпорными сооружениями и одним водохранилищем входят два здания ГЭС — Вилюйская ГЭС-1 и Вилюйская ГЭС-2.

За 38-летний период эксплуатации Вилюйских ГЭС-1,2 произошли следующие изменения проектных параметров водохранилища и ГЭС:

- До 1979 г ГЭС эксплуатировалась с проектными отметками НПУ 244,00— УМО 234,00 м, полезная емкость водохранилища составляла 17,8 км³. В 1977 г в связи с прогнозируемым ростом потребности в электроэнергии НТС Минэнерго СССР было принято решение о реконструкции гидроузла и подъеме отметки НПУ Вилюйского водохранилища до отметки 246,00 м, полезная емкость водохранилища увеличилась до 22,4 км³.
- После модернизации гидротурбин ГЭС-1 с заменой рабочего колеса и реконструкции гидрогенераторов мощность каждого гидроагрегата была увеличена на 8 МВт; установленная мощность Вилюйской ГЭС-1 стала 340 МВт (Акт перемаркировки агрегатов от 15.04.93 г).
- За годы эксплуатации произошло значительное увеличение среднегодового и максимального притока к створу гидроузла (Ленгидропроект, 2004 г, Инв.№1812).

Основные проектные и фактические характеристики Вилюйского водохранилища и Вилюйских ГЭС-1,2 приводятся в таблице.

Таблица 26. Основные проектные и фактические характеристики Вилюйского водохранилища и Вилюйских ГЭС-1,2

Наименование параметров ²	Единицы измерения	Параметры	
Отметка нормального подпорного уровня (НПУ)	м	244,00	246,00
Отметка предельной сработки (УМО)	м	234,00	234,00
Отметка форсированного уровня (ФПУ):			
0,01% с г.п.	м	249,00	249,00
0,1%	м	—	247,30
1%	м	245,90	246,90
Отметка обязательной предполоводной сработки	м	238,30	239,00
Площадь зеркала:			
при НПУ	км ²	2170	2360
при УМО	км ²	1430	1430
Объем полный:			
при НПУ	км ³	35,88	40,41
при УМО	км ³	18,05	18,05
полезный (регулирование многолетнее)	км ³	17,83	22,36
Среднегоголетний расход притока	м ³ /с	634	658
Напоры:			
средний	м	60,5	60,5
расчетный	м	55,0	55,0
Мощность:			
установленная	МВт	648	680
Среднегоголетняя годовая выработка электроэнергии	млн кВтч	2520	2650

Источник: ОАО «Инженерный центр ОАО РАО «ЕЭС России» - филиал Ленгидропроект.

Таблица 27. Техничко-экономические показатели Каскада Вилюйских ГЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная мощность, МВт	680	680	680	680	680	680
Располагаемая мощность, МВт	680	680	680	680	680	680
Рабочая мощность, МВт	555,9	569,4	585,9	577	591,2	597,1

² Отметки водохранилища ВГЭС-1,2 приводятся в принятой для верхнего бьефа ВГЭС-1,2 системе гидроузла, которая отличается от Балтийской системы на 0,7 м (для перевода в Балтийскую систему отметок нужно из отметок системы гидроузла вычесть 0,7 м).

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	3 088 145	3 061 908	3 067 210	3 003 101	3 113 917	2 818 846
КИУМ, %	51,8%	51,4%	51,5%	50,4%	52,3%	47,3%
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	602	608	634	570	606	567

Источник: Данные Общества.

Располагаемая электрическая мощность станции равна установленной. Технологических ограничений электрической мощности нет.

Рабочая электрическая мощность ниже располагаемой по причинам эксплуатационного характера, связанного с проведением ремонта оборудования. Рабочая электрическая мощность в течение рассматриваемого периода меняется в результате изменения количества и сроков ремонтов по годам. Например, увеличение рабочей мощности в 2002г. в сравнение с 2001г. на 16,5 МВт связано с уменьшением продолжительности капитальных ремонтов с 221 дней в 2001г. до 164 дней в 2002г.

Коэффициент использования установленной электрической мощности свидетельствует о стабильной и достаточно высокой загрузке станции. Однако, в 2005г. наблюдается снижение выработки станции и как следствие снижение КИУМа с 52,27% до 47,32 %. Снижение выработки станции связано с пуском в эксплуатацию первого агрегата Светлинской ГЭС. Светлинская ГЭС будет частично покрывать потребности в электроэнергии основного потребителя в Западном энергорайоне АК «Алроса». После выхода Светлинской ГЭС на полную мощность потребность в электроэнергии, вырабатываемой КВГЭС, уменьшится.

Основное энергетическое оборудование включает в себя четыре поворотно-лопастных и четыре радиально-осевых гидротурбины.

Ниже приведен перечень основного энергетического оборудования КВГЭС.

Таблица 28. Основное энергетическое оборудование

Наименование оборудования	Марка	Станционный номер	Год пуска в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2006 г., часов ³	Парковый ресурс
Турбины					
Турбина	ПЛ70/3164-ВМ-410	№1	1968	195 659	30 лет
	ПЛ70/3164-ВМ-410	№2	1968	227 917	30 лет
	ПЛ70/3164-ВМ-410	№3	1967	191 450	30 лет
	ПЛ 70/3164-ВМ-410	№4	1970	234 554	30 лет
	РО75/3123-ВМ-450	№5	1976	114 194	30 лет
	РО75/3123-ВМ-450	№6	1976	159 258	30 лет
	РО75/3123-ВМ-450	№7	1976	142 633	30 лет
	РО75/3123-ВМ-450	№8	1975	180 724	30 лет
Генераторы					
Турбогенератор	СВВ780/190-32	№1	1968	195 659	30 лет
	СВВ780/190-32	№2	1968	227 917	30 лет
	СВВ780/190-32	№3	1967	191 450	30 лет
	СВВ780/190-32	№4	1967	234 554	30 лет
	СВ972/150-44ХЛ4	№5	1976	114 194	30 лет
	СВ972/150-44ХЛ4	№6	1976	159 258	30 лет
	СВ972/150-44ХЛ4	№7	1976	142 633	30 лет
	СВ972/150-44ХЛ4	№8	1975	180 724	30 лет

Источник: Данные Общества: «Основное оборудование станций».

³ С учетом замен рабочих колес.

Действующее энергетическое оборудование КВГЭС вводилось в эксплуатацию с 1967 г. Парковый ресурс превышен практически на всех гидротурбинах. На трех гидротурбинах парковый ресурс будет исчерпан в 2006г. В 1985-88гг. была произведена модернизация четырех турбин первой очереди ГЭС с заменой рабочего колеса.

Мирнинская ГРЭС

В 1986-87 гг. из-за недостатка гидроресурсов для пополнения Вилюйского водохранилища в рекордно короткие сроки (чуть больше года) была построена и введена в эксплуатацию Мирнинская ГРЭС мощностью 120 МВт.

Таблица 29. Техничко-экономические показатели Мирнинской ГРЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	120	120	120	120	120	120
Располагаемая электрическая мощность, МВт	119,4	119,4	119,4	119,4	119,4	119,4
Рабочая электрическая мощность, МВт	76,6	89,3	83	79,2	66	66,6
Выработка эл/эн, млн. кВтч	98 110	104 020	94 800	101 500	111 066	90 396
КИУМ, %	9,3%	9,9%	90%	9,7%	10,6%	8,6%
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	34	36	24	36	48	36
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	50,64	50,64	50,64	50,64	60,94	60,94
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	24	24	24	24	24	26
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, Гкал	-	-	-	10 551	25 113	23 503
Пиковая тепловая нагрузка, Гкал/час	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	10,7
КИУТМ, %	-	-	-	2%	5%	4%

Источник: *Данные Общества*

Причиной ограничения установленной мощности является ГТУ-4 с установленной мощностью 12 МВт на Мирнинской ГРЭС. Ограничения по ГТУ-4 отнесены к техническим согласно ТУ завода-изготовителя.

Нерюнгринская ГРЭС

Проектная установленная мощность Нерюнгринской ГРЭС составляет 1270 МВт. Проект Нерюнгринской ГРЭС разработан Новосибирским отделением института "Теплоэлектропроект". Сооружение станции осуществлялась Управлением строительства Нерюнгринской ГРЭС управления «Братскгэсстрой» с привлечением субподрядных специализированных организаций Министерства энергетики и электрификации СССР.

Строительство станции началось в 1980 году. В декабре 1983 года был введен в эксплуатацию первый энергоблок. В 1985 году с пуском третьего блока закончено строительство первой очереди ГРЭС мощностью 570 МВт. Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом и электроэнергией Алданский и Нерюнгринский улусы. ГРЭС имеет электрическую связь с объединенной энергосистемой Дальнего Востока двумя ЛЭП – 220кВ, что позволяет ей отпускать электроэнергию не только собственным потребителям, но и на Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ).

НГРЭС была запроектирована на работу на углях разреза «Нерюнгринский». С 1985г., с вводом обогатительной фабрики, станция работает на продуктах отхода при обогащении коксующегося угля – энергетическим концентрате КС калорийностью 6300 кКал/тн.

Среднегодовая потребность в твердом топливе для электростанции при условии работы всех трех блоков – 1,5 млн. тонн в год.

С генерацией теплоэнергии Нерюнградской ГРЭС неразрывно связана работа Нерюнградской городской водогрейной котельной, предназначенной для покрытия пиковых нагрузок г. Нерюнгри и поселков Серебряный Бор и Беркакит, а также для поддержания температурного графика в тепловых сетях г. Нерюнгри. Установленная тепловая мощность котельной – 400 Гкал/час. Топливо доставляется со склада Нерюнградской ГРЭС автотранспортом. Основное оборудование – четыре водогрейных котла КВТК-100-150 производительностью 100 Гкал/час.

Таблица 30. Техничко-экономические показатели Нерюнградской ГРЭС и Нерюнградской городской котельной

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	570	570	570	570	570	570
Располагаемая электрическая мощность, МВт	570	570	570	570	570	570
Рабочая электрическая мощность, МВт	472,7	504,6	501,5	461,4	499,4	532,8
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	2 379 135	2 821 068	2 901 158	2 892 101	2 906 645	2 491 424
КИУЭМ, %	47,65	56,50	58,10	57,92	58,21	49,90
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	565	555	590	550	575	555
Установленная тепловая мощность НГРЭС, Гкал/час	520	520	520	520	520	520
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	520	520	520	520	520	520
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, Гкал	2 062 744	2 116 344	2 005 920	2 001 185	1 961 693	2 049 155
Пиковая тепловая нагрузка, Гкал/час	675	704	662	567	660 *	643,2 *
КИУТМ, %	45,28	46,60	44,04	43,93	39,31	44,98
Установленная тепловая мощность Нерюнградской котельной, Гкал/час	400	400	400	400	400	400
Отпуск теплоэнергии котельной, Гкал	176 799	133 124	147 789	109 598	120 725	58 709
Суммарный отпуск тепла НГРЭС и котельной, Гкал	2 239 543	2 249 469	2 153 709	2 110 783	2 082 418	2 107 864

Источник: Данные Общества..

Располагаемая электрическая мощность станции равна установленной. Технологических ограничений электрической мощности нет.

Рабочая электрическая мощность ниже располагаемой по причинам эксплуатационного характера, связанного с проведением ремонта оборудования. Рабочая электрическая мощность в течение рассматриваемого периода меняется в результате изменения количества и сроков ремонтов по годам. В 2003г. наблюдается снижение рабочей мощности в сравнение с 2002 г. из-за увеличения сроков капитального ремонта генератора №1.

Коэффициент использования установленной электрической мощности свидетельствует о стабильной и достаточно высокой загрузке станции. Значительный рост выработки станции в 2001г в сравнение с 2000г. вызван увеличением отпуска электроэнергии на ФОРЭМ.

В 2005г. наблюдается заметное снижение выработки, и как следствие КИУЭМа станции. Снижение выработки обусловлено снижением потребности в отпуске электроэнергии на ФОРЭМ, что вызвано вводом дополнительных мощностей Бурейской ГЭС и в связи с этим перераспределением баланса электроэнергии ОЭС Востока между поставщиками и покупателями электрической энергии.

Значение КИУТМ находится на уровне типичных значений для ТЭЦ, что говорит о высокой загрузке станции.

Снижение отпуска тепла на Нерюнгринской ГРЭС в 2004г. связано с выходом теплофикационных блоков Нерюнгринской ГРЭС в аварийный ремонт (январь-март). Тепловую нагрузку покрывала водогрейная котельная г. Нерюнгри. В целом же снижение отпуска тепла в 2004г. объясняется поздним запуском тепла на объекты с начала отопительного сезона 2004 г. из-за более высокой температуры наружного воздуха в Южно – Якутском энергорайоне.

Основное энергетическое оборудование включает в себя:

- Турбины: одна конденсационная - К-210-130-3, две теплофикационных - Т-180/210-130-3 производства Ленинградского завода номинальной электрической мощностью 210 МВт. Номинальная тепловая нагрузка на теплофикационных турбинах – 2х260 Гкал/час.
- Генераторы 3хТВГ-200-2МУЗ производства Харьковского завода «Электротяжмаш» с тиристорным возбуждением, водородно- водяным охлаждением и напряжением на выводах 15,75 кВ.
- Три котлоагрегата ТПЕ-214 СЗХЛ производства Таганрогского котельного завода производительностью 670 тонн в час;

Расположение турбоагрегатов в машинном зале – поперечное, тепловая схема – блочная: котел, турбина, генератор, трансформатор.

Для покрытия пиковой тепловой нагрузки г.Нерюнгри и поселков Серебряный Бор и Беркамит на станции установлено три водогрейных котла КВТК-100-150 производительностью по 100 Гкал/час.

Ниже приведен перечень основного энергетического оборудования НГРЭС и котельной г. Нерюнгри.

Таблица 31. Основное энергетическое оборудование

Станция	Наименование оборудования	Марка	Станционный номер	Год пуска в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2006 г., часов	Парковый ресурс (ПР), лет (часов)
Котлы паровые						
Нерюнгринская ГРЭС	Котел паровой	ТПЕ-214 СЗХЛ	№1	1983	87 063	220 000
	Котел паровой	ТПЕ-214 СЗХЛ	№2	1984	125 012	220 000
	Котел паровой	ТПЕ-214 СЗХЛ	№3	1985	123 145	220 000
Турбины						
Нерюнгринская ГРЭС	Турбина паровая	К-120-130-3	№1	1983	87 063	220 000
	Турбина паровая	Т-180/210-130-1	№2	1984	125 012	220 000
	Турбина паровая	Т-180/210-130-1	№3	1985	123 145	220 000
Генераторы						
Нерюнгринская ГРЭС	Турбогенератор	ТГВ-200-2МУЗ	№1	1983	30 лет	
	Турбогенератор	ТГВ-200-2МУЗ	№2	1984	30 лет	
	Турбогенератор	ТГВ-200-2МУЗ	№3	1985	30 лет	
Котлы водогрейные						
Нерюнгринская ГРЭС	Котел водогрейный	КВТК-100-150-5С	№1	1986	25 лет	
	Котел водогрейный	КВТК-100-150-5С	№2	1987	25 лет	
	Котел водогрейный	КВТК-100-150-5С	№3	1987	25 лет	
Водогрейная котельная г. Нерюнгри	Котел водогрейный	КВТК100-150-5С	№4	1981	25 лет	
	Котел водогрейный	КВТК-100-150-5С	№5	1981	25 лет	
	Котел водогрейный	КВТК-100-150-5С	№6	1982	25 лет	
	Котел водогрейный	КВТК-100-150-5С	№7	1984	25 лет	

Источник: Данные Общества: «Основное оборудование станций».

Нерюнгринская ГРЭС является молодой станцией, действующее на ней энергетическое оборудование вводилось в эксплуатацию с 1983 г. Теплофикационные турбины выработали 57% своего паркового ресурса, а конденсационная турбина всего 40%. Все энергетическое оборудование НРГЭС находится в эксплуатации.

Водогрейные котлы используются для покрытия пиковых нагрузок. В 2005г. котлы №№4 и 5 водогрейной котельной задействованы не были.

Для большей наглядности наработка основного энергетического оборудования представлена ниже.

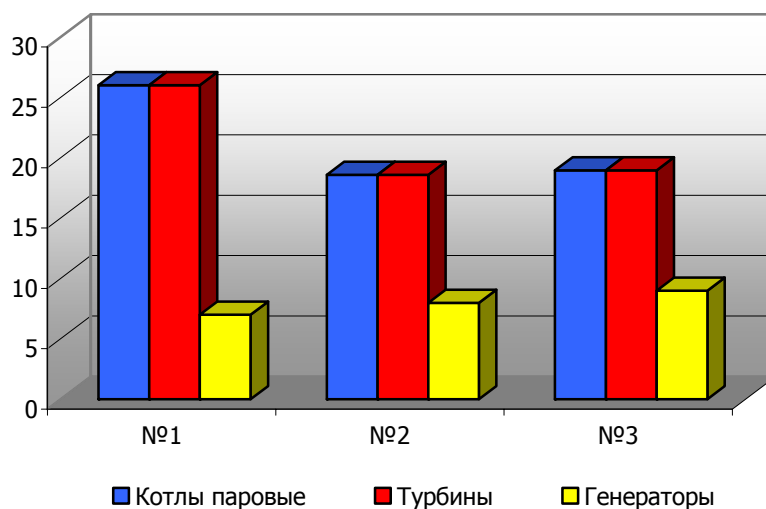


Рис. 15. Срок выработки паркового ресурса основного энергетического оборудования

Средняя наработка турбин составляет 5 111 часов в год. Парковый ресурс 220 000 часов. Учитывая наработку оборудования на дату оценки, можно сделать вывод, что ближайший срок выработки паркового ресурса турбин – 19 лет.

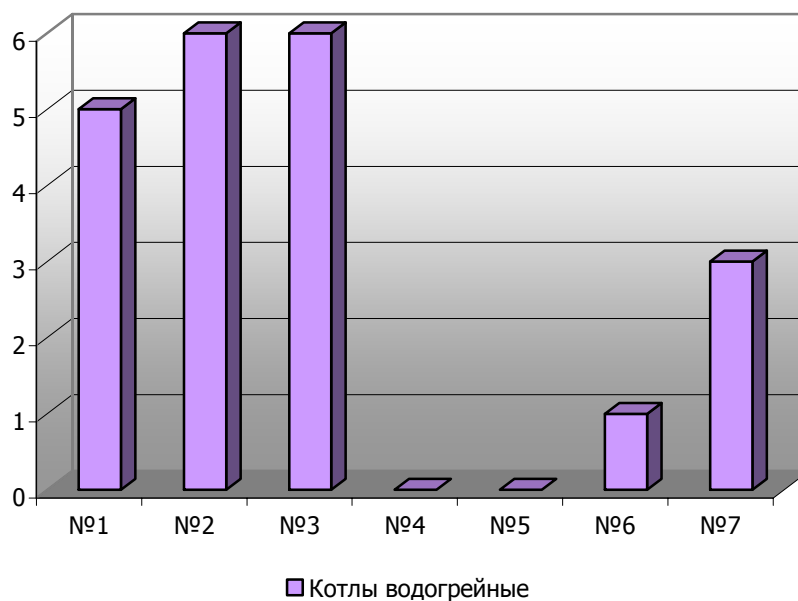


Рис. 16. Срок выработки паркового ресурса водогрейными котлами

Учитывая наработку оборудования на дату оценки, можно сделать вывод, что водогрейные котлы ст.№№4 и 5 уже полностью выработали парковый ресурс, а ближайший срок выработки паркового ресурса водогрейных котлов – 1 год.

Чульманская ТЭЦ

Старейшая электрическая станция Нерюнгринского района введена в эксплуатацию в 1962 г. и работает в составе Нерюнгринской ГРЭС. Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией пос. Чульман и горно-добывающую промышленность Алданского района, теплом – промышленные предприятия и жилой фонд пос. Чульман.

Проектное задание на строительство Чульманской ТЭЦ мощностью 26,5МВт было утверждено решением Министерства цветной металлургии СССР 23 мая 1957 г. и направлено на развитие золотодобывающей промышленности Якутии. В 1963-м году здесь был пущен первый агрегат мощностью 12 мВт.

С 1964 по 1970 гг. мощность станции была доведена до 60 МВт, а с началом строительства г. Нерюнгри – до 84 МВт. С вводом в эксплуатацию НГРЭС была демонтирована часть устаревшего оборудования. В настоящее время установленная мощность Чульманской ТЭЦ составляет: электрическая – 48МВт, тепловая – 165 Гкал/час.

Чульманская ТЭЦ работает на топливно-каменном угле Нерюнгринского месторождения марки рядовой «СС-300».

Таблица 32. Техничко-экономические показатели Чульманской ТЭЦ

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	48	48	48	48	48	48
Располагаемая электрическая мощность, МВт	48	48	48	48	48	48
Рабочая электрическая мощность, МВт	39,7	38,6	26,6	38,3	42,1	43,2
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	120 251	95 840	97 798	113 514	122 655	111 553
КИУМ, %	28,60	22,79	23,26	27,00	29,17	26,53
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	20	20	20	20	20	20
Установленная тепловая мощность, Гкал/час	165	165	165	165	165	165
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/час	165	165	165	165	165	165
Отпуск теплоэнергии с коллекторов, ГКал	407 347	367 565	315 899	316 024	300 312	284 916
Пиковая тепловая нагрузка, Гкал/час	100	99	91	82		
КИУТМ, %	28,18	25,43	21,85	21,86	20,78	19,71

Источник: Данные Общества.

Располагаемая электрическая мощность станции равна установленной. Таким образом, технологических ограничений электрической мощности нет.

Рабочая электрическая мощность ниже располагаемой по причинам эксплуатационного характера, связанного с проведением ремонта оборудования. Рабочая электрическая мощность в течение рассматриваемого периода меняется в результате изменения количества и сроков ремонтов по годам. В 2002г. наблюдается снижение рабочей мощности в связи выводом в консервацию турбину К-12-35 №5 с установленной мощностью 12 МВт. В 2003г. рабочая мощность выходит на прежний уровень из-за снятия турбины с консервации.

Как видно из вышеприведенной таблицы, мощности станции загружены крайне незначительно. Значение как КИУЭМа, так и КИУТМа ниже типичных значений для ТЭЦ. На данную величину влияет небольшой объем потребления электро и теплоэнергии, вырабатываемой Чульманской ТЭЦ. Это объясняется соседством более современной и экономичной Нерюнгринской ГРЭС.

Годовая выработка электроэнергии Чульманской ТЭЦ в течение ретроспективного периода меняется в результате изменения периода остановки ТЭЦ. Так, в 2001 и 2002гг. ТЭЦ не работала с июня по август. Этим объясняется значительное снижение годовой загрузки станции. Во время остановки Чульманской ТЭЦ потребность в электроэнергии потребителей покрывается Невинномысской ГРЭС.

В течение анализируемого периода наблюдалось снижение выработки теплотенергии. Это объясняется снижением присоединенной тепловой нагрузки по группе промышленные потребители из-за банкротства некоторых предприятий Алданского улуса.

Основное оборудование Чульманской ТЭЦ включает в себя:

- Два котлоагрегата марки ЦКТИ-75-39Ф2, три котлоагрегата марки БКЗ 75-39Ф2;
- Турбины: одна конденсационная – К-12-35, три теплофикационных – ПТ -12-35-10М.

Ниже приведен перечень основного энергетического оборудования станции

Таблица 33. Основное энергетическое оборудование Чульманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Марка	Станционный номер	Год пуска в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2006 г., часов	Парковый ресурс (ПР), лет (часов)
Котлы паровые					
Паровой котел	ЦКТИ-75/39Ф	№1	1961	203 693	220 000
Паровой котел	ЦКТИ-75/39Ф	№2	1962	176 722	220 000
Паровой котел	БКЗ-75-39Ф	№4	1970	142 604	220 000
Паровой котел	БКЗ-75-39Ф	№4	1970	144 893	220 000
Паровой котел	БКЗ-75-39Ф	№5	1978	136 741	220 000
Паровые турбины					
Турбина паровая	ПТ-12-35/10М	№3	1976	178 126	270 000
Турбина паровая	К-12-35	№5	1970	156 147	270 000
Турбина паровая	ПТ-12-35/10М	№6	1977	143 435	270 000
Турбина паровая	ПТ-12-35/10М	№7	1978	118 945	270 000
Генераторы					
Турбогенератор	Т-12-2 УЗ	№3	1994	-	30 лет
Турбогенератор	Т-2-12-2	№5	1970	-	30 лет
Турбогенератор	Т-12-2 УЗ	№6	1977	-	30 лет
Турбогенератор	Т-12-2 УЗ	№7	1978	-	30 лет

Источник: Данные Общества: «Основное оборудование станций».

Основное энергетическое оборудование станции (за исключением двух паровых котлов) вводилось в эксплуатацию в течение 70-ых годов. Максимальный процент использования паркового ресурса имеется у турбины №3 – около 66%. Таким образом, оборудование имеет достаточный запас паркового ресурса и изношено незначительно. Все энергетическое оборудование Чульманской ТЭЦ находится в эксплуатации.

Для большей наглядности наработка основного энергетического оборудования представлена ниже.

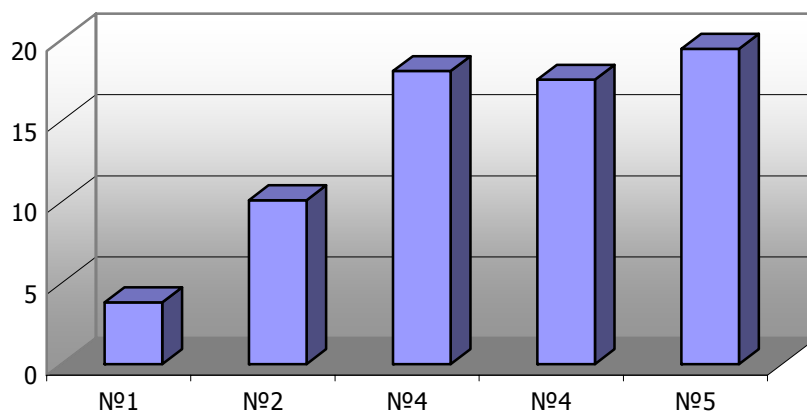


Рис. 17. Срок выработки паркового ресурса паровых котлов Чульманской ТЭЦ

Средняя наработка парового котла составляет 4 282 часов в год. Парковый ресурс котлов составляет 220 000 часов. Учитывая наработку оборудования на дату оценки, можно сделать вывод, что ближайший срок выработки паркового ресурса котельного оборудования составит 4 года. Состояние оборудования позволяет сделать выводы о том, что паровые котлы ближайшее время не потребуют замены или более частого проведения технического обслуживания и ремонтов, риск выхода из строя данного оборудования незначителен.

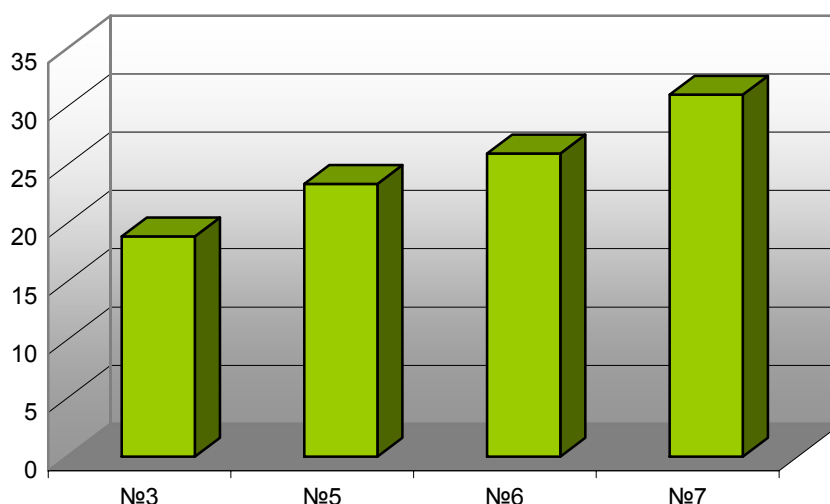


Рис. 18. Срок выработки паркового ресурса паровых турбин Чульманской ТЭЦ

Средняя наработка парового котла составляет 4 867 часов в год. Парковый ресурс котлов составляет 220 000 часов. Учитывая наработку оборудования на дату оценки, можно сделать вывод, что ближайший срок выработки паркового ресурса турбин составит 19 лет. Состояние оборудования позволяет сделать выводы о том, что паровые турбины ближайшее время не потребуют замены или более частого проведения технического обслуживания и ремонтов, риск выхода из строя данного оборудования незначителен.

Генераторы

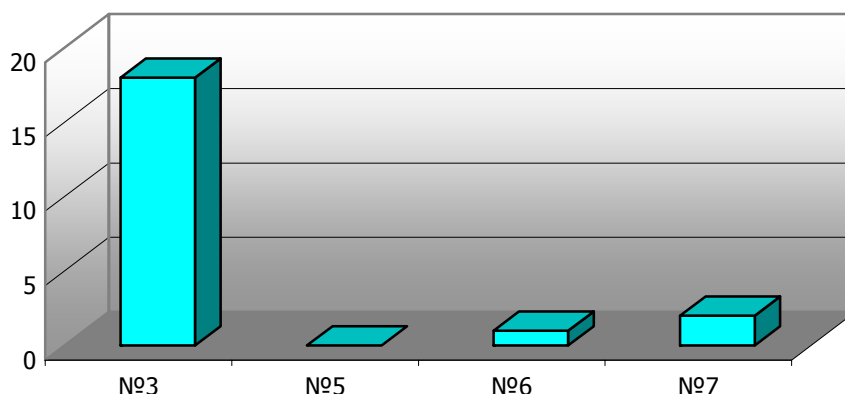


Рис. 19. Срок выработки паркового ресурса генераторов Чульманской ТЭС

Парковый ресурс генератора ст.№5 полностью выработан, полная выработка паркового ресурса генераторов ст.№6 и 7 наступит через 1, 2 года соответственно. Учитывая наработку оборудования на дату оценки, можно сделать вывод, что состояние оборудования позволяет сделать выводы о том, что в ближайшее время потребует замены часть генераторов или более частого проведения технического обслуживания и ремонтов, значителен риск выхода из строя данного оборудования.

Генерация Теплоэнергосервис (ТЭС)

Генерация Теплоэнергосервиса включает в себя котельную поселка Светлый, работающую на газовом топливе, и электробойлерные.

Основным оборудованием котельной являются 4 паровых котла марки ДЭ-25-14 ГМ (год ввода в эксплуатацию - 1989г.), 3 паровых котла марки КЭПр 2500/6,0 (год ввода в эксплуатацию – 1983г.). Оборудование электробойлерных составляют: 36 электродкотлов КЭВ 2500/6,0; 24 электродкотла КЭВ 250/0,4; 5 электродкотлов КЭВ 400/0,4; 4 электродкотла 3Ц КЭВ 4000/6,0.

Таблица 34. Техничко-экономические показатели генерации ТЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час	64	64	64	64	64	64
Установленная тепловая мощность электробойлерных, Гкал/час	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5	85,5
Выработка теплоэнергии котельной, Гкал	119 131	93 819	75 838	71 528	75 188	61 179
Выработка теплоэнергии электробойлерными, Гкал	158 336	154 574	155 376	143 869	151 953	133 053

Источник: Данные Общества.

Генерация ЮЯЭС

Генерация ЮЯЭС включает в себя дизельные электростанции, котельную на твердом топливе, электродкотельную и электробойлерную в г. Алдан. Электробойлерная работала на догрев теплоносителя от электродкотельной. В настоящее время не работает. Котельная на твердом топливе в настоящее время не работает и является резервной.

Основное энергетическое оборудование котельной включает в себя 3 электродкотла – КЭВ-6000/6, электробойлерной – 3 электродкотла КЭВ-400/0,4-Э. В состав основного энергетического оборудования дизельных электростанций входят 22 дизельные установки и 22 дизельных генератора.

Таблица 35. Техничко-экономические показатели генерации ЮЯЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	0,575	0,675	0,675	0,675	1,56	1,613
Располагаемая электрическая мощность, МВт	0,575	0,675	0,675	0,675	1,56	1,613
Рабочая электрическая мощность, МВт	0,3	0,3	0,3	0,4	1,3	1,4
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	708	876	781	784	2 685	2 779
КИУМ, %	14,06	14,81	13,21	13,26	19,65	19,67
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,5
Установленная тепловая мощность электростанции, Гкал/час	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
Установленная тепловая мощность электробойлерной, Гкал/час	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Выработка теплоэнергии электростанции, Гкал	7 265	5 740	15 405	24 992	24 991	25 097
Выработка теплоэнергии котельной, Гкал	-	-	7 419	-	-	-

Источник: Данные Общества.

Как видно из таблицы в 2004г. произошло увеличение электрической мощности генерации и как следствие рост производства электроэнергии. Причиной изменения мощности стало присоединение к ОАО АК «Якутскэнерго» станций Сахасельхозэнерго.

Генерация ЦЭС

Генерация ЦЭС включает в себя дизельные электростанции, газотурбинные ГТУ и передвижные ПАЭС, электробойлерную. Основное энергетическое оборудование включает в себя 11 дизельных установок, 9 турбин марки ПАЭС-2,5, 5 турбин марки ПАЭС – 2500, одна газотурбинная установка ГТУ, 14 генераторов марки СГС-14-100-6, 11 дизельгенераторов.

Таблица 36. Техничко-экономические показатели генерации ЦЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	54,75	72,7	66,3	58,8	59,26	59,911
Располагаемая электрическая мощность, МВт	54,75	72,7	66,3	58,8	59,26	59,911
Рабочая электрическая мощность, МВт	45,2	61	58,6	52,3	54,8	55,8
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	3 767	12 998	9 804	11 106	10 007	11 318
КИУМ, %	0,79	2,04	1,91	2,16	1,92	2,22
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	1,1	7	8,3	8	10,7	1,2
Установленная тепловая мощность электробойлерной, Гкал/час	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6* ⁴
Выработка теплоэнергии, Гкал	16 463	21 432	19 095	19 754	18 531	17 448

Источник: Данные Общества.

Причиной увеличения электрической мощности в 2001г. с 54,75 МВт до 70,7 МВт явилась передача Хандгской ДЭС с баланса Северо-Восточных электрических сетей, которые перешли в ОАО «Сахаэнерго». Причиной изменения мощности в 2004г. стало присоединение к ОАО АК «Якутскэнерго» дизельных станций Сахасельхозэнерго. Снижение мощности в 2002г. и 2005г. связано с демонтажем мощностей. В зависимости от изменения мощности меняется выработка электроэнергии генерацией ЦЭС.

⁴ С октября 2005 года демонтировали Ары-Титскую и Н.Бестяхскую ДЭС, мощность составит 7,4 Гкал/час.

Генерация ВЭС

Генерация ВЭС включает в себя дизельные электростанции, котельную и электробойлерную. Основное энергетическое оборудование включает в себя 14 дизельных установок, 10 турбин марки ПАЭС, 12 генераторов марки Т-12-2ЭУЗ, 11 дизельгенераторов.

Таблица 37. Техничко-экономические показатели генерации ВЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	34,6	35,7	35,3	35,545	36,14	36,165
Располагаемая электрическая мощность, МВт	34,6	35,7	35,3	35,545	36,14	36,165
Рабочая электрическая мощность, МВт	33,2	33,2	33,5	32,7	33,6	33,5
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	8 234	9 988	7 960	7 468	6 621	5 110
КИУМ, %	2,57	3,24	2,55	2,4	2,9	1,61
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	6	10	6	11	9,1	5,7
Установленная тепловая мощность электробойлерной, Гкал/час	4,185	4,185	4,185	4,185	4,185	4,185
Выработка теплоэнергии, Гкал	15 533	19 387	16 490	14 709	15 139	13 708
Установленная тепловая мощность котельной, Гкал/час	2,414	2,414	2,414	2,414	2,414	2,414
Выработка теплоэнергии, Гкал	6 775	3 798	2 913	3 908	2 162	202

Источник: Данные Общества.

Изменение мощностей в течение ретроспективного периода объясняется демонтажем старых мощностей и вводом новых.

Генерация ЗЭС

Генерация ЗЭС включает в себя дизельные электростанции, электробойлерную. Основное энергетическое оборудование включает в себя 32 дизельные установки, 10 газотурбинных установок ГТУ марки ДЦ-59Л-ПГ-12В, 2 ГТУ марки Д-14, 12 генераторов марки Т-12-2ЭУЗ, 32 дизельгенераторов.

Таблица 38. Техничко-экономические показатели генерации ЗЭС

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Установленная электрическая мощность, МВт	24	24	24	24	29,76	30,295
Располагаемая электрическая мощность, МВт	24	24	24	24	29,76	30,295
Рабочая электрическая мощность, МВт	-	-	-	-	22,8	29
Выработка эл/эн, тыс. кВтч	127	-	-	37	4 501	4 748
КИУМ, %	0,06	-	-	0,02	1,7	1,79
Пиковая электрическая нагрузка, МВт	-	-	-	-	0,4	0,4
Установленная тепловая мощность электробойлерной, Гкал/час	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Выработка теплоэнергии, Гкал	2 876	2 641	2 275	1 945	1 957	1 554

Источник: Данные Общества.

До 2004г. в состав Западных электрических сетей входила только Ленская ДЭС. В течение 2000-2003гг. она находилась на консервации. Начиная с 2004г. Ленская ДЭС переведена из

консервации в холодный резерв. Увеличение мощности в 2004г. произошло в результате передачи дизельных электростанций на баланс ОАО АК «Якутскэнерго» от Сахасельхозэнерго.

Линии электропередач

В структуре ОАО АК «Якутскэнерго» состоит пять предприятий электрических сетей (ПЭС), в том числе Вилюйские (ВЭС), Западные (ЗЭС), Центральные (ЦЭС), Южно-Якутские (ЮЯЭС) и Якутские городские электрические сети (ЯГЭС), в которых имеется 20 районов электрических сетей (РЭС), в том числе:

- в ВЭС - четыре РЭС:
 - Верхневилуйский,
 - Вилюйский,
 - Нюрбинский,
 - Сунтарский;
- в ЗЭС - четыре РЭС:
 - Айхальский,
 - Ленский,
 - Мирнинский,
 - Чернышевский;
- в ЦЭС - девять РЭС:
 - Амгинский,
 - Бердигестяхский,
 - Борогонский,
 - Майинский,
 - Намский,
 - Покровский,
 - Таттинский,
 - Чурапчинский,
 - Томпонский;
- в ЮЯЭС – три РЭС:
 - Алданский,
 - Нерюнгринский,
 - Томмотский;

Из 20 РЭС - 16 РЭС обслуживают сельские электрические сети, в том числе в ВЭС - четыре РЭС (Верхневилуйский, Вилюйский, Нюрбинский и Сунтарский), в ЗЭС - два РЭС (Ленский, Мирнинский), в ЦЭС - все девять РЭС (Амгинский, Бердигестяхский, Борогонский, Майинский, Намский, Покровский, Таттинский, Чурапчинский, Томпонский) и в ЮЯЭС - один РЭС (Томмотский).

Общая протяжённость находящихся на балансе компании высоковольтных линий электропередач классов напряжения 0,4-220 кВ. составляет:

- по трассе, всего 21 387,7 км, в том числе:
- напряжением 220 кВ – 2253,5 км,
- напряжением 110 кВ – 2988,5 км,
- напряжением 35 кВ - 3522,3 км,
- напряжением 10 кВ – 5506,8 км,
- напряжением 6 кВ – 822,6 км,

- напряжением 0,4 кВ – 6294 км.

Из общей протяженности ВЛ 0,4-220 кВ, находящихся на балансе линии электропередачи сельскохозяйственного назначения составляют – 15784,0 км, из них напряжением

- 220 кВ – 418,0 км,
- 35-110 кВ – 4326,0 км,
- 6-10 кВ – 5868,0 км.
- 0,4 кВ – 5172,0 км.

На балансе подразделений электрических сетей состоит всего 3358 шт. трансформаторных подстанций ТП 6-35/0,4 кВ общей установленной трансформаторной мощностью 796,67 тыс. кВа. Из всего количества ТП, количество мачтовых подстанций (МТП) составляет - 196 ТП общей мощностью – 45,54 тыс. кВа, комплектных (КТП) - 2925 ТП общей мощностью – 540,36 тыс. кВа, закрытых (ЗТП) - 237 ТП общей мощностью 210,77тыс. кВа.

Из всего количества ТП 6-35/0,4 кВ (3358 шт.), количество ТП сельскохозяйственного назначения составляет - 2772 ТП общей мощностью 445,37 тыс. кВа, в том числе мачтовых (МТП) -166 ТП общей мощностью 36,52 тыс. кВа, комплектных (КТП) - 2553 общей мощностью 386,58 тыс. кВа, закрытых (ЗТП) - 53 шт. общей мощностью 22,27 тыс. кВа.

На балансе ОАО АК «Якутскэнерго» находятся магистральные электросети напряжением 220 кВ и 6 подстанции 220 кВт. Протяженность по трассе магистральных линий электропередач напряжением 220 кВт составляет 2 253,5 км.

Таблица 39. Производственные показатели работы магистральных линий электропередач

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Кол-во цепей	Марка провода	Сечение, мм ²	Протяженность, км
1	НГРЭС – Н. Куранах	1	АС	300	275
2	Н.Куранах - Томмот	2	АС	300	47,5
3	Чурапча - Хандыга, в.т.ч.				
	<i>Чурапча - оп.873</i>	1	АС	240	26,4
	<i>оп.873 – оп.1481</i>	1	АС	240	135,8
	<i>Переход через реку Амга</i>	2	АС	240	1,0
	<i>оп.1481-ПС Хандыга</i>	1	АС	240	33,6
	<i>оп.1650 - оп.1699 с переходом через р. Алдан</i>	2	АС	120	19,8
4	Табага от Перехода – Чурапча, в т.ч.				
	<i>оп.7 – оп.8</i>	2	АС	240	0,8
	<i>оп.8 – оп.466</i>	1	АС	240	94,2
	<i>оп.466 – оп.746</i>	1	АС	240	59,9
5	Л-115 п/ст. Табага-опора №1 (перехода через р. Лена)	1	АС	185/240	9,65
6	Л-115,116 (Л-34) Переход р. Лена	2	АС	300/240	5,5
7	Л-201 ВГЭС-Районная, в т.ч.:				
	<i>Вилуйская ГЭС - ПС Районная (оп. №№ 1-493)</i>	1	АС, АСО	240	88,3
	<i>Вилуйская ГЭС - ПС Районная (оп. №№ 494-502)</i>	1	АС, АСО	240	5,1
	<i>отпайка на ПС Чернышевский</i>	1	АС	240	1,7
8	Л-202 ВГЭС- Мирный, в т.ч.:				
	<i>Вилуйская ГЭС - ПС Мирный</i>	1	АС	240	100,5
	<i>отпайка на ПС Чернышевский</i>	1	АС	240	0,07
	<i>отпайка на ПС Фабрика №3</i>	1	АС	240	0,45

№ п/п	Диспетчерское наименование ЛЭП	Кол-во цепей	Марка провода	Сечение, мм ²	Протяженность, км
9	Л-203,204 ВГЭС-Айхал, в т.ч.:				
	<i>Виллюйская ГЭС - ПС Айхал (I этап реконстр.)</i>	2	АС	400	82,7
	<i>Виллюйская ГЭС - ПС Айхал (II этап реконстр.)</i>	2	АС	400	77,2
	<i>Виллюйская ГЭС - ПС Айхал (Л-203)</i>	1	АСО	240	110,6
	<i>Виллюйская ГЭС - ПС Айхал (Л-204)</i>	1	АСО	240	111,2
10	Л-205 ПС Айхал - ГПП-6	1	АСО	300	76,2
11	Л-206 ПС Айхал - ГПП-6	1	АСО	300	76,2
12	Л-208 Виллюйская ГЭС - ПС Айхал	1	АСО	400	354
13	Л-211 ПС Районная - ПС Мирный	1	АСО	240	8,9
14	отпайка на ПС Фабрика №3	1	АС	240	0,45
15	Л-221 Светлинская ГЭС - ПС Районная (оп. №№ 197-363)	1	АС	240	67,6
16	Прочие				383,18

Источник: Данные Общества.

Вспомогательные активы ОАО АК «Якутскэнерго»

В составе ОАО АК «Якутскэнерго» числится подразделение Энерготрансснаб, оказывающее автотранспортные услуги основному производству и имеющее обширное автотранспортное хозяйство. На балансе этого подразделения числятся объекты недвижимости, оборудование и транспортные средства.

Состав основных средств, числящихся на балансе Энергострансснаба, представлен ниже:

- Здания – 44 338 тыс. руб.;
- Сооружения – 1 537 тыс. руб.;
- Машины и оборудование – 11 486 тыс. руб.;
- Производственный и хозяйственный инвентарь – 483 тыс. руб.
- Транспортные средства – 19 416 тыс. руб.

Здания Энерготрансснаба представлены административно-бытовым корпусом, гаражами, складами.

В настоящее время принято решение о выделении Энерготрансснаба в дочернее общество ОАО АК «Якутскэнерго». Предполагается регистрация дочернего общества во втором квартале 2006г. В качестве вклада в уставный капитал на баланс дочернего общества будут переданы основные средства подразделения Энерготрансснаба.

Таким образом, в дальнейших прогнозах активы Энерготрансснаба и затраты на их содержание в составе себестоимости ОАО АК «Якутскэнерго» не рассматриваются.

Непрофильные активы ОАО АК «Якутскэнерго»

На дату оценки на балансе Общества числятся активы, относящиеся к непрофильной деятельности. Среди них – жилые дома, квартиры работников, объекты дошкольного образования, культурно-просветительские учреждения, гостиница, столовые, спорткомплекс.

Балансовая стоимость непрофильных основных фондов на 31.03.2006 г. составила 103 095 тыс. руб.

Затраты на содержание этого имущества практически не окупаются. Убыток от оказания услуг непромышленного характера составил по результатам 2005 года - 49 593 тыс. руб. В прогнозной модели предполагается, что данное имущество будет передано на баланс местных органов государства.

Продукция, основные потребители и тарифы Общества

Структура доходов общества

Ниже в таблице приведена структура выручки Общества от основных видов деятельности.

Таблица 40. Структура выручки Общества

Выручка от вида деятельности	Ед. измерения	2004	2005	Доля в общей выручке, %
Основные виды деятельности:				
Продажа электроэнергии в розницу	тыс.руб.	7 901 018	8 042 978	69,97%
Продажа тепловой энергии	тыс.руб.	1 249 290	1 343 943	11,69%
Прочая продукция (услуги) основной деятельности:				
Поставка топлива ОАО «Сахаэнерго»	тыс.руб.	1 006 386	1 833 777	15,95%
Сдача ОС в аренду	тыс.руб.	68 218	59 912	0,52%
Энерготранснадб	тыс.руб.	74 182	64 647	0,56%
Реактивная энергия	тыс.руб.	24 860	22 885	0,20%
Прочие виды сопутствующей деятельности (транспортировка энергии, реализация угольной пыли)	тыс.руб.	40 064	27 940	0,24%
Переработка и хранение грузов, мазута	тыс.руб.	3 550	3 636	0,03%
Техническое обслуживание и ремонт	тыс.руб.	12 152	24 094	0,21%
Обслуживание ХВС	тыс.руб.	25 427	24 361	0,21%
Водоотведение	тыс.руб.	20 634	23 492	0,20%
Водоснабжение холодное	тыс.руб.	18 866	19 946	0,17%
Производство вспомогательных материалов	тыс.руб.	4 254	3 742	0,03%
ИТОГО	тыс.руб.	10 448 901	11 495 353	100,0%

Источник: Данные Общества: «бизнес-план».

Основной доход ОАО АК «Якутскэнерго» приходится на продажу электроэнергии и теплоэнергии. Также Общество получает доходы от сдачи основных средств в аренду ОАО «Сахаэнерго», реализации угольной пыли, предоставления транспортных услуг Энерготранснадбом, предоставления услуг по ремонту, реализации реактивной энергии, предоставления услуг водоотведения и водоснабжения. Значительной статьей доходов являются доходы от продажи дизельного топлива ОАО «Сахаэнерго». Данный вид деятельности осуществляется в рамках централизованных поставок дизельного топлива. Доля выручки за счет деятельности, отличной от продажи электроэнергии и теплоэнергии, составляет 18,34%.

Ниже в таблице приведены показатели основной деятельности Общества.

Таблица 41. Показатели основной деятельности (производство и продажа теплоэнергии)

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Выручка по электроэнергии, тыс. руб.	3 112 052	4 344 866	5 614 203	6 565 955	7 901 018	8 042 978
Себестоимость электроэнергии, тыс. руб.	2 659 938	3 794 941	4 606 466	5 535 140	6 866 865	7 300 438
Выручка от теплоэнергии, тыс. руб.	710 836	610 911	884 002	1 007 940	1 249 290	1 343 943
Себестоимость теплоэнергии, тыс. руб.	766 401	920 499	1 134 232	1 409 877	1 730 997	1 819 253

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Прибыль, тыс. руб.	452 114	240 337	757 507	628 878	552 446	257 230

Источник: Данные Общества: «форма №2, баланс».

Отметим, что выручка от продажи теплоэнергии не покрывает себестоимость ее производства. При этом суммарный эффект от продажи электроэнергии и теплоэнергии является положительным.

Удельный расход условного топлива на выработку электрической и тепловой энергии

Удельный расход условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической и тепловой энергии характеризует эффективность использования топлива, и как следствие, эффективности работы станции. На основе данных показателей делается вывод о необходимости загрузки собственных станций или увеличения покупки более дешевой энергии со стороны.

Удельный расход условного топлива зависит от технических характеристик оборудования электростанции, режима выработки электроэнергии и распределения электрических нагрузок между агрегатами или группой однотипных агрегатов.

Таблица 42. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии ОАО «Якутскэнерго»

Наименование	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии							
НГРЭС	г/кВтч	316	326	339	337	343	336
ЧутЭЦ	г/кВтч	394	450	511	525	533	525
ЮЯЭС	г/кВтч	554	541	530	480	451	444
ЯГРЭС	г/кВтч	443	438	441	427	405	396
ЯТЭЦ	г/кВтч	503	515	505	498	503	523
ЦЭС	г/кВтч	424	494	540	537	544	508
ВЭС	г/кВтч	667	699	793	730	713	685
МГРЭС	г/кВтч	419	417	417	399	373	377
ЗЭС	г/кВтч	-	-	-	472	474	476
Всего по энергосистеме	г/кВтч	374	369	377	372	371	365
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу							
НГРЭС	г/кВтч	305	336	369	377	382	383
ЧутЭЦ	г/кВтч	470	595	662	668	695	679
ЯТЭЦ	г/кВтч	566	565	559	550	535	565
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу							
НГРЭС	г/кВтч	329	310	283	272	265	279
ЧутЭЦ	г/кВтч	357	372	434	429	410	376
ЯТЭЦ	г/кВтч	348	326	338	343	422	422
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии							
НГРЭС	кг/Гкал	166	166	164	162	164	161
ЧутЭЦ	кг/Гкал	187	183	179	180	180	182
кот.г.Нерюнгри	кг/Гкал	196	196	196	196	196	196
ЯГРЭС	кг/Гкал	151	152	153	154	153	152
ЯТЭЦ	кг/Гкал	164	165	165	165	169	169
ЯТЭЦ котельные		-	-	-	-	194	195
кот.п.Светлый	кг/Гкал	193	196	196	193	194	194
ВЭС	кг/Гкал	141	142	141	142	141	144
МГРЭС	кг/Гкал	-	-	-	-	163	158

Источник: Данные Общества.

Общей тенденцией за период 2000-2003 гг. является снижение удельных показателей условного топлива для повышения эффективности работы станций и снижения себестоимости отпускаемой энергии.

Рост удельного расхода топлива на производство электрической энергии за 2004-2005 гг. произошел за счет изменения структуры выработки электрической энергии, т.е. увеличения выработки по конденсационному циклу, снижения экономичности загрузки теплофикационного оборудования, снижения фактических параметров пара от нормативных, а также ухудшения качества сжигаемого топлива.

Увеличение удельного расхода на производство тепловой энергии по ЧУТЭЦ произошло по причине снижения договорных нагрузок потребителей, повышением среднесезонной температуры наружного воздуха.

Удельный расход условного топлива зависит от режимов работы станций ОАО АК «Якутскэнерго». Ретроспективная информация приведена ниже.

Таблица 43. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии ОАО АК «Якутскэнерго»

Наименование показателя	Ед. измерения	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	млн. кВтч	1 190,8	1 200,7	1 116,5	1 214,0	1 059,2	1 188,5
НГРЭС	млн. кВтч	1 088,5	1 119,8	1 030,5	1 123,9	967,7	1 114,6
ЧУТЭЦ	млн. кВтч	80,2	62,4	65,0	67,9	69,7	56,8
ЯТЭЦ	млн. кВтч	22,1	18,5	21,0	22,2	21,7	17,1
Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	млн. кВтч	6 153,4	6 264,5	6 387,7	6 273,5	6 626,7	5 681,6
НГРЭС	млн. кВтч	1 290,6	1 701,3	1 870,7	1 768,2	1 938,9	1 306,8
ЧУТЭЦ	млн. кВтч	40,1	33,4	32,8	45,6	52,9	54,7
ЮЯЭС	млн. кВтч	0,7	0,9	0,8	0,8	2,7	2,8
ЯГРЭС	млн. кВтч	1 284,6	1 257,6	1 238,3	1 269,9	1 334,1	1 349,7
ЯТЭЦ	млн. кВтч	54,6	70,1	65,4	65,8	56,5	41,9
ЦЭС	млн. кВтч	3,8	13,0	9,8	11,1	10,0	11,3
КВГЭС	млн. кВтч	3 088,1	3 061,9	3 067,2	3 003,1	3 113,9	2 818,8
ВЭС	млн. кВтч	8,2	10,0	8,0	7,5	6,6	5,1
МГРЭС	млн. кВтч	98,1	104,0	94,8	101,5	111,1	90,4
Северный энергорайон	млн. кВтч	284,5	12,3	-	-	-	-
ЗЭС	млн. кВтч	-	-	-	0,0	4,5	4,7
ЮЯЭР	млн. кВтч	1 330,7	1 734,7	1 903,5	1 813,8	1 991,9	1 361,6
Выработка электроэнергии в теплофикационном режиме к выработке тепла							
НГРЭС	млн.кВтч / тыс.Гкал	0,53	0,53	0,51	0,56	0,49	0,54
ЧУТЭЦ	млн.кВтч / тыс.Гкал	0,20	0,17	0,21	0,21	0,23	0,20
ЯТЭЦ	млн.кВтч / тыс.Гкал	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02

Источник: Данные Общества.

Увеличение конденсационной и теплофикационной выработки за период 2000-2004 гг. было вызвано необходимостью покрывать рост электропотребления региона.

Изменилась структура выработки электроэнергии по НГРЭС, выработка электроэнергии по теплофикационному циклу снижена за счет снижения выработки теплофикационными блоками.

Расходы электроэнергии на хозяйственные и производственные нужды

Информация о расходах электроэнергии на хозяйственные нужды приведена в таблицах ниже.

Таблица 44. Ретроспективные данные о расходах электроэнергии и теплоэнергии на хозяйственные и производственные нужды.

Наименование показателя	Ед. измерения	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Расходы электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	млн. кВтч	299,13	317,21	322,17	321,23	334,80	301,49
То же к отпуску в сеть	%	4,31%	4,49%	4,53%	4,53%	4,58%	4,59%
В том числе	-	-	-	-	-	-	-
Расходы электроэнергии на производственные нужды	млн. кВтч	290,03	286,32	293,29	292,07	306,14	279,36
Расходы электроэнергии на хозяйственные нужды	млн. кВтч	9,10	30,89	28,88	29,16	28,65	22,13
Расходы теплоэнергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал.	-	261,16	235,54	258,32	265,24	262,15
То же к отпуску в сеть	%	-	5,12%	4,91%	5,36%	5,28%	5,41%

Источник: Данные Общества

Рост расходов электроэнергии на производственные нужды в 2001-2005 гг. связан с расширением сети обслуживания потребителей тепло- и электроэнергии. Более того, рост в 2001-2003 гг. вызван постепенным сокращением отпуска тепла с котельных, работающих на угле, относящихся к Южно-Якутским электросетям, и переводом тепловой нагрузки на электробойлерную котельную. С 2004 г. появились расходы электроэнергии перекачивающими насосами Южно-Якутских электросетей в связи с отпуском теплоэнергии в отдаленные районы. Более того, в 2004 г. возросли расходы электроэнергии электробойлерной котельной из-за пониженной температуры окружающего воздуха и ростом потребления теплоэнергии.

Снижение расходов электроэнергии на хозяйственные и производственные нужды в 2005 г. связано с выводом автотранспортного цеха, базы автотранспортного цеха и водозабора из состава энергосистемы, а также из объема расхода электроэнергии на хозяйственные нужды были вынесены объемы электроэнергии на оказание услуг по прочим видам бизнеса (оказание услуг водопользования и водоотведения на сторону)

Расходы теплоэнергии на хозяйственные нужды имеют неустойчивую тенденцию к росту, что связано с подключением дополнительных объектов. Отдельные колебания данного показателя связаны с колебаниями потребности в теплоэнергии в каждом конкретном периоде.

Расходы электроэнергии на собственные нужды

Расходы электроэнергии на собственные нужды включают расходы электроэнергии на выработку электроэнергии и теплоэнергии.

Информация о расходах электроэнергии на собственные нужды приведена в таблицах ниже.

Таблица 45. Ретроспективные данные о расходах электроэнергии на собственные нужды.

Наименование показателя	Ед. измерения	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Всего расходов электроэнергии на собственные нужды	млн. кВтч	391	401	396	404	400	377
в том числе постанционно:							
НГРЭС	млн. кВтч	261	276	272	274	275	255
из них на электроэнергию	млн. кВтч	153	173	175	176	183	156
На теплоэнергию	млн. кВтч	107	103	97	98	92	99
ЧутЭЦ	млн. кВтч	32	27	26	29	29	28
из них на электроэнергию	млн. кВтч	16	12	13	16	17	16

Наименование показателя	Ед. измерения	2000	2001	2002	2003	2004	2005
На теплоэнергию	млн. кВтч	17	15	13	13	12	12
ЮЯЭС	млн. кВтч	0,06	0,04	0,03	0,03	0,06	0,04
из них на электроэнергию	млн. кВтч	0,06	0,04	0,03	0,03	0,06	0,04
ЯГРЭС	млн. кВтч	40	40	42	48	47	48
из них на электроэнергию	млн. кВтч	22	22	22	22	22	24
На теплоэнергию	млн. кВтч	18	18	20	25	25	24
ЯТЭЦ	млн. кВтч	33	35	33	30	25	24
из них на электроэнергию	млн. кВтч	5	6	6	6	6	5
На теплоэнергию	млн. кВтч	28	29	27	24	19	20
ЦЭС	млн. кВтч	0,25	0,50	0,53	0,59	0,21	0,36
из них на электроэнергию	млн. кВтч	0,25	0,50	0,53	0,59	0,21	0,36
КВГЭС	млн. кВтч	22	21	21	20	21	19
из них на электроэнергию	млн. кВтч	22	21	21	20	21	19
ВЭС	млн. кВтч	0,92	0,76	0,66	0,42	0,23	0,17
из них на электроэнергию	млн. кВтч	0,92	0,76	0,66	0,42	0,23	0,17
МГРЭС	млн. кВтч	0,82	0,86	0,83	1,31	2,31	1,88
из них на электроэнергию	млн. кВтч	0,82	0,86	0,83	0,78	0,97	0,93
На теплоэнергию	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,53	1,33	0,95
ЗЭС	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,19
из них на электроэнергию	млн. кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,19

Источник: Данные Общества

Оценщиками были проанализированы следующие ретроспективные показатели: расход электроэнергии на выработку электроэнергии в % от выработки электроэнергии и удельный расход электроэнергии на выработку 1 Гкал теплоэнергии. Результаты анализа представлены в таблицах ниже. Данные показатели позволяют учитывать объемы выработки при анализе расхода электроэнергии на собственные нужды.

Таблица 46. Расход электроэнергии на выработку электроэнергии в % от выработки электроэнергии

Наименование показателя	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Расход электроэнергии на выработку электроэнергии	3,13%	3,17%	3,18%	3,24%	3,24%	3,19%
НГРЭС	6,45%	6,13%	6,03%	6,09%	6,28%	6,28%
ЧуТЭЦ	13,17%	12,86%	13,45%	14,31%	13,54%	14,11%
ЮЯЭС	8,47%	4,57%	3,84%	3,32%	2,12%	1,55%
ЯГРЭС	1,72%	1,74%	1,78%	1,76%	1,68%	1,75%
ЯТЭЦ	6,50%	6,76%	6,73%	6,89%	7,19%	7,77%
ЦЭС	6,72%	3,83%	5,35%	5,33%	2,07%	3,18%
КВГЭС	0,72%	0,68%	0,67%	0,67%	0,67%	0,69%
ВЭС	11,14%	7,60%	8,34%	5,60%	3,50%	3,41%
МГРЭС	0,83%	0,82%	0,88%	0,76%	0,88%	1,03%
ЗЭС	0,79%	-	-	2,70%	4,53%	4,09%

Источник: Данные Общества

Таблица 47. Расход электроэнергии на выработку теплоэнергии в кВтч/Гкал

Наименование показателя	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Расход электроэнергии на выработку теплоэнергии	36,22	35,22	36,05	36,37	33,59	34,94
НГРЭС	52,11	48,54	48,43	49,18	47,12	48,10
ЧуТЭЦ	40,73	39,75	41,20	41,78	41,18	41,52
ЯГРЭС	18,61	19,56	21,85	23,16	20,72	20,50
ЯТЭЦ	22,35	23,05	24,04	23,40	19,57	21,86
МГРЭС	0,00	0,00	0,00	50,14	53,08	40,51

Источник: Данные Общества

Расходы на собственные нужды состоят из постоянной и переменной составляющих. Постоянная составляющая возникает ввиду того, что для обеспечения работы станции даже при крайне низких нагрузках оборудование потребляет электроэнергию. Этим объясняются колебания анализируемых показателей в зависимости от загрузки станции.

В результате анализа значительных колебаний в целом по АО-энерго расходов электроэнергии на выработку электроэнергии в % выявлено не было. В период с 2000 по 2005 гг. данный показатель по всей энергосистеме находился в следующем интервале: от 3,13% (2000 г.) до 3,24% (2003 и 2004 гг.). Стоит отметить, что по каждой станции на протяжении анализируемого периода происходили постоянные естественные колебания, которые не отразились на общем положении по АО-Энерго.

В результате анализа значительных колебаний расходов электроэнергии на выработку тепловой энергии в кВтч/Гкал также выявлено не было. В период с 2000 по 2005 гг. данный показатель по всей энергосистеме находился в следующем интервале: от 33,59 (2004 г.) до 36,37 (2003 г.). Стоит отметить, что по каждой станции на протяжении анализируемого периода происходили постоянные естественные колебания, которые не отразились на общем положении по АО-Энерго.

Увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку электроэнергии в 2001 г. по отношению к 2000 г. по Якутской ГРЭС произошло за счет снижения выработки электроэнергии, по Якутской ТЭЦ – за счет установки электронных счетчиков, что повлекло за собой более точные измерения расходов энергии. Увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии по Якутской ГРЭС объясняется снижением выработки тепла при том же составе работающего сетевого оборудования.

В 2002 г. увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку электроэнергии по Якутской ГРЭС, Мирнинской ГРЭС, Вилюйским электрическим сетям, Центральным электрическим сетям вызвано снижением выработки электроэнергии по данным станциям. Увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку электроэнергии и тепловой энергии в 2002 г. по Чульманской ТЭЦ произошло за счет увеличения доли конденсационной выработки при значительном сокращении выработки тепла.

Увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии в 2002 г. по Якутской ГРЭС связано со снижением отпуска тепла, а также вводом новой теплофикационной насосной с сетевыми насосами СЭ-2500-180 вместо СЭ-1250-140; по Якутской и Чульманской ТЭЦ – со снижением отпуска тепловой энергии.

Увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку электроэнергии в 2003 г. по станциям связано с изменением структуры работающего оборудования, а также по НГРЭС с ограничением электрической нагрузки на блоке ст. №3 до 150 МВт из-за работы блока на одном ПСГ.

Увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии в 2003 г. по НГРЭС произошло за счет неполной загрузки электроприводов теплофикационной установки из-за снижения среднечасовой тепловой нагрузки блоков ст. №2,3, по ЧуТЭЦ – специфика режима работы станции в летний период 2003 г., июль-август 2003 года станция не работала. По Якутской ГРЭС увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку тепловой энергии объясняется вводом сетевой насосной в 4 кв. 2002 года, где установлены более мощные сетевые насосы, а также ростом расхода сетевой воды в начале отопительного сезона.

На увеличение расхода электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии на Якутской ТЭЦ сказалось снижение на 11,1% объема производства электроэнергии и увеличения количества остановок турбинного оборудования, по Нерюнгринской ГРЭС – изменение структуры работающего оборудования, ограничение электрической нагрузки на блоке ст. №3 до 150 МВт из-за работы блока на одном ПСГ.

Оптимальная нагрузка сетевого оборудования, снижение отопительного периода в мае 2004 г. сказались на снижении удельного расхода собственных нужд на производство тепловой энергии.

Увеличение удельного расхода электроэнергии на выработку электроэнергии в 2005 г. по Чу-ТЭЦ связано со снижением выработки электроэнергии на станции.

Увеличение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды на производство тепловой энергии по Нерюнгринской ГРЭС связано с неполной загрузкой сетевой установки, по Чульманской ТЭЦ - в связи со снижением отпуска тепловой энергии.

Потери тепла и электроэнергии

Потери тепла и электроэнергии разделяются по причинам возникновения на:

- технические;
- коммерческие.

Технические потери электрической энергии обусловлены физическими процессами передачи электроэнергии по электрическим сетям и выражаются в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах электрической сети, а также в расходе части электроэнергии на технологическое функционирование электрической сети.

Технические потери тепловой энергии являются неизбежными в процессе передачи и распределения тепловой энергии потерями теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей.

Коммерческие потери возникают в случаях:

- систематических погрешностей, обусловленных сверхнормативными сроками службы ИК;
- задолженности при востребовании оплаты за электроэнергию – задержками в оплате населением позже установленной даты;
- занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности;
- хищения электроэнергии в связи с незаконным подключением потребителей и мошенничеством с приборами учета и др.

Коммерческие потери ОАО АК «Якутскэнерго» по электроэнергии возникают из-за хищений, неплатежей, а также из-за того, что часть потребителей не имеют счетчиков.

Коммерческие потери по электроэнергии в полном объеме не включаются в тариф, устанавливаемый РЭК, и на практике покрываются за счет собственных средств энергосистемы.

Технические потери по электроэнергии принимаются РЭК при формировании тарифов полностью, объем непокрытых коммерческих потерь составляет 2,27% по состоянию за 2005 г. (средний уровень за 2000-2005 гг. составляет 1,73%). По теплоэнергии – технические и коммерческие потери не покрываются полностью. Объем непокрытых технических и коммерческих потерь составляет 0,59% по состоянию за 2005 г. (средний уровень за 2000-2005 гг. составляет 1,57%).

Таблица 48. Технические и коммерческие потери ОАО АК «Якутскэнерго» за период 2000-2005 гг.

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Отпуск электроэнергии в сеть, млн. кВтч	7 344,15	7 696,43	7 734,24	7 717,85	8 028,83	7 253,58
Технические потери, млн. кВтч	702,45	696,38	685,40	647,11	693,04	661,01
<i>Технические потери, %</i>	<i>9,56%</i>	<i>9,33%</i>	<i>9,13%</i>	<i>8,64%</i>	<i>8,99%</i>	<i>9,52%</i>
Коммерческие потери, млн. кВтч	121,40	209,64	162,35	160,06	194,41	188,73
<i>Коммерческие потери, млн. %</i>	<i>1,65%</i>	<i>2,81%</i>	<i>2,16%</i>	<i>2,14%</i>	<i>2,52%</i>	<i>2,72%</i>
<i>Суммарные потери электроэнергии, %</i>	<i>11,22%</i>	<i>12,14%</i>	<i>11,30%</i>	<i>10,78%</i>	<i>11,52%</i>	<i>12,24%</i>

Показатель	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.
Отпуск теплоэнергии в сеть, тыс. Гкал			7 210,93	7 283,85	7 330,62	6 975,74
Суммарные потери, тыс. Гкал			734,25	652,91	648,61	661,06
Суммарные потери теплоэнергии, %			10,54%	9,27%	9,15%	9,96%

Источник: Данные Общества.

Объем потерь в абсолютном выражении зависит от отпуска электрической и тепловой энергии в сеть.

Рост отпуска электрической энергии в сеть за период 2000-2004 гг. связан с ростом потребления энергии в регионе. В 2005 г. снижение отпуска электрической энергии в сеть вызвано вводом мощностей Бурейской ГЭС. Следует отметить, что в 2005 г., несмотря на снижение отпуска электрической энергии, снижение потерь не произошло, это связано:

- в Западных сетях - с существенным увеличением электропотребления в Айхальском РЭС и прибавлением сетей 6-10 и 0,4 кВ бывшего ГУП «Сахасельхозэнерго» в Ленском РЭС.
- в Южно-Якутских сетях - с принятием в эксплуатацию сетей 6, 10 и 0,4 кВ бывшего ГУП «Сахасельхозэнерго» в Алданском РЭС, а также сетей 35, 6, 10 и 0,4 кВ бывшего МУП «Алданэнерго».
- в Центральном энергорайоне - за счет подключения ВЛ-110 кВ «Хандыга – Джебарики-Хая» длиной 54,6 км с подстанцией 110/6 кВ и распределительными сетями 6 и 0,4 кВ пос. Джебарики-Хая в конце протяженной (382,6 км по трассе) ВЛ-110 «Табага - Хандыга».

Потребители электро- и теплоэнергии

Структура отпуска электрической и тепловой энергии потребителям ОАО АК «Якутскэнерго» за период с 2000 по 2005 гг. представлена в таблице ниже.

Таблица 49. Основные потребители электроэнергии ОАО АК «Якутскэнерго»

Абонент	2000 г.		2001 г.		2002 г.		2003 г.		2004 г.		2005 г.	
	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%
Западный энергорайон	2518,9	43,3%	2493,9	41,1%	2530,5	40,8%	2 497,0	40,2%	2583,7	40,2%	2 318,1	40,5%
Промышленные потребители и приравненные к ним,	2 119,8	36,4%	2 132,5	35,1%	2 169,3	35,0%	2 129,6	34,3%	2 186,5	34,0%	1 919,7	33,5%
<i>в т.ч. АК Алроса</i>	<i>1 979,8</i>	<i>34,0%</i>	<i>2 097,6</i>	<i>34,5%</i>	<i>2 125,3</i>	<i>34,3%</i>	<i>2 100,2</i>	<i>33,8%</i>	<i>2 149,4</i>	<i>33,4%</i>	<i>2 020,5</i>	<i>35,3%</i>
Непромпотребители	113,9	2,0%	117,5	1,9%	129,6	2,1%	134,9	2,2%	156,6	2,4%	166,2	2,9%
Сельхозпотребители	30,7	0,5%	25,1	0,4%	21,5	0,3%	20,2	0,3%	21,1	0,3%	19,0	0,3%
Население	254,5	4,4%	218,8	3,6%	210,1	3,4%	212,3	3,4%	219,5	3,4%	213,2	3,7%
Центральный энергорайон	996,0	17,1%	947,5	15,6%	952,0	15,4%	1 014,2	16,3%	1 023,7	15,9%	1 008,5	17,6%
Промышленные потребители и приравненные к ним,	261,1	4,5%	256,4	4,2%	277,9	4,5%	257,3	4,1%	258,2	4,0%	210,8	3,7%
<i>в т.ч. АО «Якутцемент»</i>	<i>40,1</i>	<i>0,7%</i>	<i>43,7</i>	<i>0,7%</i>	<i>46,4</i>	<i>0,7%</i>	<i>44,6</i>	<i>0,7%</i>	<i>44,0</i>	<i>0,7%</i>		<i>0,0%</i>
Непромпотребители	248,3	4,3%	299,4	4,9%	300,6	4,9%	351,2	5,7%	370,9	5,8%	425,2	7,4%
Сельхозпотребители	57,6	1,0%	45,7	0,8%	39,4	0,6%	26,6	0,4%	23,9	0,4%	23,9	0,4%
Население	412,0	7,1%	335,8	5,5%	333,9	5,4%	379,1	6,1%	370,7	5,8%	348,6	6,1%

Абонент	2000 г.		2001 г.		2002 г.		2003 г.		2004 г.		2005 г.	
	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%	млн кВтч	%
Оптовые пере- продавцы	17,0	0,3%	10,2	0,2%								
Южно- Якутский энергорайон	1030,5	17,7%	952,3	15,7%	945,2	15,3%	963,1	15,5%	948,3	14,7%	917,4	16,0%
Промышленные потребители и приравненные к ним,	656,6	11,3%	610,9	10,1%	624,4	10,1%	636,3	10,2%	614,9	9,6%	595,2	10,4%
<i>в т.ч. ОАО ХК Якутуголь</i>	<i>354,6</i>	<i>6,1%</i>	<i>321,5</i>	<i>5,3%</i>	<i>330,1</i>	<i>5,3%</i>	<i>327,8</i>	<i>5,3%</i>	<i>310,2</i>	<i>4,8%</i>	<i>301,9</i>	<i>5,3%</i>
<i>в т.ч. ООО Алдан- золото</i>	<i>122,9</i>	<i>2,1%</i>	<i>122,7</i>	<i>2,0%</i>	<i>125,5</i>	<i>2,0%</i>	<i>135,6</i>	<i>2,2%</i>	<i>138,5</i>	<i>2,2%</i>	<i>129,2</i>	<i>2,3%</i>
Непромпотреби- тели	129,3	2,2%	143,9	2,4%	152,8	2,5%	165,5	2,7%	176,0	2,7%	176,1	3,1%
Сельхозпотреби- тели	3,1	0,1%	3,7	0,1%	4,3	0,1%	3,1	0,0%	2,4	0,0%	2,3	0,0%
Население	241,5	4,2%	193,8	3,2%	163,7	2,6%	158,2	2,5%	155,0	2,4%	143,8	2,5%
Северный энергорайон	281,5	4,8%	238,3	3,9%	230,0	3,7%	230,3	3,7%	322,7	5,0%	308,7	5,4%
Сельэнерго									12,2	0,2%		
Переток на ФОРЭМ	991,9	17,0%	1 439,8	23,7%	1 539,8	24,8%	1 510,4	24,3%	1 543,2	24,0%	1 172,8	20,5%
ИТОГО полез- ный отпуск	5818,8	100%	6 071,8	100%	6 197,6	100%	6 215,0	100%	6 433,8	100%	5 725,5	100%

Источник: Данные Общества.

В настоящее время Якутская энергосистема является важнейшей составной частью электроэнергетики Дальнего Востока России. На республиканском рынке электроэнергии АК «Якутскэнерго» занимает доминирующее положение. Доля компании на республиканском рынке электроэнергии Республики Саха составляет около 95%. Остальная часть электроэнергии вырабатывается следующими источниками:

- ОАО «Светлинская ГЭС» (Вилуйская ГЭС-3), являющееся дочерним обществом АК «АЛРОСА», в Западном энергорайоне. Один гидроагрегат пущен в эксплуатацию в декабре 2004 года, второй в декабре 2005 года. Объем выработки Светлинской ГЭС в 2005 году составил 138 млн. кВтч.
- рассредоточенные малоэнергоёмкие производители в сельской местности республики.

Электроэнергия, вырабатываемая Нерюнгринской ГРЭС в Южно-Якутском энергорайоне, по ВЛ-220 кВ отпускается потребителям Дальневосточного региона на Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). Доля электроэнергии, отпускаемой на ФОРЭМ, в общей сумме полезного отпуска электроэнергии за 2005г. составила 20%.

Как видно из вышеприведенной таблицы, около 40% от общего отпуска электроэнергии ОАО АК «Якутскэнерго» потребляется Западным энергорайоном. На территории Западного энергорайона находится самый крупный промышленный потребитель электроэнергии АК «АЛРОСА». На долю Центрального и Южно-Якутского районов приходится по 15% от общего отпуска электроэнергии. Северный энергорайон охватывает большую часть Республики Саха (Якутия). Однако, на долю Северного района приходится всего 5% отпуска электроэнергии, поскольку Северный энергорайон представлен в основном жилищно-коммунальным хозяйством.

Основными промышленными потребителями, оказывающими существенное влияние на долю рынка АК «Якутскэнерго» являются АК «АЛРОСА» ЗАО, ОАО ХК «Якутуголь», ОАО «Алданзолото» ГРК.

АК «АЛРОСА» ЗАО

На долю данного потребителя приходится 44 % от отпуска электрической энергии собственным потребителям АК «Якутскэнерго» и 33,5% от общего отпуска электроэнергии. Из общего объема электрической энергии 55% потребляется на технологические нужды (добыча, переработка сырья и т. д.) и 45% - электрическими котельными (выработка тепловой энергии для отопления производственных и жилых зданий и нужд горячего водоснабжения).

ОАО ХК «Якутуголь»

На долю данного потребителя приходится 7 % от общего отпуска электрической энергии собственным потребителям АК «Якутскэнерго» и 11% отпуска тепловой энергии. Присоединенная мощность ОАО ХК «Якутскуголь» - 30,7МВт. В состав холдинга входят такие крупные подразделения, как Обогащительная фабрика «Нерюнгринская», разрез «Нерюнгринский», Автобаза технологического автотранспорта, Ремонтно-механический завод. Электрическая энергия расходуется на технологические нужды предприятия (добыча и переработка (обогащение) угля, ремонт горного оборудования, ремонт и обслуживание технологического автотранспорта и т. д.). Тепловая энергия потребляется только на цели отопления производственных помещений.

ОАО «Алданзолото» ГРК»

На долю потребителя приходится 3 % от общего отпуска электрической энергии собственным потребителям АК «Якутскэнерго». Присоединенная мощность ООО «Алданзолото» ГРК» - 29,6 МВт. Электрическая энергия расходуется на технологические нужды предприятия (добыча и переработка руды, извлечение золота).

Причем два энергоемких потребителя Южно-Якутского региона (ООО «Алданзолото» ГРК», ОАО «Якутуголь») имеют потенциальную возможность выхода на оптовый рынок электроэнергии Востока. В случае выхода данных предприятий на оптовый рынок Востока, общее потребление Южно-Якутского энергорайона заметно снизится при незначительном росте отпуска на ОРЭ Востока. Потребность в электроэнергии ООО «Алданзолото» ГРК» и ОАО «Якутуголь» будет погашена за счет гидрогенерации Востока.

Основным конкурентом ОАО АК «Якутскэнерго» в Западном энергорайоне является ОАО «Светлинская ГЭС». Главные потребители - объекты алмазодобывающей промышленности и вся социальная инфраструктура региона. Электроэнергия будет вырабатываться четырьмя агрегатами, мощность каждого составит 90 МВт. После выхода на установленную мощность, станция сможет производить до 1200 млн. кВтч электроэнергии в год.

Таблица 50. Основные потребители теплоэнергии ОАО АК «Якутскэнерго»

Абонент	2000 г.		2001 г.		2002 г.		2003 г.		2004 г.		2005 г.	
	Тыс. Гкал	%		%		%		%		%		%
Западный энергетический район	233,2	5%	181,3	4%	184,3	4%	191,5	4%	207,7	5%	150,9	3%
Промышленные предприятия	137,0	59%	91,0	50%	122,8	67%	116,4	61%	127,3	61%	78,8	52%
Жилищные организации	96,2	41%	89,4	49%	60,1	33%	73,5	38%	77,2	37%	68,0	45%
Коммунальное хозяйство, ЖСК, ГСК	-		0,9	1%	1,3	1%	1,6	1%	3,2	2%	4,1	3%
Центральный энергорайон	1724,8	40%	1 595,9	37%	1 617,7	37%	1 664,2	38%	1 856,6	43%	1 710,9	39%
Промышленные предприятия	919,3	53%	829,0	52%	659,1	41%	666,8	40%	717,9	39%	616,7	36%
Жилищные организации	735,2	43%	643,4	40%	734,9	45%	739,0	44%	859,6	46%	814,5	48%
Коммунальное хозяйство, ЖСК,	70,4	4%	123,4	8%	223,7	14%	258,4	16%	279,2	15%	279,7	16%

ГСК												
Южно-Якутский энергетический район	2 400,3	55%	2 105,5	48%	2 293,5	53%	2 226,2	51%	2 185,6	50%	2 011,9	46%
Промышленные потребители и приравненные к ним,	972,3	41%	809,5	38%	951,6	41%	894,8	40%	877,8	40%	689,1	34%
в т.ч. ОАО ХК Якут-уголь	372,5		349,4		424,3		395,6		384,7		383,1	
Жилищные организации	943,8	39%	842,6	40%	809,9	35%	831,5	37%	810,6	37%	826,9	41%
Коммунальное хозяйство, ЖСК, ГСК	111,8	5%	104,0	5%	107,6	5%	104,4	5%	112,5	5%	112,9	6%
ИТОГО полезный отпуск	4 358,3	100%	3 882,7	89%	4 095,4	94%	4 081,9	94%	4 249,9	98%	3 873,7	89%

Источник: Данные Общества.

В общей выработке тепла в республике отпуск теплоэнергии станциями и котельными Общества составляет 38%, что объясняется наличием в республике большого числа муниципальных квартальных котельных, а также ведомственных электробойлерных, находящихся в зоне действия Каскада Вилюйских ГЭС. В основном теплоэнергия централизованно поставляется в города Якутск и Нерюнгри. Компанией ведется активная работа по вхождению в рынок ЖКХ в районах Республики с приемом в эксплуатацию котельных.

На рисунке ниже представлена структура потребителей теплоэнергии ОАО АК «Якутскэнерго».

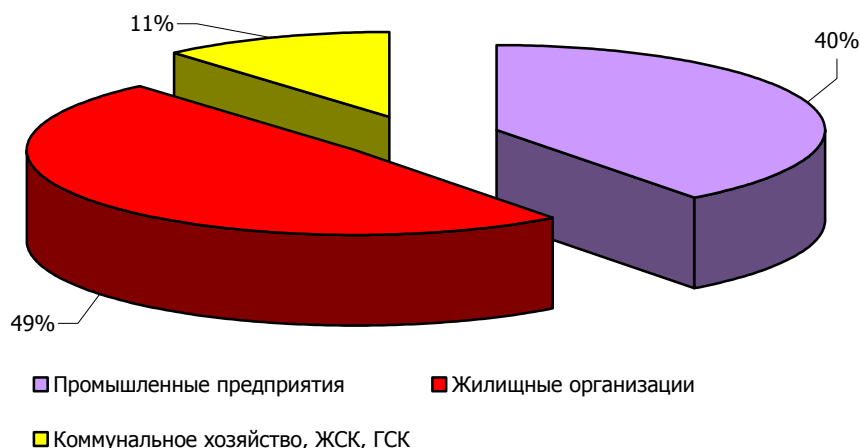


Рис. 20. Структура потребителей теплоэнергии ОАО АК «Якутскэнерго»

Динамика изменения тарифов

На основании Федерального Закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» тарифы для расчета на потребительском рынке за электрическую и тепловую энергию устанавливает Региональная энергетическая комиссия Республики Саха (Якутия).

Для покрытия убытков, возникающих при государственном регулировании цен на тарифы и компенсации недополученных доходов за отпущенную теплоэнергию Общество получает следующие виды дотаций и субвенций из бюджета.

- Субвенции на компенсацию тарифа из федерального бюджета, связанные с компенсацией затрат на производство электроэнергии в Северном энергорайоне. ОАО АК «Якутскэнерго» ежегодно представляло на рассмотрение в РАО «ЕЭС России» расчет средств на компенсацию тарифов на электроэнергию для промышленных потребителей ОАО «Сахаэнерго» для дальнейшего рассмотрения в Минэкономразвития РФ и утверждения соответствующих статей расходов в федеральном бюджете. На 2004 г. потребность в указанных средствах составляла 502,1 млн.руб., выделено было из федерального бюджета 100 млн.руб. Начиная с 2005г. данный вид субвенций не предоставляется.
- Объем дотации из государственного бюджета Республики Саха (Якутия) на покрытие убытков, связанных с государственным регулированием цен по электрической энергии. В 2004 г. данный вид дотаций составил 439,02 млн руб., в 2005 г. – 337,9 млн.руб. В связи с тем, что с 2004 г. ОАО АК «Якутскэнерго» приняло в свой состав ГУП «Сахасельхозэнерго», которое получало государственную дотацию из республиканского бюджета, при защите тарифов в 2004-2005 гг. ежегодно утверждается объем дотации из государственного бюджета Республики Саха (Якутия). На 2006г. планируется получение дотации в размере 300 млн. руб.
- Объем дотации в тарифах на электроэнергию для населения в п.Джебарики-Хая составил за 2004 г. - 5,42 млн.руб., за 2005 г. – 9,03 млн.руб. В связи со строительством ВЛ-35 «Хандыга-Джебарики Хая» и привлечения дополнительных кредитных средств с 2004 по 2006 год для потребителей поселка Джебарики-Хая действовал тариф на электроэнергию 4,45 руб./кВтч. При этом население платило по установленным для него тарифам, а дотация за потребленную электроэнергию населением п.Джебарики-Хая предусматривалась в республиканском бюджете. На 2006г. планируется получение дотации в размере 6,8 млн. руб.
- Объем дотации в тарифах на теплоэнергию на цели отопления и горячего водоснабжения составил в 2004 г. - 199,37 млн.руб., в 2005 г. – 165,39 млн.руб. Для населения тарифы на теплоэнергию на цели отопления и горячего водоснабжения устанавливаются ГКЦ-РЭК РС (Я) на бюджетном уровне. При этом население оплачивает лишь часть тарифа, устанавливаемую местными администрациями, а остальную дотационную часть компенсируют местные бюджеты. В убыточных районах местные бюджеты получают соответствующие средства на покрытие расходов из республиканского бюджета РС (Я). На 2006г. планируется получение дотации в размере 237,7 млн. руб.

При расчете и утверждении тарифов для ОАО АК «Якутскэнерго» учитываются все виды перекрестного субсидирования: между электрической и тепловой энергией, между категориями потребителей, между энергорайонами. Но наиболее значимым является перекрестное субсидирование между энергорайонами. Самые дорогие затраты на производство электроэнергии приходятся на Северный энергорайон, который находится в зоне действия ОАО «Сахаэнерго». В составе ОАО «Сахаэнерго» действует более 160 дизельных электростанций с высокой стоимостью завозимого топлива и большими транспортными расходами. Тарифы ОАО «Сахаэнерго» в 2005г. находились на уровне 10 руб./кВтч. Для компенсации затрат на производство электроэнергии в Северном энергорайоне Правительством Республики Саха(Якутия) выделяются субвенции. Однако, значительная часть затрат Северного района покрывается за счет перекрестного субсидирования между энергорайонами.

Общий объем перекрестного субсидирования между энергорайонами в 2005 г. составляет 3070 млн. руб., в 2006 г. ожидается его увеличение до 3305 млн. руб. Максимальная нагрузка перекрестного субсидирования в 2006г падает на Западный энергорайон – 2 704 млн.руб., вторым источником является Южно-Якутский энергорайон – 601,1 млн. руб.

Правительством Республики Саха (Якутия) принята программа поэтапной ликвидации перекрестного субсидирования между категориями потребителей в тарифах на электрическую энергию, вырабатываемую ОАО АК «Якутскэнерго». Срок реализации программы предусмотрен с 2006 по 2013 год. Однако, данная программа не затрагивает проблему перекрестного субсидирования между энергорайонами.

Исходя из вышесказанного, в настоящем отчете были проанализированы тарифы, утверждаемые РЭК для каждого энергорайона и в целом по ОАО АК «Якутскэнерго». Тариф Южного энергорайона приведен с учетом отпуска на ОРЭМ. В нижеприведенной таблице Оценщики проследили динамику следующих тарифов:

- Необходимых тарифов, рассчитанных по экономически обоснованным затратам энергорайонов;
- Необходимых тарифов, рассчитанных с учетом распределения по энергорайонам затрат исполнительной дирекции и сбыта;
- Утвержденных тарифов РЭК с учетом перекрестного субсидирования.

Ретроспективные данные изменения среднеотпускных тарифов по датам введения представлены в таблице ниже.

Таблица 51. Динамика изменения среднеотпускных тарифов на электроэнергию и теплоэнергию по датам введения

	Единицы изм.	Центральный энергорайон	Южный энергорайон	Западный энергорайон	ОАО «Сахаэнерго»	ОАО «Якутскэнерго»
2002						
Необходимый тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	73	51	33		
на теплоэнергию	руб/Гкал	187,4	352,4	900,9		
Необходимый тариф с учетом затрат ИД и сбыта						
на электроэнергию	коп/кВтч	102	69	45	608	
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		50,9			
на теплоэнергию	руб/Гкал	214,2	396,2	1019,6		
Утвержденный тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	79	71	113	81	90
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		45,42			
на теплоэнергию	руб/Гкал	199,1	334,9	505,6		280,8
2003						
Необходимый тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	99	58	45		
на теплоэнергию	руб/Гкал	237,1	408,6	840,6		
Необходимый тариф с учетом затрат ИД и сбыта						
на электроэнергию	коп/кВтч	132	74	55	707	
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		57,7			
на теплоэнергию	руб/Гкал	254,1	449,5	883,2	0,0	
Утвержденный тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	100	79	132	94	105
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		51,02			
на теплоэнергию	руб/Гкал	220,0	355,0	486,6	0,0	301,6
2004						
Необходимый тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	134	65	55		
на теплоэнергию	руб/Гкал	365,1	428,8	880,8		
Необходимый тариф с учетом затрат ИД и сбыта						

	Единицы изм.	Центральный энергорайон	Южный энергорайон	Западный энергорайон	ОАО «Сахаэнерго»	ОАО «Якутскэнерго»
на электроэнергию	коп/кВтч	150	74	65	750	
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		64,8			
на теплоэнергию	руб/Гкал	385,8	467,8	910,2	0,0	
Утвержденный тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	121	94	155	107	124
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		63,8			
на теплоэнергию	руб/Гкал	333,5	419,2	554,5	0	388,0
2005						
Необходимый тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	160	76	53		
на теплоэнергию	руб/Гкал	440,3	456,5	1252,4		
Необходимый тариф с учетом затрат ИД и сбыта						
на электроэнергию	коп/кВтч	185	88	62	834	
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		76,4			
на теплоэнергию	руб/Гкал	460,8	496,7	1272,7	0,0	
Утвержденный тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	138	112	174	122	142
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		63,8			
на теплоэнергию	руб/Гкал	371,8	490,8	666,2	0,0	440,1
2006						
Необходимый тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	179	76	63		
на теплоэнергию	руб/Гкал	492	577	1459		
Необходимый тариф с учетом затрат ИД и сбыта						
на электроэнергию	коп/кВтч	199	86	73	1009	
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		76			
на теплоэнергию	руб/Гкал	529,2	656,3	1606,7		
Утвержденный тариф						
на электроэнергию	коп/кВтч	161	125	191	147	160
в т.ч. на ОРЭМ	коп/кВтч		63,8			
на теплоэнергию	руб/Гкал	431,2	546,3	729,2		494,8

Источник: Данные Общества.

Для большей наглядности динамика изменения тарифов отражена на графиках.

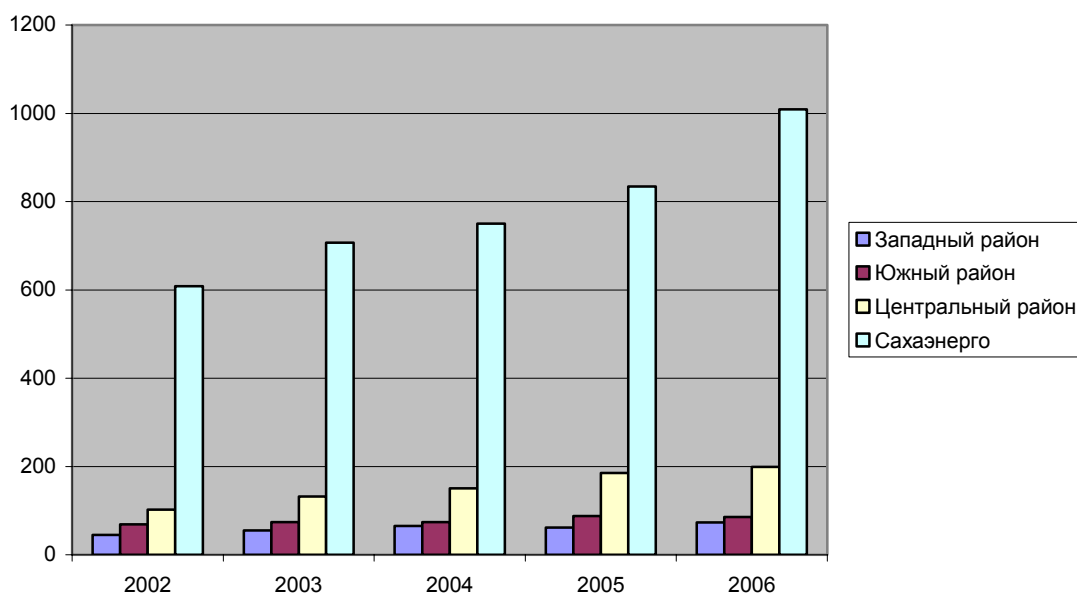


Рис. 21. Динамика изменения необходимого тарифа на электроэнергию с учетом затрат ИД и сбыта по энергорайонам

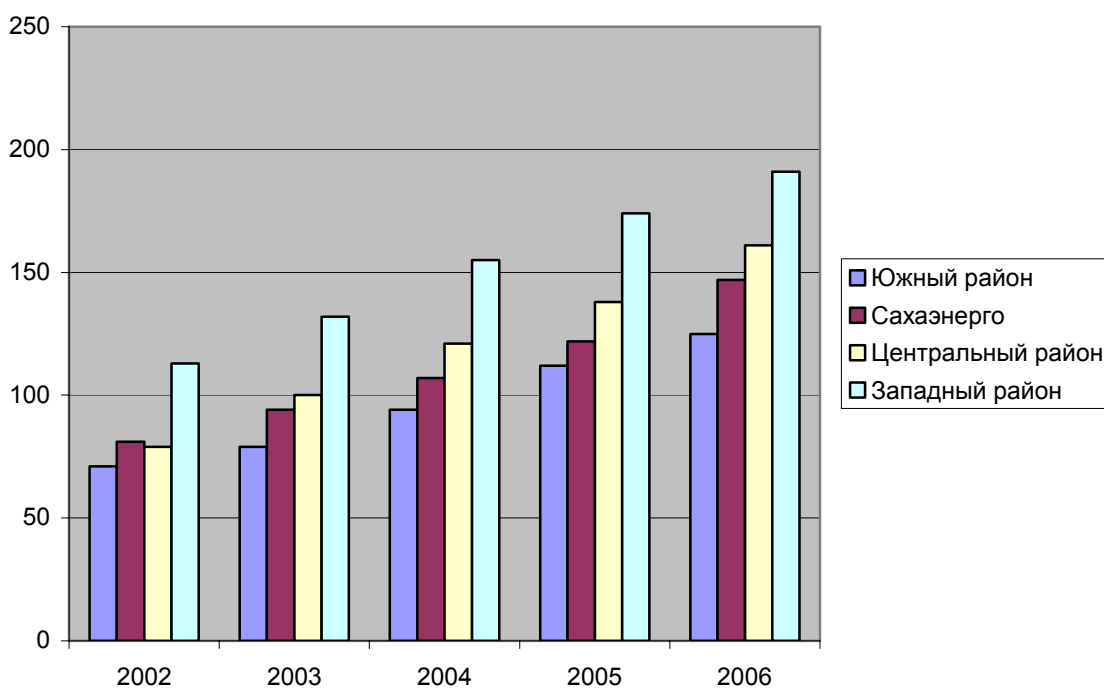


Рис. 22. Динамика изменения тарифов на электроэнергию, утвержденных РЭК, с учетом перекрестного субсидирования по энергорайонам

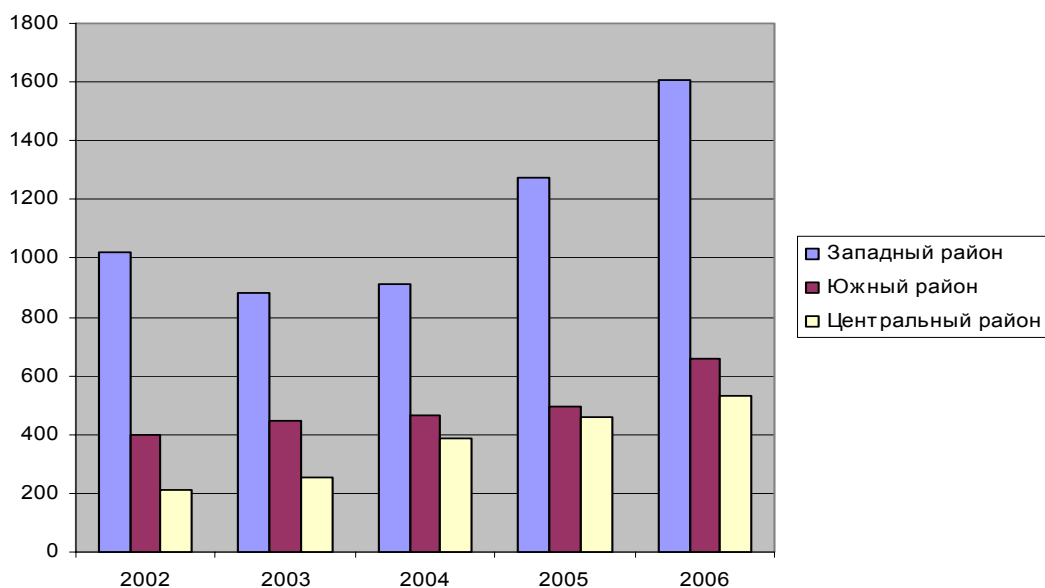


Рис. 23. Динамика изменения необходимого тарифа на теплоэнергию с учетом затрат ИД и сбыта по энергорайонам

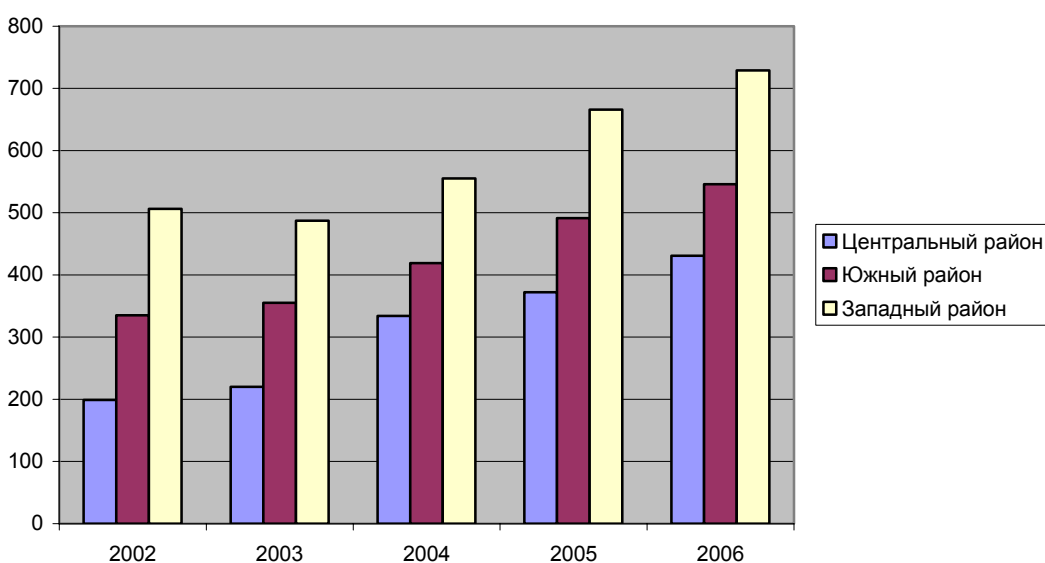


Рис. 24. Динамика изменения тарифов на теплоэнергию, утвержденных РЭК, с учетом перекрестного субсидирования по энергорайонам

Из вышеприведенных графиков можно сделать вывод, что самыми низкими тарифами на электроэнергию, рассчитанными по экономически обоснованным затратам, являются тарифы Западного энергорайона. Это связано с тем, что основой генерации Западного энергорайона является дешевая электроэнергия гидрогенерации. Однако, экономически обоснованные тарифы на тепловую электроэнергию Западного энергорайона достаточно высокие, поскольку генерация теплоэнергии в Западном энергорайоне представлена котельными и бойлерными, удельные затраты которых на производство теплоэнергии значительно превышают утверждаемые тарифы на теплоэнергию.

Северный энергорайон, обслуживаемый ОАО «Сахаэнарго», имеет самые высокие тарифы на электроэнергию. Именно на покрытие его затрат приходится наибольший объем перекрестного субсидирования между районами.

Экономически обоснованные тарифы на электроэнергию Центрального энергорайона выше тарифов Центрального и Западного энергорайонов. Тарифы на электроэнергию Южного энергорайона, представленного также тепловыми станциями, ниже тарифов Центрального энергорайона почти в два раза. Это объясняется тем, что суммарные затраты на топливо на станциях Южного энергорайона выше суммарных затрат на топливо станций Центрального энергорайона на 5-10% при превышении полезного отпуска электроэнергии Южного энергорайона над полезным отпуском теплоэнергии Центрального энергорайона почти в два раза. Стоимостное различие возникает из-за вида потребляемого топлива и технологии производства.

Удельный расход условного топлива на Нерюнгринской ГРЭС значительно ниже чем на Якутской ГРЭС. Около 60% производства электроэнергии НГРЭС вырабатывается в более экономичном теплофикационном режиме. В то же время на Якутской ГРЭС, являющейся основным источником производства электроэнергии в Центральном районе, вся выработка происходит в более затратном конденсационном цикле.

В целом динамика тарифа на электроэнергию и теплоэнергию ОАО АК «Якутскэнерго» представлена на графиках.

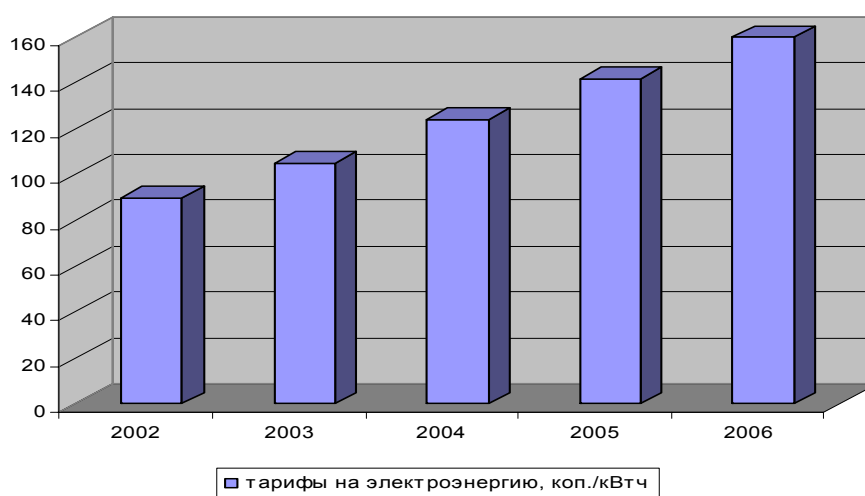


Рис. 25. Динамика изменения тарифов на электроэнергию ОАО АК «Якутскэнерго»

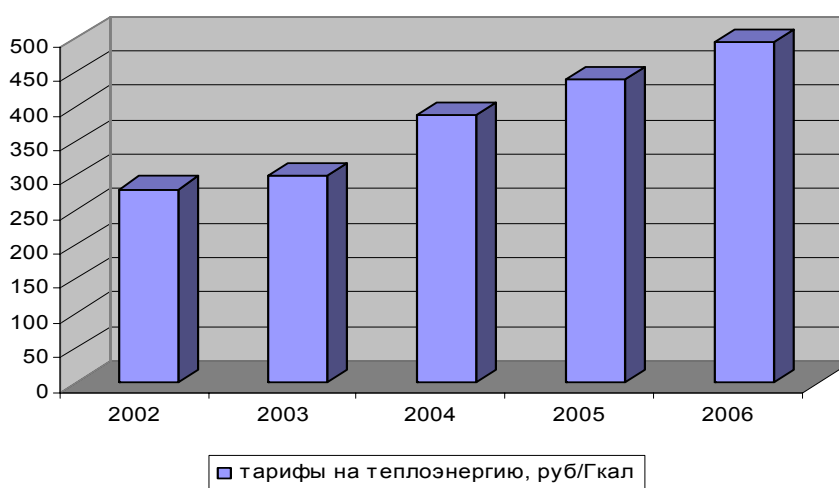


Рис. 26. Динамика изменения тарифов на теплоэнергию ОАО АК «Якутскэнерго»

Инвестиционная деятельность и техническое переоснащение ОАО АК «Якутскэнерго»

Освоение капитальных вложений ОАО АК «Якутскэнерго» в ретроспективном периоде приведено в таблице ниже.

Таблица 52. Освоение капитальных вложений ОАО «Якутскэнерго» по годам

Показатель	2001	2002	2003	2004	2005
Капитальные вложения, всего, тыс. руб.	806 203	1 328 539	1 248 612	1 688 362	1 429 458
в том числе					
на развитие производственных объектов	724 673	1 230 616	835 072	666 957	1 085 488
<i>генерация</i>	244 550	803 797	499 810	354 466	200 875
<i>сети</i>	217 087	157 668	185 680	164 917	608 454
<i>прочее</i>	263 036	269 151	149 582	147 574	276 159
на развитие объектов непромышленного назначения	57 140	44 218	47 890	5 706	3 778
прочие вложения	24 390	53 705	301 670	357 938	287 162
возврат заемных средств			63 980	663 468	83 000

Источник: Данные Общества.

Динамика выполнения инвестиционной программы по направлению расходования средств приведена на рисунке ниже.

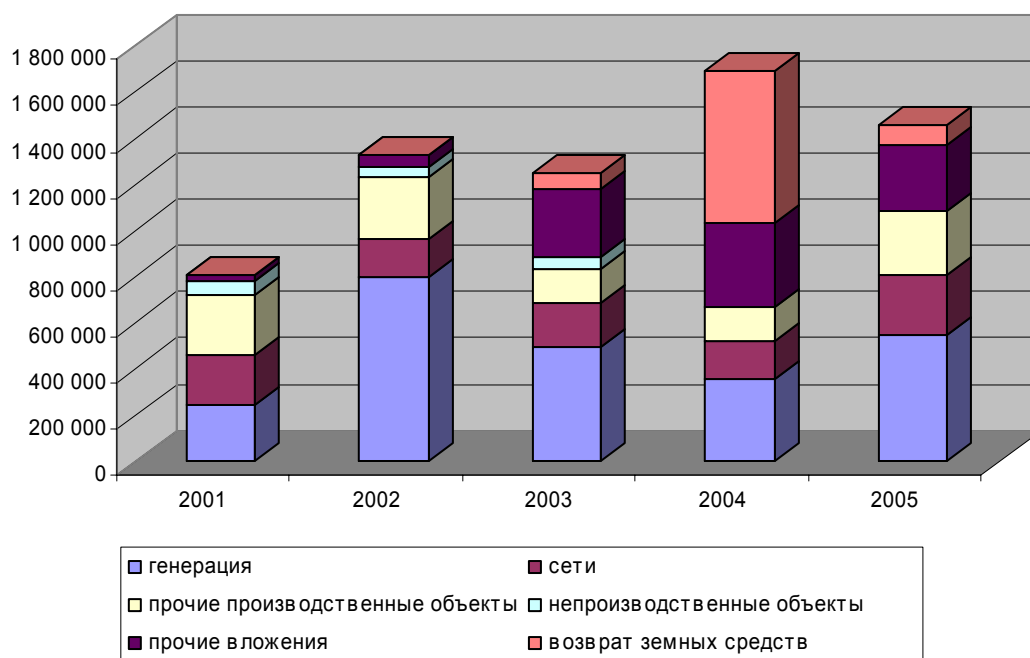


Рис. 27. Динамика инвестиционных вложений ОАО АК «Якутскэнерго» за период с 2001 по 2005 гг.

Как видно из таблицы, основной объем инвестиций направлялся на новое строительство, техническое перевооружение и реконструкцию объектов производственного значения, в том числе объектов генерации, электрических и тепловых сетей.

В 2001 году основные капитальные вложения Общества были сделаны в реконструкцию 3-го и 4-го блока ЯГРЭС, в строительство ВЛ-220кв ВГЭС-Айхал-Удачный а также на сумму 158,64 млн руб. было осуществлено техническое перевооружение и реконструкция оборудова-

ния, не входящего в сметы строек. Непроизводственное строительство включало в себя строительство жилых домов и других объектов непроизводственного назначения.

В 2002 году продолжалась реконструкция ЯГРЭС (кап. вложения составили 773,78 млн руб.), велось строительство ВЛ-220 кВ НГРЭС-Н.Куранах-Томмот и других объектов производственного назначения. Непроизводственное строительство включало в себя строительство жилых домов и физкультурно-оздоровительного центра в г. Нерюнгри.

В 2003 году также значимые капитальные вложения были вложены в продолжение реконструкции Якутской ГРЭС (реконструкция ТФУ в главном корпусе и окончание демонтажа ГТ-25 ст. № 4) капитальные вложения составили 238,5 млн. руб., а также велось строительство электрических сетей и реконструкция тепловых сетей. Непроизводственное строительство включало в себя продолжение строительства жилых домов и физкультурно-оздоровительного центра в г. Нерюнгри

В 2004 году продолжалась реконструкция ЯГРЭС (кап. вложения составили 259 млн. руб.), велось строительство ВЛ110кв Хандыга-Джебарики-Хая с ПС110/6кВ в п.Джебарики-Хая и строительство и реконструкция других объектов. Непроизводственное строительство включало в себя продолжение строительства жилых домов.

Значительные капитальные вложения в 2005 году были сделаны в сетевые объекты, основные из них: проведение 5-го этапа реконструкции ВЛ-220кв ВГЭС-Айхал-Удачный (капвложения составили 185 млн. руб.), новое строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи-Эльдикан (капвложения составили 91 млн. руб.), новое строительство ВЛ 110 кВ ЯГРЭС-Хатынг-Юрях (капвложения составили 20 млн. руб.). Основные капвложения на объекты генерации связаны с завершением реконструкции ЯГРЭС (капвложения составили 100 млн. руб.).

Прочие производственные объекты включают в себя прочее оборудование, не входящее в сметы строек и не относящееся непосредственно к основным объектам генерации и сетям. Такими объектами могут являться транспортные средства, оборудование, не требующее монтажа, в том числе станки, краны, очистные установки, измерительные приборы, средства связи, оргтехника, компьютерная техника, установка и реконструкция систем безопасности, связи, проектно-изыскательские работы и пр.

Прочие капвложения представляют собой затраты на выкуп основных средств городских электросетей ГУП: «Алданэнерго», «Вилюйэнерго», «Горэнерго», «Покровские электрические сети», «Мохсоголохские и Верхне-Бестяхские электрические сети», а также ГУП «Сахасельхозэнерго» и «Черскэнергообьт».

Возврат заемных средств в рамках капитальных вложений представляет собой возврат инвестиционных кредитов.

Анализ финансово-хозяйственной деятельности ОАО АК «Якутскэнерго»

Анализ структуры баланса

В настоящем разделе рассматривается финансово-экономическое состояние и анализируется хозяйственная деятельность Общества. Данный анализ проводился на основе предоставленной бухгалтерской отчетности: балансовые отчеты (Форма №1 и Форма №2) за период с 31.12.2000 года по 31.12.2005 года, данные управленческого учета Общества за период 2000-2005 гг., годовой отчет Общества за 2003-2004 гг., оборотно - сальдовые ведомости по отдельным счетам.

Копии бухгалтерского баланса (форма №1, и форма №2) по состоянию на 31.12.2005 г. представлена в Приложениях к настоящему Отчету. Агрегированный баланс Общества за анализируемый период представлен в таблице ниже.

Таблица 53. Агрегированный баланс Общества, тыс. руб.

Наименование показателя	31.12.2000	31.12.2001	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2005
АКТИВЫ						
Внеоборотные активы	10 952 885	14 021 021	16 045 854	16 400 510	16 659 478	16 666 199
Нематериальные активы	10 552	3 693	-	2 999	4 283	3 572
Основные средства	7 545 910	9 961 850	12 394 375	13 038 431	14 197 785	14 103 939
Вложения во внеоборотные активы	3 381 579	3 624 804	3 637 348	3 280 177	2 261 317	2 241 170
Долгосрочные финансовые вложения	14 844	430 674	14 131	3 825	164 863	163 817
Отложенные налоговые активы	-	-	-	75 078	31 230	153 701
Оборотные активы	5 305 241	4 281 730	4 166 822	4 922 645	4 938 912	5 645 590
Запасы	832 111	879 527	731 433	982 673	1 150 558	1 433 245
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	197 848	226 979	323 482	399 414	244 909	412 521
Долгосрочная дебиторская задолженность	7 860	7 888	4 294	-	1 069 932	497 314
Краткосрочная дебиторская задолженность	3 764 464	3 115 928	2 444 665	2 890 585	2 405 292	3 245 257
краткосрочные финансовые вложения	450 763	-	573 608	582 515	-	4 519
Денежные средства	52 195	51 408	89 340	67 458	68 221	52 734
Валюта баланса	16 258 126	18 302 751	20 212 676	21 323 155	21 598 390	22 311 789
ПАССИВ						
Капитал и резервы	11 874 200	14 105 504	16 062 264	16 207 621	16 467 426	16 756 738
Уставный капитал	1 095 744	1 095 744	8 765 953	8 765 953	9 191 307	9 195 307

Наименование показателя	31.12.2000	31.12.2001	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2005
Добавочный капитал	11 470 810	14 128 145	8 210 247	8 270 961	8 555 886	8 541 442
Резервный капитал	14 469	14 469	14 469	20 940	30 079	48 572
Фонд социальной сферы	248 363	14 476	-	-	-	-
Нераспределенная прибыль/непокрытый убыток	(955 186)	(1 147 330)	(928 405)	(850 233)	(1 309 846)	(1 028 583)
Долгосрочные пассивы	39 495	727 333	1 281 345	1 507 788	2 164 363	1 091 239
Займы и кредиты	39 495	39 495	507 136	685 411	677 984	663 738
Отложенные налоговые обязательства	-	-	-	269 586	352 240	426 325
Прочие долгосрочные обязательства	-	687 838	774 209	552 791	1 134 139	1 176
Краткосрочные пассивы	4 344 431	3 469 914	2 869 067	3 607 746	2 966 601	4 463 812
Займы и кредиты	424 122	276 409	539 312	1 072 526	1 207 174	2 003 434
Кредиторская задолженность	3 453 139	2 467 650	1 904 149	2 350 554	1 583 642	2 264 222
Задолженность участникам по выплате доходов	23 603	21 949	18 389	16 815	18 959	43 980
Доходы будущих периодов	443 567	703 906	407 217	167 851	156 826	152 176
Валюта баланса	16 258 126	18 302 751	20 212 676	21 323 155	21 598 390	22 311 789

Источник: Данные Общества (бухгалтерская отчетность, форма №2).

Укрупненный анализ агрегированного баланса позволяет сделать следующие выводы:

- Общество имеет традиционную для предприятий энергетики структуру имущества – наибольшая часть средств вложена во внеоборотные активы, что свойственно для фондоемких отраслей.
- Основным источником средств в течение анализируемого периода являлся Уставный и Добавочный капитал.
- Устойчивый рост валюты баланса в течение всего анализируемого периода указывал на расширение деятельности Общества в ретроспективном периоде. Наибольший прирост балансовой стоимости активов наблюдался в 2001 и 2002 гг. и был связан с увеличением стоимости основных фондов. В последующие периоды прирост стоимости активов был, в значительной степени, обусловлен наращиванием объема оборотных активов.
- Накопление значительных объемов непокрытых убытков в составе собственного капитала указывает на систематическую убыточность Общества в период до 2000 года, а также в 2001 и 2004 гг. анализируемого периода.
- На структуре баланса отразились экономические трудности региона, связанные с низкой платежной дисциплиной потребителей услуг. На это указывает значительный объем непокрытых убытков в составе собственного капитала (в 2004-2005 гг. данный показатель составлял около 11,6% от валюты баланса), накопление значительных объемов дебиторской задолженности (23,15% от балансовой стоимости активов на конец 2000 года), формирование долгосрочной задолженности перед бюджетом и внебюджетными фондами.

Приростной анализ

Приростной анализ баланса проводится для того, чтобы описать общий характер движения средств предприятия. В качестве источников поступления средств в рамках данного анализа рассматриваются следующие изменения статей баланса:

1. Уменьшение активов баланса. Сокращение стоимости амортизируемых активов (основных средств и нематериальных активов). Снижение балансовой стоимости данной категории активов происходящее за счет начисления амортизации трактуется как создание амортизационного фонда предприятия.
2. Прирост уставного капитала (осуществление дополнительной эмиссии).
3. Положительный результат операционной деятельности, увеличивающий нераспределенную прибыль.
4. Прирост долгосрочного и краткосрочного заемного финансирования и кредиторской задолженности.

Обратные изменения отдельных статей баланса трактуются как использование средств. Информационной базой для приростного анализа служат расчеты абсолютного изменения отдельных статей баланса.

Таблица 54. Характеристика источников и использования средств

Знак	Статьи	2001	2002	2003	2004	2005
Источники средств						
-	амортизационный фонд и средства от реализации ОС и НМА	-	-	-	-	94 557
-	Выбытие активов, относящихся к категории «вложения во внеоборотные активы»	-	-	357 171	1 018 860	20 147
-	Долгосрочные финансовые вложения	-	416 543	10 306	-	1 046
-	Отложенные налоговые активы	-	-	-	43 848	-
-	Долгосрочная дебиторская задолженность	-	3 594	4 294	-	572 618
-	Сокращение объемов товарно-материальных запасов	-	148 094	-	-	-
-	Сокращение налога на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	-	-	-	154 505	-
-	Краткосрочная дебиторская задолженность	648 536	671 263	-	485 293	-
-	Краткосрочные финансовые вложения	450 763	-	-	582 515	-
-	Сокращение остатка денежных средств	787	-	21 882	-	15 487
+	Уставный, добавочный и резервный капитал	2 657 335	1 752 311	67 185	719 418	8 049
+	Результат финансово-хозяйственной деятельности предприятия (нераспределенная прибыль)	-	218 925	78 172	-	281 263
+	Долгосрочные займы	-	467 641	178 275	-	-
+	Прочие долгосрочные обязательства	687 838	86 371	48 168	664 002	-
+	Кредиторская задолженность	-	-	446 405	-	680 580
+	Краткосрочные кредиты и займы	-	262 903	533 214	134 648	796 260
+	Доходы будущих периодов	260 339	-	-	-	-
+	Прочие краткосрочные пассивы	-	-	-	2 144	25 021
	Итого источники средств	4 705 598	4 027 645	1 745 072	3 805 233	2 495 028
Направление средств						
+	Увеличение стоимости ОС и НМА	2 409 081	2 428 832	647 055	1 160 638	-
+	Вложения в незавершенное строительство	243 225	12 544	-	-	-
+	Долгосрочные финансовые вложения	415 830	-	-	161 038	-
+	Отложенные налоговые активы	-	-	75 078	-	122 471

Знак	Статьи	2001	2002	2003	2004	2005
+	Долгосрочная дебиторская задолженность	28	-	-	1 069 932	0
	Вложения в ТМЗ	47 416	-	251 240	167 885	282 687
+	Прирост налога на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	29 131	96 503	75 932	-	167 612
+	Краткосрочная дебиторская задолженность	-	-	445 920	-	839 965
+	Краткосрочные финансовые вложения	-	573 608	8 907	-	4 519
+	Прирост остатка денежных средств	-	37 932	-	763	-
-	Фонды использование прибыли	233 887	14 476	-	-	-
-	Погашение убытков операционной деятельности	192 144	-	-	459 613	-
-	Долгосрочные займы	-	-	-	7 427	14 246
-	Прочие долгосрочные обязательства	-	-	-	0	1 058 878
-	Кредиторская задолженность	985 489	563 501	-	766 912	-
-	Краткосрочные кредиты и займы	147 713	-	-	-	-
-	Доходы будущих периодов (краткосрочн.)	-	296 689	239 366	11 025	4 650
-	Прочие краткосрочные пассивы	1 654	3 560	1 574	-	-
	Итого направлено средств	4 705 598	4 027 645	1 745 072	3 805 233	2 495 028

Источник: Данные Общества (баланс, форма №21). Расчеты оценщиков.

Постоянным источником средств для Общества в течение ретроспективного периода служило увеличение собственного капитала. Прирост собственного капитала произошел в результате:

- Переоценки основных средств. Наибольшее влияние на структуру баланса оказала переоценка, осуществленная в 2001 и 2002 году.
- Осуществления дополнительной эмиссии акций. Указанная операция повлекла за собой появление дополнительных финансовых ресурсов для Общества.

В течение 2000-2004 гг. наблюдалось стабильное увеличение стоимости основных фондов, что было обусловлено не только результатами переоценок, но и осуществлением капитальных вложений (движение по счетам «Вложения во внеоборотные активы» и «Основные средства»).

Операционная деятельность не являлась значимым и постоянным источником средств для Общества, что связано с ее недостаточной эффективностью и нестабильностью результатов.

Основными источниками средств для Общества в 2005 году являлись краткосрочные кредиты и займы, кредиторская задолженность, а также средства амортизационного фонда и выбытие основных средств. Средства были направлены на погашение долгосрочных обязательств, вложений в дебиторскую задолженность. В течение 2000-2004 гг. существенным источником средств выступали также долгосрочные кредиты и займы.

В течение анализируемого периода происходило изменение величины долгосрочной и краткосрочной дебиторской задолженности, что является косвенным признаком недостатков в области управления оборотным капиталом.

Выводы на основании приростного анализа

1. Положительным фактором является направленность Общества на поддержание и расширение материально-технической базы.
2. В качестве источников средств для финансирования деятельности весьма активно использовались краткосрочные заемные средства. Таким образом, на результативность хозяйственной деятельности оказывают влияния процентные выплаты.

3. У Общества существуют определенные трудности в области управления оборотным капиталом (дебиторской и кредиторской задолженностью).

Показатели, рассчитанные на основе бухгалтерского баланса

Для диагностики общего финансового состояния Общества, выявления общих направлений его развития оценщики произвели расчет некоторых финансовых показателей.

Таблица 55. Финансовые коэффициенты, рассчитанные на основе бухгалтерского баланса

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Анализ ликвидности						
Текущая ликвидность	1,36	1,55	1,69	1,43	1,76	1,40
Срочная ликвидность	1,09	1,15	1,26	1,03	0,88	0,93
Абсолютная ликвидность	0,13	0,02	0,27	0,19	0,02	0,01
Ликвидность при мобилизации средств	0,26	0,40	0,43	0,40	0,50	0,39
Доля оборотного капитала от общего объема доходов	33,2%	22,5%	21,9%	14,0%	17,7%	14,3%
Чистый оборотный капитал, тыс. руб.	1 396 517	1 507 834	1 700 678	1 482 750	1 059 205	1 453 596
Абсолютное изменение чистого оборотного капитала, тыс. руб.	-	111 317	192 844	(217 928)	(423 545)	394 391
Коэффициент соотношения дебиторской и кредиторской задолженности	1,09	1,27	1,29	1,23	2,19	1,96
Оборачиваемость денежных средств, дн.	4,7	3,1	4,4	2,9	2,4	1,7
Анализ финансовой устойчивости						
Коэффициент автономии	0,76	0,81	0,81	0,77	0,77	0,75
Соотношение заемных и собственных средств (уровень финансового левереджа)	0,32	0,24	0,23	0,30	0,30	0,33
Коэффициент маневренности собственного капитала	0,11	0,10	0,10	0,09	0,13	0,11
Коэффициент обеспеченности внеоборотных активов собственным капиталом	1,12	1,06	1,03	1,00	1,00	1,04
Анализ деловой активности						
Длительность оборота активов, дн.	1471,0	1014,1	925,5	914,4	744,4	707,3
Средний период оборота основных фондов, дн.	682,7	484,6	518,9	539,8	459,4	439,4
Оборачиваемость собственного капитала, дн	1112,3	895,6	806,5	707,7	578,3	537,7
Длительность оборота текущих активов, дн.	480,0	311,0	217,7	213,9	174,4	189,4
Период оборачиваемости дебиторской задолженности, дн.	341,3	218,5	148,8	129,6	109,4	129,8
Оборачиваемость запасов, дн.	82,7	54,3	42,3	39,9	41,6	48,9
Период погашения кредиторской задолженности, дней	341,9	202,0	118,4	104,3	60,6	73,8
Период обращения чистого производственного оборотного капитала, дней	103,5	75,1	79,4	69,9	66,6	74,5
Финансовый цикл, дней	82	71	73	65	90	105

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Операционный цикл, дней	424	273	191	169	151	179

Источник: Данные общества (бухгалтерский баланс, форма №1 и №2 за 2000-2005 гг.). Расчеты оценщиков.

Показатели ликвидности

Ликвидность характеризует общую обеспеченность предприятия оборотными средствами для ведения хозяйственной деятельности и своевременного погашения обязательств. Показатели ликвидности и платежеспособности отражают финансовую политику предприятия, т.к. для устойчивого финансового состояния предприятия эффективное управление оборотными средствами имеет первостепенное значение.

На графике ниже дано наглядное представление динамики показателей ликвидности в течение анализируемого периода.

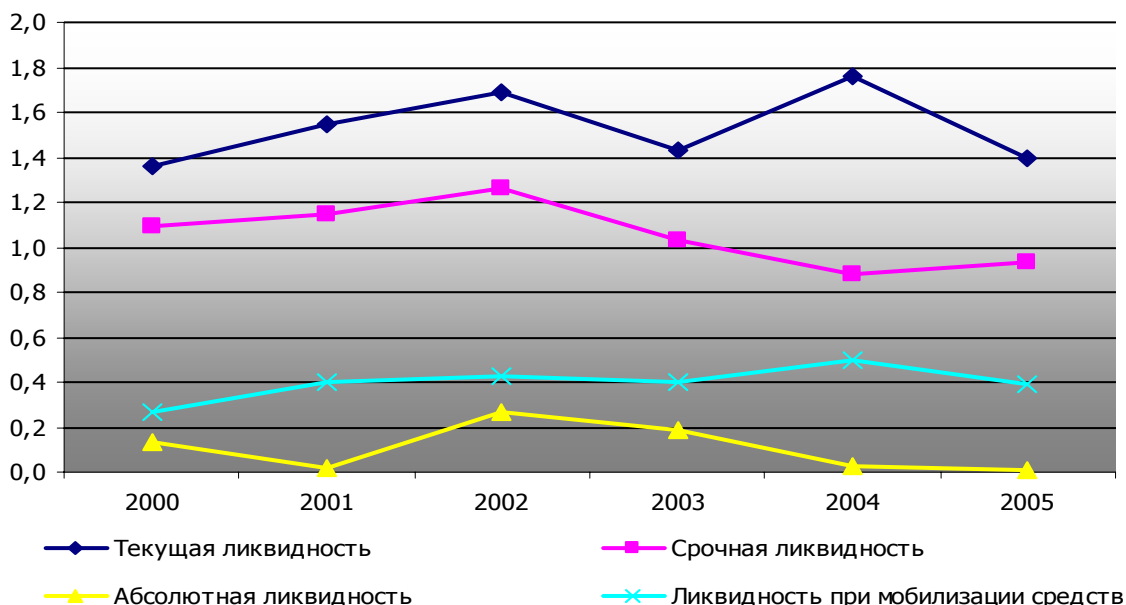


Рис. 28. Динамика коэффициентов ликвидности

В 2000 году наблюдалось весьма высокое значение доли оборотного капитала в выручке. Избыток оборотного капитала означал низкую эффективность его использования. В течение анализируемого периода ситуация имела тенденцию к существенному улучшению данного показателя и приближение его к типичному для отрасли значению (6-15%).

Тем не менее, сокращение объема оборотного капитала произошло за счет групп, характеризующихся наибольшей ликвидностью, что привело к существенному снижению показателей срочной ликвидности в течение 2002-2005 гг. и достижения неудовлетворительного значения в 2004 и 2005 гг.

Неблагоприятным фактором является также весьма низкая обеспеченность Общества наиболее ликвидными видом активов – денежными средствами.

Следствием дефицита средств являлся длительный периода погашения текущих платежей (см. раздел «Анализ деловой активности»), наличие в составе долгосрочных обязательств задолженности по налогам, пеням и штрафам перед бюджетом и внебюджетными фондами.

Анализ финансовой устойчивости

Группа показателей финансовой устойчивости характеризует структуру пассивов, определяющую финансовую зависимость Общества от заемного финансирования.

Коэффициент автономии показывает долю собственных средств в структуре пассивов. В течение всего анализируемого периода данный показатель составлял более 0,7, что указывает на благоприятную структуру капитала.

Коэффициент маневренности собственного капитала показывает, какая часть собственных средств вложена в оборотные активы. Минимальное нормативное значение коэффициента составляет 0,2. В течение всего анализируемого периода значение показателя оставалось ниже установленной нормы. Низкое значение коэффициента маневренности характерно для фондоемких производств, то есть, обусловлено отраслевыми особенностями предприятия.

Коэффициент обеспеченности внеоборотных активов собственными средствами. Значение коэффициента более единицы означает, что в течение анализируемого периода вложения в основные фонды Общество осуществляло исключительно за счет собственных средств.

Анализ деловой активности

Показатели оборачиваемости активов и собственного капитала в течение анализируемого периода имели общую тенденцию сокращения периода оборота, что указывает на повышение эффективности использования ресурсов Общества.

Период оборота текущих активов в течение 2001-2005 гг. длился, в среднем 7 месяцев. Динамика данного показателя также указывала на повышение деловой активности в 2004 и 2005 гг. по сравнению с началом анализируемого периода (2000 и 2001 гг.). Тем не менее, сложившаяся длительность оборота текущих активов превышает оптимальное значение. Данная ситуация, во многом, определялась недостаточно быстрой оборачиваемостью дебиторской задолженности, что частично компенсировалось за счет удлинения периода оплаты Обществом краткосрочных обязательств.

Таким образом, на основании рассчитанных показателей видно, что у Общества существуют определенные трудности с взиманием дебиторской задолженности, что неблагоприятно сказывается на эффективности ведения хозяйственного оборота.

Рентабельность

Операционная деятельность оставалась прибыльной в течение всего анализируемого периода. Тем не менее, начиная с 2002 года, наблюдалось стабильное сокращение эффективности указанного направления деятельности. На финансовый результат в указанный период существенное влияние оказывал оборот прочей операционной и внереализационной деятельности.

Выводы по анализу финансовых коэффициентов

- Общество является финансово независимым. В качестве основного источника средств выступает собственный капитал.
- Положительным фактором является сокращение продолжительности операционного цикла, что свидетельствует о повышении эффективности использования оборотных активов.
- В течение анализируемого периода Общество испытывало недостаток наиболее ликвидных активов. Задержка оплаты потребителями услуг Общества приводила к отсрочкам текущих платежей и накоплению кредиторской задолженности. Вследствие этого возникал дефицит денежных средств – обеспеченность операционного оборота денежными средствами составляла не более 5 дней, в 2005 году снизилась до 1,7 дней.
- Одной из причин дефицита высоколиквидных активов является убыточность операционной деятельности до 2002 года, а также стабильное снижение ее эффективности в последующие периоды.

- У Общества существуют определенные трудности в области управления оборотным капиталом. Следствием этого является, с одной стороны - накопление излишнего объема оборотных средств, а с другой - дефицит наиболее ликвидных активов.

Проблема дефицита денежных средств является общей для региональных предприятий энергетической отрасли и решается посредством использования во взаиморасчетах векселей кредитных организаций и других юридических лиц. Сложившаяся схема взаиморасчетов несколько снижает эффективность деятельности и оказывает влияние на структуру дебиторской и кредиторской задолженности. Таким образом, при проведении дальнейшего анализа особое внимание будет уделено анализу элементов оборотного капитала и, особенно, дебиторской и кредиторской задолженности.

Горизонтальный и вертикальный анализ активов

На долю внеоборотных активов приходилось в среднем около 75% валюты баланса. Абсолютная величина рассматриваемой группы активов в течение анализируемого периода возрастала, в значительной мере, за счет увеличения стоимости основных средств. Причины роста будут рассмотрены далее в отчете.

Наиболее существенным элементом оборотных активов в течение всего анализируемого периода оставалась дебиторская задолженность.

На диаграмме приведена структура и динамика отдельных групп активов на конец каждого года анализируемого периода.

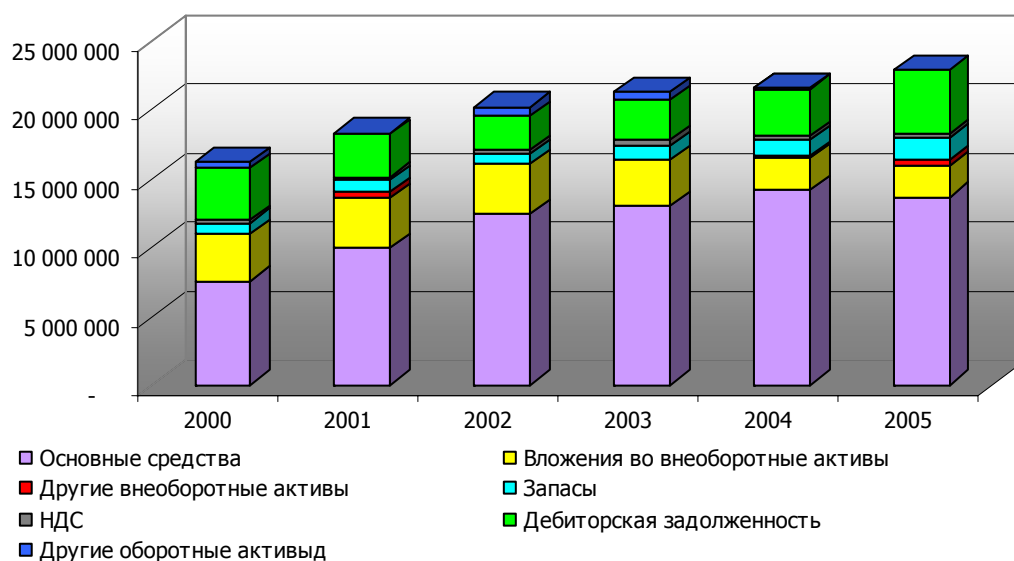


Рис. 29. Структура активов и динамика в течение анализируемого периода, тыс. руб.

Внеоборотные активы

В таблице ниже приведена информация о структуре внеоборотных активов, а также абсолютном изменении стоимости за период.

Таблица 56. Анализ внеоборотных активов

Наименование показателя	01.01.2001	01.01.2002	01.01.2003	01.01.2004	01.01.2005	01.01.2006
Доля в валюте баланса						
Внеоборотные активы, всего	67,4%	76,6%	79,4%	76,9%	77,1%	71,9%

Наименование показателя	01.01.2001	01.01.2002	01.01.2003	01.01.2004	01.01.2005	01.01.2006
Нематериальные активы	0,06%	0,02%	-	0,01%	0,02%	0,01%
Основные средства	46,41%	54,43%	61,32%	61,15%	65,74%	61,4%
Вложения во внеоборотные активы	20,80%	19,80%	18,00%	15,38%	10,47%	9,14%
Долгосрочные финансовые вложения	0,09%	2,35%	0,07%	0,02%	0,76%	0,73%
Отложенные налоговые активы	-	-	-	0,35%	0,14%	0,66%
Абсолютное изменение стоимости за период						
Внеоборотные активы, всего	-	3 068 136	2 024 833	354 656	258 968	(278 106)
Нематериальные активы	-	(6 859)	(3 693)	2 999	1 284	(1 611)
Основные средства	-	2 415 940	2 432 525	644 056	1 159 354	(222 549)
Вложения во внеоборотные активы	-	243 225	12 544	(357 171)	(1 018 860)	(182 084)
Долгосрочные финансовые вложения	-	415 830	(416 543)	(10 306)	161 038	284
Отложенные налоговые активы	-	-	-	75 078	(43 848)	118 854

Источник: Данные бухгалтерии Общества (бухгалтерский баланс, форма №1), расчеты оценщиков.

По состоянию на 01.01.2002 г. и 01.01.2003 г. Общество провело переоценку основных средств исходя из рыночных цен и физического состояния объектов. По результатам переоценки прирост стоимости объектов и накопленной амортизации отнесены на увеличение добавочного капитала.

Статья «Вложения во внеоборотные активы» сформировалась в результате осуществления ежегодных капитальных вложений в реконструкцию и техническое перевооружение Общества. Абсолютная величина статьи в период 2003 - 2005 несколько снизилась по сравнению с предшествующими периодами, что стало одной из причин снижения ее доли в общей стоимости активов.

Для финансирования капитальных вложений общество использовало собственные средства (амортизационный фонд, прибыль, средства от реализации активов, средства дополнительной эмиссии), а также заемные средства (кредиты и займы).

Ведение инвестиционной деятельности оказывало влияние на собственный оборотный капитал - в результате осуществления капитальных вложений возникала дебиторская и кредиторская задолженность перед подрядными организациями, определенный объем налога на добавленную стоимость. Так как данный вид деятельности не является составляющей операционного оборота, требуется проведение нормализации текущих активов и пассивов на инвестиционную составляющую (рассмотрены в соответствующих разделах текущей главы).

Оборотные активы

Оборотные активы являются важным компонентом собственного оборотного капитала. Эффективность операционной деятельности, во многом, зависит от структуры, качества и объемов оборотного капитала.

Динамика стоимости оборотного капитала тесно взаимосвязана с результатами операционной деятельности и отражает общие закономерности ее развития. Наличие остатков по разовым, нетипичным операциям, и видам деятельности, отличным от основного операционного оборота, вносит искажение в результаты анализа.

Качество оборотного капитала существенно снижается при наличии в его составе неактивных позиций - реструктурированных, безнадежных, долгосрочных и неликвидных позиций.

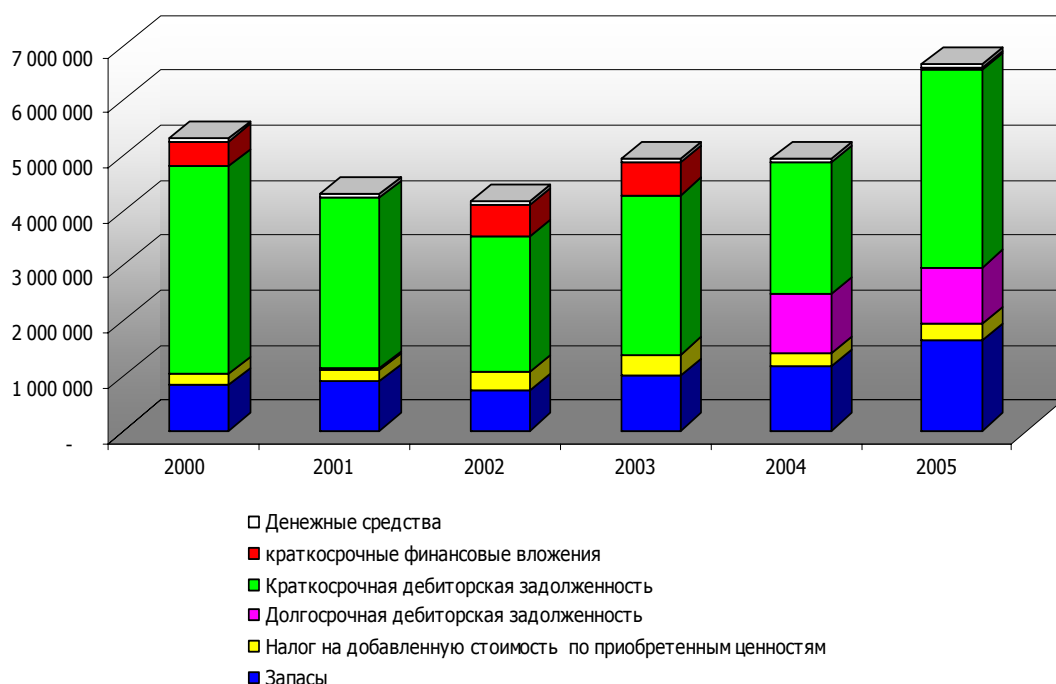
С целью выявления подобных позиций, оценщики провели анализ структуры оборотного капитала. В таблице ниже приведена информация о доле основных групп оборотных активов в валюте баланса на начало года, а также показатели абсолютного изменения стоимости рассматриваемых групп в течение отчетного периода.

Таблица 57. Анализ оборотных активов

Наименование показателя	31.12.2000	31.12.2001	31.12.2002	31.12.2003	31.12.2004	31.12.2005
Доля в валюте баланса						
Оборотные активы, всего	32,6%	23,4%	20,6%	23,1%	22,9%	28,1%
Запасы	5,12%	4,81%	3,62%	4,61%	5,33%	6,64%
НДС по приобретенным ценностям	1,22%	1,24%	1,60%	1,87%	1,13%	1,45%
Долгосрочная дебиторская задолженность	0,05%	0,04%	0,02%	-	4,95%	1,6%
Краткосрочная дебиторская задолженность	23,15%	17,02%	12,09%	13,56%	11,14%	18,46%
Краткосрочные финансовые вложения	2,77%	-	2,84%	2,73%	-	0,02%
Денежные средства	0,32%	0,28%	0,44%	0,32%	0,32%	0,23%
Абсолютное изменение стоимости за период, тыс. руб.						
Оборотные активы, всего	-	(1 023 511)	(114 908)	755 823	16 267	1 449 663
Запасы	-	47 416	(148 094)	251 240	167 885	293 593
НДС по приобретенным ценностям	-	29 131	96 503	75 932	(154 505)	84 801
Долгосрочная дебиторская задолженность	-	28	(3 594)	(4 294)	1 069 932	(706 488)
Краткосрочная дебиторская задолженность	-	(648 536)	(671 263)	445 920	(485 293)	1 788 451
Краткосрочные финансовые вложения	-	(450 763)	573 608	8 907	(582 515)	4 519
Денежные средства	-	(787)	37 932	(21 882)	763	(15 213)

Источник: Данные бухгалтерии Общества (бухгалтерский баланс, форма №1), расчеты оценщиков.

На представленной диаграмме приведена структура и изменение абсолютной величины составных элементов оборотных активов.



Структура оборотных активов, тыс. руб.

Основным элементом оборотных активов в течение анализируемого периода являлась краткосрочная дебиторская задолженность. В 2004 и 2005 гг. наблюдался прирост общей величины дебиторской задолженности, причем в 2004 году данный процесс был обусловлен существенным ростом долгосрочной дебиторской задолженности. Указанный рост произошел вследствие перевода части безнадежной задолженности потребителей электро- и теплоэнергии из текущих активов в состав долгосрочных. Более 99% указанной задолженности является безнадежной либо реструктурированной.

Для целей анализа текущей деятельности и расчета базовых показателей эффективности собственного оборотного капитала необходимо использовать текущую часть дебиторской задолженности, относящуюся к профильной деятельности и осуществлению типичных хозяйственных операций. По этой причине, дебиторская задолженность нормализована с учетом позиций, возникших более 1 года назад (долгосрочная задолженность), задолженности, безнадежной к взысканию, либо относящейся к ведению непрофильной деятельности, а также возникшую в результате осуществления разовых и нетипичных операций

По этой причине, долгосрочная задолженность исключается из состава нормализованного оборотного капитала.

При построении экономического баланса (расчет стоимости затратным подходом) весь объем мораторной задолженности необходимо принять по нулевой стоимости. Реструктурированную задолженность требуется привести в текущую стоимость с учетом графика возврата и фактора стоимости денежной единицы во времени.

Краткосрочная дебиторская задолженность

Прирост стоимости оборотных активов на конец 2005 года обусловлен существенным увеличением краткосрочной дебиторской задолженности. В таблицах ниже приведены показатели, характеризующие данную группу оборотных активов.

Таблица 58. Изменение структуры и абсолютного значения основных групп краткосрочной дебиторской задолженности

Наименование групп	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Краткосрочная дебиторская задолженность, всего	3 764 464	3 115 928	2 444 665	2 890 585	2 405 292	4 193 743
Внутренняя структура группы						
Покупатели и заказчики	58,6%	59,4%	68,1%	62,2%	47,9%	67,4%
Векселя полученные	26,5%	11,6%	0,4%	-	6,1%	0,0%
Авансы выданные	12,3%	26,2%	24,9%	26,9%	25,8%	21,3%
Прочие дебиторы	2,6%	2,8%	6,6%	10,9%	20,3%	11,3%
Абсолютное изменение за период, тыс.руб.						
Покупатели и заказчики	-	(354 722)	(185 773)	132 548	(645 507)	1 035 007
Векселя полученные	-	(636 589)	(351 682)	(10 313)	145 681	(145 681)
Авансы выданные	-	355 411	(209 489)	170 602	(158 152)	72 751
Прочие дебиторы	-	(12 636)	75 681	153 083	172 685	(122 112)
Характеристика группы "Покупатели и заказчики"						
Покупатели и заказчики, всего, тыс. руб.	2 204 836	1 850 114	1 664 341	1 796 889	1 151 382	1 952 036
Внутренняя структура группы						
Дебиторская задолженность, связанная с ведением профильной деятельности	97,0%	83,5%	71,5%	60,4%	38,2%	33,2%
Другие покупатели и заказчики	3,0%	16,5%	28,5%	39,6%	61,8%	66,8%
Абсолютное изменение за период, тыс. руб.						
Дебиторская задолженность, связанная с ведением основной деятельности	-	(593 363)	(355 068)	(105 365)	(645 197)	286 578
Другие покупатели и заказчики	-	238 773	169 295	237 913	(310)	748 429

Источник: Данные Общества (балансовый отчет, форма №21). Расчеты оценщиков.

Как видно из приведенной таблицы, более половины краткосрочной дебиторской задолженности в течение анализируемого периода относилась к группе «Покупатели и заказчики». Существенное изменение внутренней структуры рассматриваемой группы в 2004 году обусловлено описанным ранее процессом перевода части безнадежной и реструктурированной задолженности по профильной деятельности в группу «Долгосрочная дебиторская задолженность». Таким образом, в составе краткосрочной дебиторской задолженности до 2004 года учитывались активы, не имеющие отношения к текущему обороту.

Анализ группы «Векселя полученные»

Наличие данной группы активов обусловлено привлечением векселей банков и юридических лиц в качестве средств ведения взаиморасчетов (подробнее см. в разделе «Финансовые вложения»). В составе статьи учтены активы, полученные в результате осуществления разовых операций. Таким образом, при проведении ретроспективного анализа оборотного капитала данная группа дебиторской задолженности полностью исключена из рассмотрения.

Анализ группы «Авансы выданные»

Как видно из таблицы «Структура краткосрочной дебиторской задолженности», прирост группы в 2005 году обусловлен, в первую очередь, увеличением объемов предоплаты строительным организациям. Оборот по данной статье связан с выполнением инвестиционной программы по реконструкции и модернизации материально-технической базы. Как было отмечено ранее, обо-

рот средств по данному виду деятельности не имеет отношения к ведению текущей операционной деятельности.

Для получения объективных результатов анализа текущей деятельности, задолженность, связанная с ведением инвестиционной деятельности, исключается из состава оборотного капитала.

Анализ группы «Прочие дебиторы»

Доля группы «Прочие дебиторы» в составе краткосрочной дебиторской задолженности существенно возросла в 2004 году по сравнению с предыдущими периодами (см. Таблицу «Структура краткосрочной дебиторской задолженности»). Указанный рост связан с возникновением переплаты по налогам в бюджет. Сумма переплаты в 2004 году увеличилась в связи с применением льготы по налогу на имущество мобилизационного резерва и мобилизационных мощностей за 2001-2002 гг. (Закона РФ от 13 декабря 1991 года N 2030-1 «О налоге на имущество предприятий», статья 5). Другой причиной прироста переплат по налогам в бюджет является существующий порядок уплаты налогов - суммы переплат возникают в конце отчетного периода. В промежуточных балансах величина переплат по налогам существенно меньше (см. таблицу ниже).

Таблица 59. Дебиторская задолженность, подверженная изменению в течение отчетного периода, тыс.руб.

Группы дебиторской задолженности	1 кв. 2004 г.	2 кв. 2004 г.	3 кв. 2004 г.	01.01. 2004 г.	1 кв. 2005 г.	2 кв. 2005 г.	3 кв. 2005 г.	01.01. 2006 г.
Переплата по налогам в федеральный бюджет	574	2 765	1 119	11 419	655	22 858	42 271	167 772
Переплата по налогам в бюджеты субъектов РФ	316	570	2 193	106 372	37 358	28 515	7 218	53 612

Источник: Данные Общества (бухгалтерская отчетность, форма №1)

Как видно из таблицы, величина статьи закономерно изменялась в течение нескольких отчетных периодов. Для получения корректных результатов анализа собственного оборотного капитала в расчетах использована средняя по году величина остатков по статье.

Таким образом, при осуществлении анализа оборачиваемости топлива, в качестве базы для расчетов стоимости остатков топлива использованы данные о величине остатков топлива на конец каждого квартала отчетного периода.

Кроме того, в ходе детального анализа расшифровок дебиторской задолженности по состоянию на 31.12.2005 года, в составе рассматриваемой группы выявлены позиции, связанные с ведением непрофильной деятельности.

Выводы по анализу структуры дебиторской задолженности

Дебиторская задолженность в течение всего ретроспективного периода являлась наиболее существенным компонентом оборотного капитала. На объем дебиторской задолженности оказывали воздействие следующие факторы:

- Неплатежи за отпущенную энергию в течение 90х годов привели к накоплению значительного объема безвозвратной задолженности по профильной деятельности.
- Осуществление инвестиционной деятельности и работа с подрядными организациями на условиях предоплаты.
- Осуществление непрофильных и сопутствующих видов деятельности.
- Использование в качестве средств взаиморасчета по некоторым операциям векселей других юридических лиц.

По этой причине, дебиторская задолженность, сложившаяся на 31.12.2005 г. нормализована:

- на задолженность, подверженную сезонным колебаниям (авансы поставщикам топлива) - с целью получения корректных показателей оборачиваемости указанная позиция принята по среднегодовому значению.
- на задолженность, возникшую в результате непрофильной и инвестиционной деятельности.
- на задолженность, связанную с инвестиционной деятельностью;
- на реструктурированную задолженность;
- на позиции, возникшие более 1 года назад;
- на невозможную к взысканию задолженность.

В таблице ниже приведена информация о группах дебиторской задолженности, подлежащих нормализации.

Таблица 60. Классификация дебиторской задолженности на 31.12.2005 гг., тыс. руб.

Показатели	Сумма на 31.12.2005 г.
Балансовая стоимость дебиторской задолженности	3 742 571
Нормализация	
На безнадежную задолженность	2 143
На реструктурированную задолженность	3 731
на непрофильную деятельность	432 771
На инвестиционную составляющую	154 969
На долгосрочную задолженность	375 697
Итого нормализация	969 311
Нормализованная дебиторская задолженность	2 773 260

Источник: Данные Общества (расшифровка дебиторской задолженности на 01.01.2006 г). Расчеты оценщиков.

Результаты проведенных исследований использованы оценщиками для расчета нормализованных показателей оборачиваемости дебиторской задолженности и прогнозирования собственного капитала в рамках доходного подхода.

Запасы

Начиная с 2002 года, наблюдался устойчивый рост абсолютной величины рассматриваемой группы оборотных активов, в результате чего их доля в валюте баланса возросла с 3,6% (в 2002 г.) до 6,3% (в 2005 году).

Таблица 61. Изменение структуры и абсолютной величины запасов

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Запасы, всего, тыс. руб.	832 111	879 527	731 433	982 673	1 150 558	1 444 151
Доля запасов в общей стоимости активов	5,1%	4,8%	3,6%	4,6%	5,3%	6,3%
Структура						
Сырье, материалы	95,1%	92,9%	92,6%	89,4%	88,0%	77,8%
Затраты в незавершенном производстве (издержках обращения)	0,1%	0,1%	-	-	-	-
Готовая продукция и товары для перепродажи	3,9%	4,4%	3,3%	2,6%	2,2%	1,8%
Расходы будущих периодов	0,7%	2,6%	4,1%	8,0%	9,8%	20,4%
Абсолютный прирост отдельных групп запасов, тыс.руб.						

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Сырье, материалы и другие аналогичные ценности	-	26 044	(140 107)	201 272	133 872	111 627
В том числе, Затраты в незавершенном производстве	-	(15)	(723)	-	-	-
Готовая продукция и товары для перепродажи	-	6 203	(14 460)	1 558	(660)	777
Расходы будущих периодов	-	17 349	7 196	48 410	34 673	181 189

Источник: Данные Общества (балансовый отчет, форма №1). Расчеты оценщиков.

Наиболее существенным составным элементом рассматриваемой группы оборотных активов в течение анализируемого периода являлись запасы сырья и материалов. В период с 2003 года наблюдался стабильный прирост указанных активов. Некоторое снижение доли во внутренней структуре запасов, наблюдающееся в течение указанного периода, обусловлено значительным приростом величины расходов будущих периодов в 2005 году (см. таблицу выше).

Анализ запасов сырья и материалов

Рассматриваемая группа оборотных активов включает запасы топлива, запасных частей и прочих сырья и материалов. В таблице ниже представлены показатели, характеризующие внутреннюю структуру и динамику группы в течение анализируемого периода.

Таблица 62. Изменение структуры и абсолютного значения основных групп запасов

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Сырье, материалы, тыс. руб.	791 294	817 338	677 231	878 503	1 012 375	1 124 002
Структура группы «сырье и материалы»						
Мазут	0,8%	0,9%	0,2%	0,7%	0,6%	0,5%
Уголь	3,5%	7,4%	9,4%	10,7%	2,1%	5,8%
Дизельное топливо	27,6%	23,2%	13,8%	16,8%	17,1%	22,7%
Другое технологическое топливо	8,0%	4,9%	5,2%	0,003%	0,006%	0,0%
Запасные части	12,2%	13,1%	13,0%	14,5%	22,0%	17,9%
МБП	11,6%	-	-	-	-	-
Прочие сырье и материалы	36,4%	50,4%	58,4%	57,2%	58,1%	53,0%
Абсолютное изменение статьи «запасы сырья и материалов», тыс. руб.						
Сырье и материалы, всего	-	26 044	(140 107)	201 272	133 872	111 627
В том числе, мазут	-	1 136	(6 012)	5 297	125	(427)
уголь	-	32 887	3 109	30 041	(72 227)	43 991
дизельное топливо	-	(28 621)	(95 865)	54 223	25 072	81 700
другое технологическое топливо	-	(22 723)	(4 966)	(35 291)	27	201
запасные части	-	10 839	(19 309)	39 402	95 389	(21 697)
МБП	-	(91 650)	-	-	-	-
Прочие сырье и материалы	-	124 176	(17 064)	107 600	85 486	7 859

Источник: Данные Общества (балансовый отчет, форма №1). Расчеты оценщиков.

В структуре группы «Сырье и материалы» наибольшую долю занимали прочие сырье и материалы. В таблице ниже представлен расчет периода оборачиваемости запасов сырья и материалов (кроме топлива).

Таблица 63. Оборачиваемость сырья и материалов, тыс.руб.

Запасы	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Запасные части	96 559	107 398	88 089	127 491	222 880	201 183
Малоценные предметы	91 650	-	-	-	-	-
Прочие сырье и материалы	288 157	412 333	395 269	502 869	588 355	596 214

Запасы	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Итого, запасы на конец отчетного периода	476 366	519 731	483 358	630 360	811 235	797 397
Средняя величина материальных запасов (без запасов топлива)	476 366	486 981	517 789	559 375	792 052	853 733
Материальные затраты в составе себестоимости	240 718	264 048	335 630	338 325	498 095	571 196
Оборачиваемость запасов, дней	722	673	563	603	580	546

Источник: Данные Общества (балансовый отчет, форма №1). Расчеты оценщиков.

В соответствии с произведенными расчетами, период оборота сырья и материалов составляет около 2 лет. Анализ внутренней структуры запасов, состоящих на балансе Общества на 31.12.2005 г., позволил выявить некоторый объем неликвидных запасов. Для целей анализа текущей деятельности указанные активы будут исключены из состава оборотного капитала.

Абсолютный прирост группы «Запасы сырья и материалов» в 2005 году обусловлен увеличением следующих статей:

- Запасы дизельного топлива;
- Запасы угля;

Основными видами топлива, используемого в производственном процессе, являются уголь и газ. Дизельное топливо поставляется Обществом для ОАО «Сахаэнерго». Так как поставки топлива ОАО «Сахаэнерго» тесно связаны с осуществлением профильной деятельности (см. раздел «ОАО «Сахаэнерго»), то нормализация запасов топлива с учетом указанной статьи не требуется.

На величину запасов топлива (уголь, дизельное топливо) существенное влияние оказывает сезонность осуществления поставок. На графике ниже приведена динамика стоимости остатков топлива в течение года. Для построения графика использована квартальная бухгалтерская отчетность (форма №1), за период с 1 кв. 2000 года по 4 кв. 2005 г.

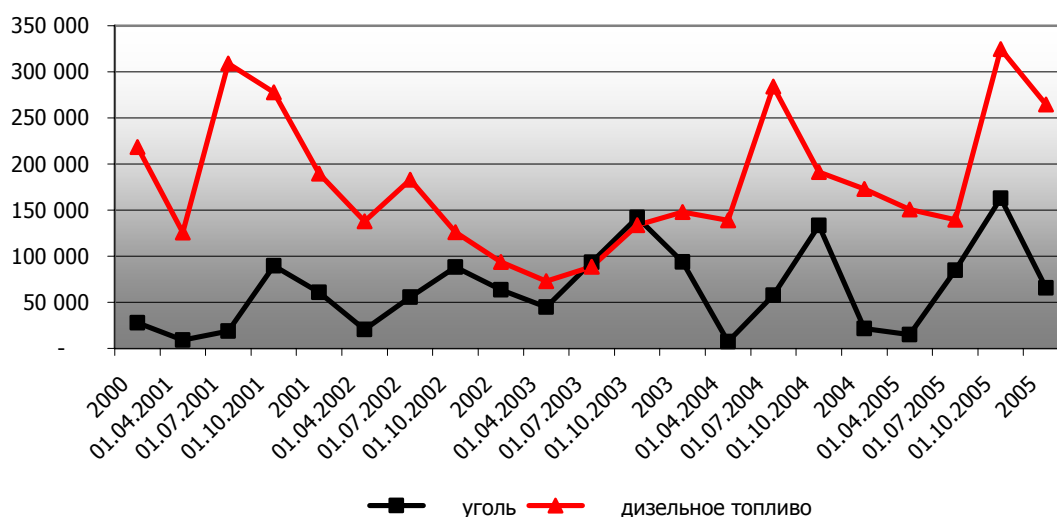


Рис. 30. Сезонное изменение запасов топлива, тыс.руб.

Как видно из приведенного графика, наблюдаются явно выраженные закономерности изменения запасов угля и мазута в течение года – максимальный объем запаса формируется в летний период, минимальная стоимость запасов приходится на конце года.

Для получения корректных результатов анализа оборотного капитала, в качестве базы для расчетов применялся средний годовой показатель стоимости остатков топлива. В таблице ниже

приведены показатели оборачиваемости общих запасов топлива. При расчете указанных показателей использованы данные о фактических затратах на топливо в составе себестоимости, а также среднегодовой величине остатков топлива (с учетом данных квартальных балансовых отчетов).

Таблица 64. Оборачиваемость топлива

Показатели	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Стоимость остатков топлива на конец отчетного периода	тыс. руб.	314 928	297 607	193 873	248 143	201 140	336 564
Средняя за год величина остатков топлива	тыс. руб.	314 928	332 968	232 056	238 349	258 418	307 962
Оборачиваемость топлива с учетом поставок ОАО "Сахаэнерго"							
Затраты на топливо в составе себестоимости	тыс. руб.	1 294 320	1 962 419	1 992 254	2 215 086	2 744 127	3 630 947
Оборачиваемость топлива с учетом поставок ОАО «Сахаэнерго»	дней	89	62	43	39	34	31

Источник: Данные Общества (бухгалтерская отчетность, форма №1, форма №2). Расчеты оценщиков.

Как видно из представленных расчетов, скорость оборота топлива в течение анализируемого периода увеличивалась, что указывает на оптимизацию транспортировки топлива, что позволяет содержать меньшие объемы запасов. Ускорение периода оборота топлива после 2002 года обусловлено выходом из состава Общества ОАО «Сахаэнерго».

В таблице ниже представлена информация о периодах обращения отдельных видов топлива, используемого в производстве.

Таблица 65. Оборачиваемость топлива по видам

Показатели	Ед. изм.	2004	2005
Уголь			
Затраты на уголь в составе себестоимости продукции	тыс. руб.	1 046 977	1 016 483
Средние запасы угля за период тыс.руб.	тыс. руб.	54 923	84 713
Оборот	дней	19	29
Мазут			
Затраты в составе себестоимости продукции	тыс. руб.	18 147	25 181
Средние запасы мазута за период	тыс. руб.	6 640	5 828
Оборот	дней	134	84
Оборот	мес.	4,4	2,8
Прочее (дизельное) топливо			
Затраты в составе себестоимости продукции (с учетом поставок ОАО «Сахаэнерго»)	тыс. руб.	1 160 050	1 913 535
Расход дизельного топлива на производство тепла и эл.энергии,	тнт.	13 356	7 396
Прочий расход топлива (поставки Сахаэнерго),	тнт.	72 403	118 398
Средние запасы дизельного топлива за период	тыс. руб.	196 820	217 421
Оборот с учетом поставок Сахаэнерго	дней	62	41

Источник: Данные Общества(бухгалтерская отчетность – форма №1, бизнес-планы). Расчеты оценщиков.

Весь объем топлива используется для осуществления профильной деятельности. Срок обращения запасов топлива – менее 3 месяцев. Таким образом, нормализация статьи не требуется, а при расчетах показателей оборачиваемости используется среднегодовая стоимость остатков топлива.

Анализ расходов будущих периодов

Существенное увеличение статьи на дату оценки обусловлено заключением договора страхования имущества - на дату оценки действует договор страхования, заключенный в конце 2004 года. Договор действует до 31.12.2007 года. В соответствии с условиями договора, в 2005 году Общество единовременно выплатило сумму страховых взносов за весь период действия договора, что привело к существенному увеличению рассматриваемой статьи на дату оценки.

Таким образом, 50% от общей стоимости рассматриваемой статьи относится к периоду, превышающему 12 месяцев, то есть не относятся к оборотному капиталу.

Исходя из вышесказанного, для анализа оборотного капитала и прогнозирования текущей деятельности в рамках доходного подхода, необходимо проведение нормализации указанной статьи на величину страховых выплат, относящихся к последующим отчетным периодам.

При расчете стоимости в рамках затратного подхода, долгосрочная часть рассматриваемых активов подлежит корректировке с учетом фактора стоимости денег во времени.

Запасы, не связанные с осуществлением профильной деятельности

На балансе Общества учтены запасы, сформировавшиеся в результате непрофильной деятельности. К данной категории запасов относятся готовая продукция и товары для перепродажи. Оборот запасов указанной группы осуществляется независимо от основной деятельности и не отражает закономерности движения профильных активов. Таким образом, для получения корректных результатов анализа оборотного капитала, непрофильные активы исключаются из состава оборотного капитала.

В таблице ниже приведены результаты анализа расшифровок

Таблица 66. Нормализация запасов сырья и материалов (без запасов топлива)

Группы запасов, требующие нормализации	Сумма на 31.12.2005 гг., тыс. руб.
Балансовая стоимость	1 096 681
Нормализация	
Нормализация на неликвидные запасы, возникшие в результате ведения профильной деятельности	47 903
Запасы, связанные с ведением непрофильной деятельности	27 497
Запасы, связанные с ведением инвестиционной деятельности	48 928
Нормализация, всего	124 328
Нормализованные запасы (без запасов топлива)	972 353

Источник: Данные Общества (расшифровки запасов). Расчеты оценщиков.

Результаты нормализации запасов используются в расчетах показателей оборачиваемости, которые, в свою очередь, используются в качестве базовых величин при прогнозировании собственного оборотного капитала в расчетной модели доходного подхода.

Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям

Рассматриваемая статья формируется в результате осуществления закупок материальных ценностей, работ и услуг со стороны. Доля статьи в течение анализируемого периода оставалась относительно стабильной (максимальное значение в течение анализируемого периода – 1,87% валюты баланса, минимальное – 1,13%).

Как было отмечено ранее, определенная часть налога на добавленную стоимость формируется в результате закупок материалов, работ, услуг для ведения инвестиционной деятельности. На величину статьи также оказывает влияние оборот, связанный с осуществлением непрофильной деятельности. Указанные виды хозяйственного оборота не имеют отношения к осуществлению текущей операционной деятельности. Таким образом, при проведении анализа и прогнозировании оборотного капитала требуется нормализация статьи, позволяющая исключить влияние инвестиционной и непрофильной деятельности.

Раздельный учет рассматриваемой статьи по видам деятельности в бухгалтерии Общества не ведется, что не дает возможности идентифицировать суммы НДС, связанные с оборотом по непрофильной и инвестиционной деятельности. По этой причине, сумма нормализации определена оценщиками расчетным путем – остаток на конец года по статье «Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям, относящийся к ведению непрофильной и инвестиционной деятельности выделен пропорционально материальным затратам, а также расходам на оплату услуг сторонних организаций, возникающим в результате осуществления каждого из видов деятельности.

В таблице ниже приведены некоторые показатели, характеризующие закономерности формирования статьи в течение ретроспективного периода.

Таблица 67. Анализ налога на добавленную стоимость по приобретенным ценностям, тыс.руб.

Анализ НДС по приобретенным ценностям	2004	2005
Материальные затраты в составе себестоимости	6 571 906	7 527 882
Изменение материальных запасов за период	167 885	282 687
Закупки материальных ценностей и услуг за период	6 739 791	7 810 569
Оборот НДС, связанный с осуществлением профильной деятельности	1 213 162	1 405 902
НДС, связанный с осуществлением инвестиционной деятельности	105 749	201 139
Материальные затраты и услуги, связанные с ведением непрофильной и сопутствующей деятельности	1 050 996	1 857 023
Доля непрофильной деятельности от общих материальных затрат	16%	25%
Расчетный остаток НДС по непрофильной деятельности	39 166	101 763
Расчетный остаток НДС по инвестиционной деятельности	19 637	51 632
Нормализация НДС на непрофильную и инвестиционную деятельность	58 803	153 395
Балансовая стоимость остатков НДС	244 909	412 521
Нормализованная величина НДС	186 106	259 126

Источник: Данные Общества (расшифровки себестоимости, данные формы №1, бизнес-планы Общества, расшифровки выполнения инвестиционной программы). Расчеты оценщиков.

Нормализованная величина статьи «Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям» используется в качестве одного из базовых показателей в процессе прогнозирования собственного оборотного капитала в расчетной модели доходного подхода.

Финансовые вложения

В течение анализируемого периода Общество осуществляло финансовые вложения в краткосрочные и долгосрочные проекты. Абсолютная величина и доля в валюте баланса рассматриваемых активов была непостоянной в течение анализируемого периода.

В таблице ниже приведена информация о балансовой стоимости рассматриваемых групп и их доле в валюте баланса.

Таблица 68. Финансовые вложения

Наименование актива	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Абсолютная величина статьи по балансу, тыс. руб.						
Долгосрочные финансовые вложения	14 844	430 674	14 131	3 825	164 863	164 916
Краткосрочные финансовые вложения	450 763	-	573 608	582 515	-	21 647
Доля от валюты баланса						
Долгосрочные финансовые вложения	0,09%	2,35%	0,07%	0,02%	0,76%	0,72%

Наименование актива	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Краткосрочные финансовые вложения	2,77%	-	2,84%	2,73%	-	0,09%

Источник: Данные Общества (баланс, форма №1 за 2000-2005 гг.).

Долгосрочные финансовые вложения по состоянию на 01.06.2006 г. представлены:

- Вложениями в дочерние организации (97,5% от балансовой стоимости всей группы). Основным активом являются вложения в ОАО «Сахаэнерго», составляющими около 92% всего объема рассматриваемой статьи.
- Инвестициями в другие компании (0,5% балансовой стоимости долгосрочных финансовых вложений);
- Договорами совместной деятельности (2% от балансовой стоимости долгосрочных финансовых вложений).

В состав статьи «Краткосрочные финансовые вложения» входят векселя Сбербанка России (3 105 тыс. руб.) и векселя АК «Алроса» (1 414,36 тыс. руб.).

Векселя Алроса получены Обществом в 2000 году в счет оплаты проданных акций станции «Велигос-3» (объект, незавершенный строительством). На 31.12.2005 г. векселя предоставлены в качестве залогового обеспечения кредитного договора.

Указанные виды активов не входят в состав оборотного капитала. Более подробная характеристика данной статьи баланса приведена в графе «Определение рыночной стоимости затратным подходом».

Горизонтальный и вертикальный анализ пассивов

В среднем около 76% пассивов в течение анализируемого периода приходилось на собственный капитал (см. график ниже).

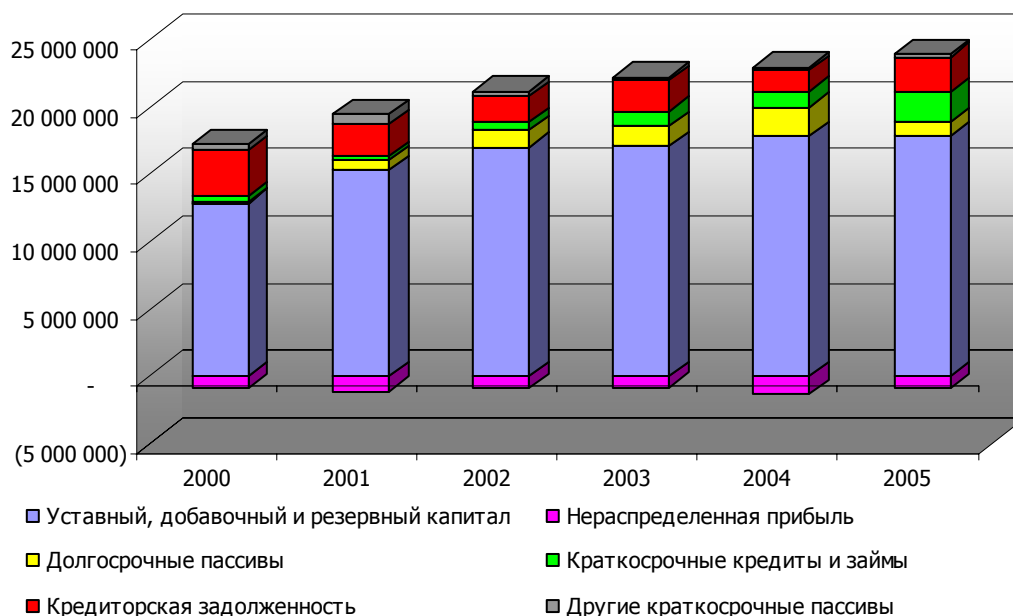


Рис. 31. Структура пассивов, тыс. руб.

Характеристика собственного капитала

Основными группами собственного капитала, как правило, являются уставный и добавочный капитал, а также нераспределенная прибыль. Абсолютная величина и динамика нераспределенной прибыли характеризует результативность текущей хозяйственной деятельности предприятия.

В таблице ниже приведена информация о структуре и динамике изменения компонентов собственного капитала Общества.

Таблица 69. Характеристика собственного капитала

Наименование элементов собственного капитала	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Собственный капитал, тыс. руб.	11 874 200	14 105 504	16 062 264	16 207 621	16 467 426	16 861 758
Структура собственного капитала						
Доля собственного капитала в валюте баланса, всего	73,04%	77,07%	79,47%	76,01%	76,24%	73,48%
Уставный капитал	6,74%	5,99%	43,37%	41,11%	42,56%	40,4%
Добавочный капитал	70,55%	77,19%	40,62%	38,79%	39,61%	37,5%
Резервный капитал	0,09%	0,08%	0,07%	0,10%	0,14%	0,21%
Фонд социальной сферы	1,53%	0,08%	-	-	-	-
Нераспределенная прибыль отчетного года	0,75%	0,93%	1,92%	2,65%	5,68%	4,5%
Непокрытый убыток прошлых лет	-6,63%	-7,2-%	-6,52%	-6,64%	-11,75%	-11,15%
Нераспределенная прибыль отчетного года	-	-	-	-	-	2,9%
Абсолютное изменение за период, тыс. руб.						
Собственный капитал, всего	-	2 231 304	1 956 760	145 357	259 805	485 281
Уставный капитал	-	-	7 670 209	-	425 354	4 000
Добавочный капитал	-	2 657 335	(5 917 898)	60 714	284 925	(10 601)
Резервный капитал	-	-	-	6 471	9 139	18 493
Фонд социальной сферы	-	(233 887)	(14 476)	-	-	-
Нераспределенная прибыль отчетного года	-	47 183	218 925	176 835	662 026	(194 221)
Непокрытый убыток прошлых лет	-	(239 327)	-	(98 663)	(1 121 639)	(53)
Нераспределенная прибыль отчетного года	-	-	-	-	-	667 664

Источник: Данные Общества (баланс, форма №10). Расчеты оценщиков.

Прирост собственного капитала на начало 2002 и 2003 гг., в основном, обусловлен проведением переоценки основных средств (см. описание в разделе «внеоборотные активы»).

В течение ретроспективного периода были введены следующие изменения в Устав, повлиявшие на состояние баланса Общества:

- Изменения в Устав от 10 июня 2003 года – ликвидация филиалов ОАО АК «Якутскэнерго» по решению Совета директоров от 30.05.2003 года:
 - Северные электрические сети;
 - Северо-восточные электрические сети;

- Эльдиканская плавучая газотурбинная станция;
- Депутатская электростанция;
- Энерголеспром;
- Авиакомпания «Энергетик-Авиа»
- Изменения в Устав на основании решения Совета директоров от 15.09.2003 года – ликвидация филиала ОАО АК «Якутскэнерго» - Энергоремонт.
- Увеличение Уставного капитала на основании решения Общего собрания от 09.10.2004 года в связи с выпуском ценных бумаг (отчет об итогах выпуска ценных бумаг ФКЦБ России от 20.02.2004 года).
- Дополнительный выпуск обыкновенных бездокументарных акций (4 млн шт. номинальной стоимостью 4 млн. руб. 10.09.2004 года
- Дополнительная эмиссия акций от 24.09.2005 года (номинальная стоимость – 200 млн. руб.).

Негативное влияние на величину собственного капитала в течение анализируемого периода оказывали непокрытые убытки прошлых лет. Наличие подобной статьи в составе собственного капитал указывает на систематическую убыточность деятельности Общества. Причины убыточности рассмотрены в разделе «Анализ доходов и расходов».

Характеристика долгосрочной задолженности

В таблице ниже приведены показатели, характеризующие структуру и динамику долгосрочной задолженности в течение анализируемого периода.

Таблица 70. Характеристика долгосрочной задолженности

№	Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
-	Долгосрочные обязательства по балансу	39 495	727 333	1 281 345	1 507 788	2 164 363	1 075 140
-	Доля в структуре баланса	0,24%	3,97%	6,34%	7,07%	10,02%	4,68%
Структура долгосрочных обязательств							
1	Долгосрочные кредиты и займы	100%	5%	40%	45%	31%	61%
2	Отложенные налоговые обязательства	-	-	0%	18%	16%	39%
3	Задолженность перед социальными фондами	-	-	1%	1%	8%	-
4	Реструктурированные налоги	-	95%	59%	36%	44%	0,1%
Абсолютный прирост, тыс. руб.							
	Долгосрочные обязательства, всего	-	687 838	554 012	226 443	656 575	(1 089 223)
1	Долгосрочные кредиты и займы	-	-	467 641	178 275	(7 427)	(20 410)
2	Отложенные налоговые обязательства	-	-	-	269 586	82 654	73 695
3	Задолженность перед социальными фондами	-	-	13 300	(3 129)	167 288	(177 459)
4	Реструктурированные налоги	-	687 838	73 071	(218 289)	414 060	(955 504)

Источник: Данные Общества (баланс, форма №1). Расчеты оценщиков.

Основным элементом рассматриваемой группы пассивов в течение анализируемого периода являлись долгосрочные кредиты и займы, а также реструктурированные налоги.

Статья «Реструктурированные налоги» возникла вследствие массовых неплатежей потребителей за оказываемые услуги, имевших место в течение 90-х годов. Это привело к образованию значительной задолженности перед бюджетом (по налогам, пеням и штрафам). В соответствии с постановлением Правительства РФ №1002 от 03.09.1999 г. и Постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) №476 от 31.07.2003г часть задолженности была реструктуризирована и погашалась Обществом в соответствии с установленным графиком.

В 2005 году Общество в полном объеме исполнило обязательства по реструктурированной задолженности перед федеральным бюджетом и внебюджетными фондами на общую сумму 295,2 млн. рублей. На основании названных Постановлений Правительства Общество получило право в 2005 году списать весь объем пеней и штрафов по налогам на сумму 853,6млн. рублей.

В результате осуществления вышеназванных операций, в 2005 году:

- существенно сократилась сумма реструктурированной задолженности (см. таблицу выше);
- возникла сумма возврата по налогу на прибыль (форма №2).

Таким образом, на структуру баланса и результативность финансово-хозяйственной деятельности Общества в ретроспективном периоде определенное влияние оказали неблагоприятные экономические условия в период до 2000 г.

Долгосрочная задолженность не является элементом оборотного капитала. Таким образом, в ходе проведения исследования, сумма долгосрочной задолженности исключается из состава нормализованной задолженности.

Кредиты и займы

В течение анализируемого периода Общество привлекало долгосрочные и краткосрочные кредиты и займы. В таблице ниже приведена информация структуре заемных средств, привлекаемых Обществом.

Таблица 71. Характеристика кредитов и займов

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Долгосрочные кредиты и займы	39 495	39 495	507 136	685 411	677 984	663 738
Краткосрочные кредиты и займы	424 122	276 409	539 312	1 072 526	1 207 174	2 003 434
Итого кредиты и займы	463 617	315 904	1 046 448	1 757 937	1 885 158	2 667 172
Доля в валюте баланса	2,9%	1,7%	5,2%	8,2%	8,7%	11,95
Расходы по выплате процентов	180 821	33 405	121 331	179 508	235 001	298 864
Средняя процентная ставка	39,0%	10,6%	11,6%	10,2%	12,5%	11,2%

Источник: Данные Общества (бухгалтерская отчетность, форм №1 и №2). Расчеты оценщиков.

Как видно из приведенных расчетов, в течение анализируемого периода наблюдался постоянный прирост объемов привлечения краткосрочных кредитов и займов, что приводило к увеличению их доли в валюте баланса.

Средняя процентная ставка по привлеченным кредитам в течение 2001-2005 гг. изменялась в пределах от 10,2% (2003 г.) до 12,5% (2004 г.), что соответствовало среднерыночному уровню процентных ставок. Более подробно указанная статья будет рассмотрена в главе «Определение рыночной стоимости собственного капитала затратным подходом».

Характеристика кредиторской задолженности

Кредиторская задолженность в течение всего анализируемого периода являлась основным компонентом краткосрочных пассивов. Ниже приведены основные показатели, характеризующие структуру и динамику рассматриваемой группы обязательств.

Таблица 72. Характеристика кредиторской задолженности

Группы кредиторской задолженности	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Балансовая стоимость	3 453 139	2 467 650	1 904 149	2 350 554	1 583 642	2 324 398
Доля в валюте баланса	21,24%	13,48%	9,42%	11,02%	7,33%	10,2%
Структура кредиторской задолженности						
Поставщики и подрядчики	48%	48%	51%	42%	54%	44%
Векселя к уплате	2,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Задолженность по оплате труда перед персоналом	2,9%	3,0%	3,8%	4,7%	8,0%	5,2%
Задолженность по социальному страхованию и обеспечению	2,7%	1,7%	0,8%	1,0%	1,9%	1,2%
Задолженность по налогам и сборам	23,6%	13,9%	13,0%	7,8%	5,5%	9,8%
Авансы полученные	2,0%	6,2%	9,0%	6,6%	7,6%	7,1%
Прочие кредиторы	18,8%	27,0%	22,2%	37,5%	23,3%	32,8%
в том числе НДС в неоплаченной продукции	10,5%	10,6%	13,2%	11,8%	17,0%	18,4%
Абсолютное изменение за период, тыс. руб.						
Изменение кредиторской задолженности, всего	-	(985 489)	(563 501)	446 405	(766 912)	740 756
Поставщики и подрядчики	-	(464 106)	(215 723)	26 839	(149 046)	169 796
Векселя к уплате	-	(68 360)	(2 232)	(1 395)	-	-
Задолженность по оплате труда перед персоналом	-	(27 191)	(343)	37 042	17 437	(6 193)
Задолженность по социальному страхованию и обеспечению	-	(51 925)	(25 150)	6 263	7 880	(1 923)
Задолженность по налогам и сборам	-	(472 244)	(96 241)	(63 301)	(97 332)	140 319
Авансы полученные	-	83 225	19 645	(16 858)	(33 982)	44 710
Прочие кредиторы	-	15 112	(243 457)	457 815	(511 869)	394 047

Источник: Данные Общества (баланс, форма №1). Расчеты оценщиков.

Основным элементом кредиторской задолженности в течение анализируемого периода являлась задолженность поставщикам и подрядчикам. Прирост статьи на дату оценки, обусловлен увеличением:

- задолженности Общества перед поставщиками топлива;
- задолженности перед прочими кредиторами;
- задолженности по налогам и сборам.

Анализ расшифровок кредиторской задолженности на 31.12.2005 год позволили выявить в составе статьи следующих групп, не относящихся к текущей операционной деятельности:

- кредиторской задолженности, возникшей в результате осуществления непрофильной деятельности.
- кредиторской задолженности, возникшей в результате осуществления инвестиционной деятельности.

- безнадежной кредиторской задолженности, подлежащей списанию.

В таблице ниже приведены суммы кредиторской задолженности, подлежащие нормализации.

Таблица 73. Нормализация кредиторской задолженности, тыс.руб.

Группы кредиторской задолженности	Сумма на 31.12.2005 г., тыс.руб.
Балансовая стоимость кредиторской задолженности	2 264 222
Нормализация	
На задолженность, подверженную сезонным изменениям	50 938
Кредиторская задолженность, относящаяся к непрофильной деятельности, а также осуществлением разовых и нетипичных операций	194 829
Итого сумма нормализации	245 767
Нормализованная кредиторская задолженность	2 018 455

Источник: Данные Общества (расшифровка кредиторской задолженности). Расчеты оценщиков.

Нормализованная величина статьи «Краткосрочная кредиторская задолженность» используется в качестве одного из базовых показателей в процессе прогнозирования собственного оборотного капитала в расчетной модели доходного подхода.

Доходы будущих периодов

Данная статья связана с передачей имущества филиалам Общества. К ведению текущей операционной деятельности данные статьи отношения не имеют, на основании чего в ходе анализа текущей деятельности не включаются в состав оборотного капитала.

Выводы по структуре баланса

В ходе анализа структуры баланса на 31.12.2005 г. установлено, что 11,5% всего объема дебиторской задолженности приходится на безнадежную и реструктурированную задолженность. Наличие неликвидных активов в составе рассматриваемой группы обусловлено региональными особенностями, а также особенностями этапа становления отрасли в течение 90-х годов, когда Обществом были накоплены значительные объемы долгов, в связи с неоплатой услуг потребителями (в основном, населением). Сложные климатические условия, изолированность региона, низкий уровень управления оборотным капиталом на предприятии – данные факторы в совокупности породили описанные выше проблемы.

В результате, сформировались значительные суммы дебиторской и кредиторской задолженности (в том числе, задолженность перед бюджетом и внебюджетными фондами), что оказывало влияние на структуру баланса.

В течение анализируемого периода Общество предпринимало меры по оптимизации структуры баланса:

- Производилось списание безнадежной дебиторской задолженности;
- Произведена реструктуризация задолженности перед бюджетом и внебюджетными фондами. К 2005 году Общество погасило весь объем реструктуризированной задолженности.

Тем не менее, детальный анализ расшифровок выявил ряд безнадежных к взысканию и долгосрочных позиций, которые в ходе нормализации исключены из состава оборотного капитала.

Кроме того, на величину собственного оборотного капитала в течение анализируемого периода оказывали влияние следующие факторы, не относящиеся ведению текущей профильной деятельности:

- осуществление инвестиционной деятельности, а также работ и услуг непрофильного характера;

- наличие в составе статей бухгалтерского баланса, формирующих оборотный капитал, неликвидных и долгосрочных ресурсов. К указанной категории относится безнадежная, реструктуризированная или долгосрочная дебиторская и кредиторская задолженность, неликвидные запасы, другие активы, срок использования которых превосходит 12 месяцев.

С целью получения корректных результатов анализа текущей деятельности и базы для прогнозирования денежных потоков в рамках доходного подхода, оценщиками произведена нормализация статей, формирующих собственный оборотный капитал:

- На безнадежную и реструктуризированную дебиторскую и кредиторскую задолженность. Для целей прогнозирования собственного оборотного капитала указанные статьи полностью исключаются из расчетов, так как не принимают никакого участия в осуществлении операционной деятельности.
- На активы, использование которых не предполагается в течение одного отчетного периода (расходы будущих периодов).
- На задолженность, не относящуюся к ведению типичной хозяйственной деятельности.
- На неликвидные активы.

Нормализованные таким образом балансовые статьи использовались в качестве базы при расчете показателей оборачиваемости собственного капитала. Результаты расчета приведены в таблице ниже.

Таблица 74. Расчет нормализованных показателей оборачиваемости, тыс.руб.

Нормализованный показатель оборачиваемости запасов	2004	2005	Скорректированные данные
Запасы (без учета запасов топлива)			
Запасы по балансу на конец отчетного периода (без запасов топлива)	949 418	1 096 681	
Нормализация	64 274	124 328	
Нормализованные запасы	885 144	972 353	
Себестоимость продукции	8 597 862	9 119 691	
Производственная себестоимость без учета амортизации и затрат на топливо	6 417 710	6 681 689	
Оборачиваемость ТМЦ	50,3	53,1	53,1
Запасы топлива			
Запасы топлива по балансу на конец периода	201 140	336 564	
Усредненный объем запасов топлива	258 418	307 962	
Затраты на топливо в себестоимости	2 744 127	3 630 947	
Оборачиваемость запасов топлива	34	31	
Кредиторская задолженность			
Кредиторская задолженность по балансу	1 583 642	2 264 222	
Нормализация	99 448	245 767	
Нормализованная кредиторская задолженность	1 484 194	2 018 455	
Оборачиваемость КЗ	63,0	80,8	80,8
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям			
НДС по балансу	244 909	412 521	
Нормализация	58 803	153 395	
Нормализованная величина НДС	186 106	259 126	
Оборачиваемость НДС	7,9	10,4	10,4
Дебиторская задолженность			

Нормализованный показатель оборачиваемости запасов	2004	2005	Скорректированные данные
Выручка от реализации, всего	10 480 443	11 582 009	
Остаток дебиторской задолженности на конец периода по балансу	3 475 224	3 742 571	
Нормализация	1 815 827	969 311	
Нормализованная ДЗ	1 659 397	2 773 260	
Нормализованная оборачиваемость ДЗ, дней	57,79	87,40	
Доля СОК в выручке			
Величина СОК по балансу	3 228 246	3 170 720	
Нормализованная величина СОК	1 504 871	2 294 246	
Доля в выручке	13,0%	19,8%	

Источник: Данные Общества (бухгалтерская отчетность – форма №1 и форма №2, расшифровки статей баланса). Расчеты оценщиков.

Показатели оборачиваемости, рассчитанные на базе нормализованных значений, включены в расчетную модель доходного подхода для прогнозирования собственного оборотного капитала.

Анализ доходов и расходов

В данном разделе выполнен анализ доходов и расходов по основным направлениям деятельности Общества. Целями анализа являются:

- Выявление общих тенденций развития и эффективности ведения хозяйственной деятельности Общества в течение ретроспективного периода.
- Исследование закономерностей формирования доходов и расходов.
- Выявление оборотов по разовым и нетипичным операциям.
- Нормализация доходов и расходов с учетом разовых и нетипичных операций.

В процессе анализа оценщики использовали следующие источники информации:

- поквартальные балансовые отчеты (форма №2) за период 2000-2005 год;
- данные бизнес-планов Общества за период 2000-2005 год;
- другие документы внутреннего и управленческого учета, предоставленные Обществом.

В таблице ниже приведена информация о результативности отдельных направлений деятельности общества в течение ретроспективного периода, рассчитанные на основании данных формы №2.

Таблица 75. Результативность направлений деятельности Общества, тыс. руб.

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Результат операционной деятельности	348 141	209 392	676 926	630 263	639 501	371 134
Сальдо по процентной деятельности	-180 540	-33 404	-93 784	-179 448	-234 964	-298 795
Результат прочей операционной деятельности	-57 839	-150 273	-130 090	-123 761	-335 374	-312 477
Результат внереализационной деятельности	-349 057	-129 041	-240 019	118 346	726 139	219 438
Прибыль до налогообложения	-239 295	-103 326	213 033	445 400	795 302	-20 700
Налог на прибыль	-98 140	-136 001	-83 612	-287 001	-366 104	669 782
Сальдо чрезвычайных статей	-	-	-	-118 452	-80 846	-2 432
Чистая прибыль	-337 435	-239 327	129 421	39 947	348 352	646 650
Рентабельность финансово-хозяйственной деятельности						
Рентабельность продаж	8,6%	3,5%	9,1%	7,5%	6,1%	3,2%
Рентабельность операционной деятельности	2,7%	0,4%	6,1%	3,9%	0,7%	-2,1%
Рентабельность финансово-хозяйственной деятельности (по прибыли до налогообложения)	-5,9%	-1,7%	2,9%	5,3%	7,6%	-0,2%
Рентабельность финансово-хозяйственной деятельности (по прибыли после налогообложения)	-8,4%	-4,0%	1,7%	-5%	3,3%	5,6%

Источник: Данные Общества (форма №2 за период 2000-2005 гг.). Расчеты оценщиков.

Ниже графически представлены изменения результативности отдельных направлений деятельности Общества в течение анализируемого периода.

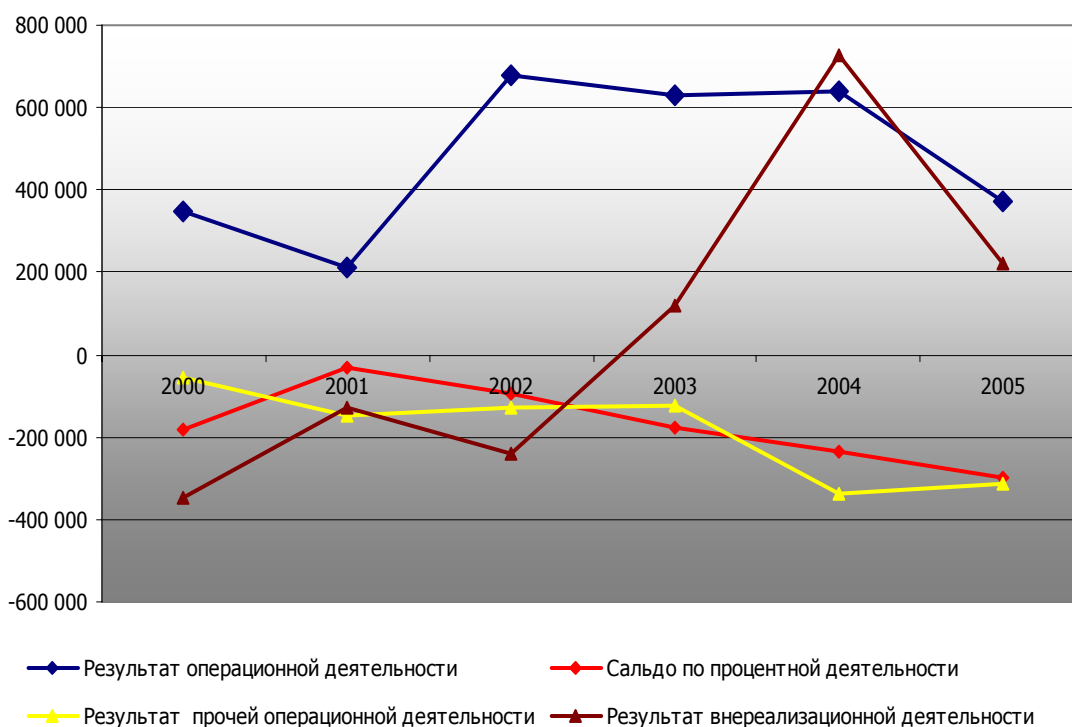


Рис. 32. Результативность отдельных направлений деятельности Общества

Операционная деятельность являлась стабильным источником доходов в течение всего анализируемого периода. Наблюдалась прямая зависимость между эффективностью операционной деятельности и абсолютной величиной прибыли, что обусловлено особенностями ценообразования в отрасли (формирование тарифа осуществляется методом «Затраты +»), а также высокой долей постоянных затрат в составе себестоимости.

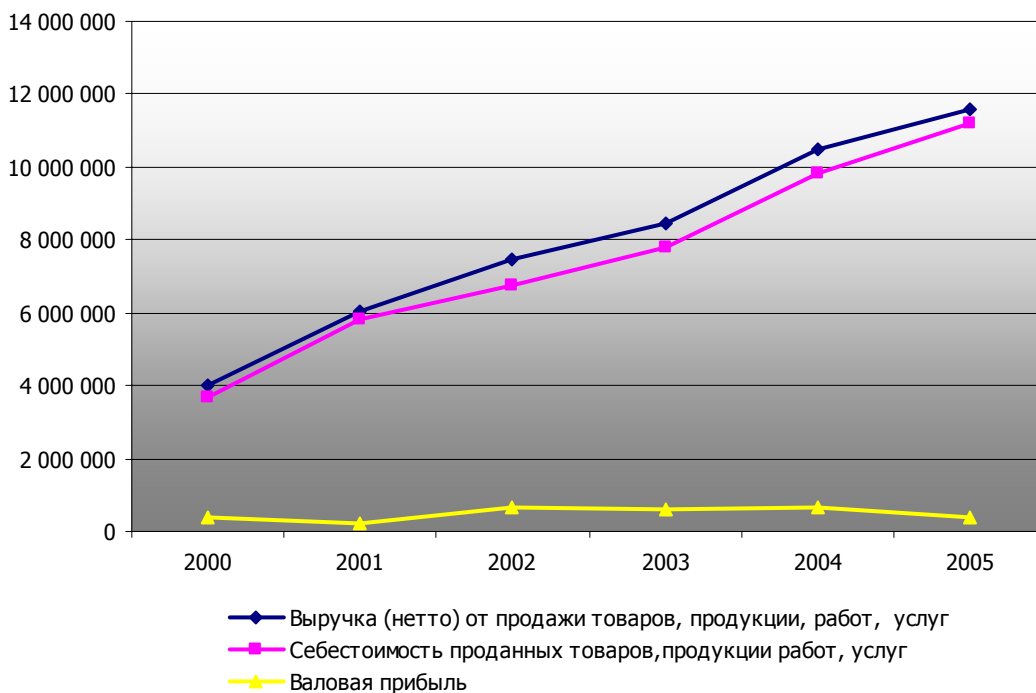


Рис. 33. Динамика выручки и себестоимости от операционной деятельности

На финансовый результат Общества существенное влияние оказывали процентные выплаты по кредитам и займам. Как было отмечено ранее, наибольшая часть кредитов привлечена Обществом для финансирования поставок топлива (сведения о структуре, назначении и процентных

ставках по привлеченным кредитам приведена в соответствующем разделе текущей главы). Таким образом, дефицит денежных средств приводил к дополнительным издержкам по обслуживанию кредитов.

Прочая операционная и внереализационная деятельность оказывала существенное влияние на финансовый результат Общества. Сальдированный результат по ним в отдельные годы анализируемого периода превосходил прибыль от продаж по основной деятельности. Результативность внереализационной деятельности в течение анализируемого периода изменялась в значительной степени, что существенно отражалось на эффективности финансово-хозяйственной деятельности Общества в целом.

Для выявления причин всех вышеперечисленных явлений оценщиками проведен анализ каждого из направлений деятельности.

Направления операционной деятельности

В рамках операционной деятельности Общество осуществляет:

- Профильную деятельность:
 - производство электроэнергии
 - производство теплоэнергии;
- Сопутствующую деятельность (прочие услуги промышленного характера):
 - Поставка топлива ОАО «Сахаэнерго»;
 - Услуги по транспортировке энергии;
 - Реализация реактивной энергии;
 - Переработка и хранение грузов;
 - Техническое обслуживание и ремонт;
 - Сдача основных фондов в аренду;
 - Прочие виды деятельности.
 - Обслуживание сетей холодного водоснабжения;
 - Оказание коммунальных услуг (водоотведение, холодное водоснабжение);
- Непрофильная деятельность (прочие услуги непромышленного характера):
 - Услуги столовой;
 - Содержание объектов социального назначения.

В таблице ниже приведены фактические данные о вкладе каждого направления деятельности в формирование выручки.

Таблица 76. Характеристика выручки от операционной деятельности

Направления деятельности	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Объем выручки, тыс. руб.	4 034 269	6 026 866	7 445 542	8 437 241	10 480 443	11 582 009
Структура выручки						
Поставка электроэнергии внутренним потребителям	77,1%	72,1%	75,4%	77,8%	75,4%	69,4%

Направления деятельности	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Поставка тепловой энергии	17,6%	10,1%	11,9%	11,9%	11,9%	11,6%
Поставка прочих товаров, работ, услуг промышленного характера	4,5%	17,4%	12,3%	9,9%	12,4%	18,7%
Поставка прочих товаров, работ, услуг непромышленного характера	0,7%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%
Рентабельность направлений деятельности						
Поставка электроэнергии внутренним потребителям	15%	13%	18%	16%	13%	9%
Поставка тепловой энергии	-8%	-51%	-28%	-40%	-39%	-35%
Поставка прочих товаров, работ, услуг промышленного характера	4%	2%	-4%	5%	10%	7%
Поставка прочих товаров, работ, услуг непромышленного характера	-147%	-120%	-136%	-176%	-160%	-167%

Источник: Данные Общества (баланс, форма №2)

Основным источником формирования выручки в течение всего анализируемого периода являлось производство электроэнергии. В 2005 году сложилась минимальная за весь анализируемый период рентабельность указанного вида деятельности.

Доля доходов по отпуску теплоэнергии в общем объеме выручки в период 2001-2005 гг. оставалась относительно стабильной. Деятельность приносила убыток в течение всего периода.

В 2005 году возросла роль прочей операционной деятельности в формировании выручки – ее доля достигла 18,9% от общего объема выручки. Основная часть доходов от прочей деятельности сформировалась за счет оказания услуг промышленного характера.

Обороты по строке «Услуги непромышленного характера» возникли в результате содержания и использования объектов социального назначения. Указанный вид деятельности являлся убыточным в течение анализируемого периода.

Дальнейший анализ направлен на выявление основных факторов, оказывающих влияние на результативность финансово-хозяйственной деятельности.

Профильная деятельность

На графике ниже приведена динамика прибыли по направлениям профильной деятельности.

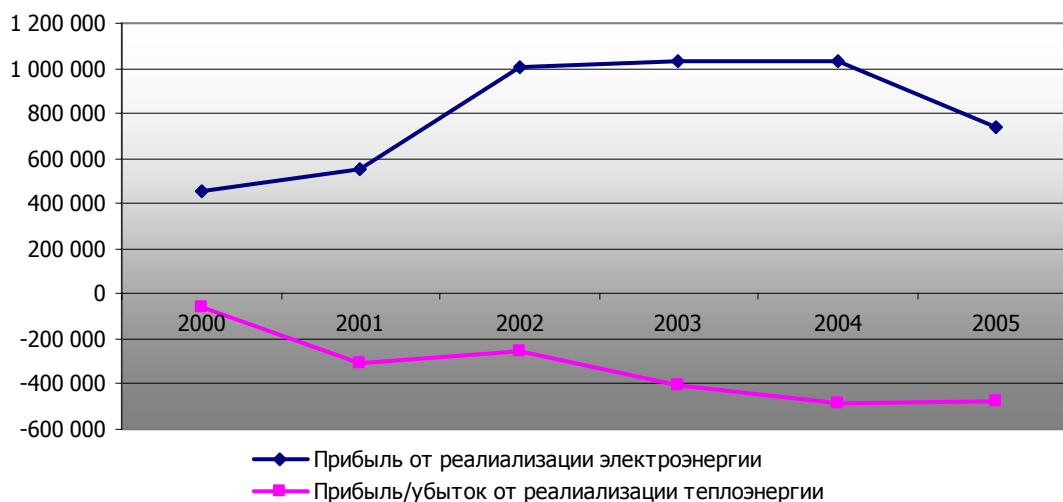


Рис. 34. Результативность направлений профильной деятельности, тыс. руб.

Как видно из представленных данных, положительный результат деятельности обеспечивался только за счет реализации электроэнергии, а сокращение рентабельности операционной деятельности (см. таблицу «Результативность направлений деятельности») обусловлено снижением прибыли именно данного направления деятельности.

Возрастающие в течение анализируемого периода убытки от реализации теплоэнергии компенсировались за счет прибыли по отпуску электроэнергии, то есть применялся так называемый принцип перекрестного субсидирования.

Отпуск электроэнергии

Основными факторами, влияющими на результативность деятельности по отпуску электроэнергии, являются:

- Средний сложившийся объем полезного отпуска.
- Величина установленного отпускного тарифа.
- Внутренняя структура потребления и наличие льготных потребителей.
- Динамика цен на основные ресурсы, используемые в процессе производства продукции.

Энергетическая система ОАО «Якутскэнерго» разделена на несколько сегментов:

- центральный энергетический район;
- западный энергетический район;
- южно-якутский энергетический район;
- северный энергетический район - ОАО «Сахаэнерго»;
- территория влияния Сельэнерго.

В таблице ниже приведена информация о натуральных объемах производства электроэнергии в энергетических районах, входящих в состав Общества.

Таблица 77. Поставка электроэнергии на потребительский рынок

Показатели	Ед.изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Отпуск электроэнергии в натуральном выражении							
Производство электроэнергии в натуральном выражении, всего	тыс. кВтч	4 826 925	4 631 935	4 657 819	4 704 740	4 890 537	4 552 693
в том числе:							
Центральный энергорайон	тыс. кВтч	995 957	947 467	951 992	1 014 241	1 023 677	1 008 472
Западный энергорайон	тыс. кВтч	2 518 977	2 493 897	2 530 552	2 497 027	2 583 717	2 318 128
Южноякутский энергорайон	тыс. кВтч	1 030 471	952 298	945 236	963 132	948 306	917 383
ОАО «Сахаэнерго»	тыс. кВтч	281 520	238 273	230 039	230 340	322 747	308 710
Сельэнерго	тыс. кВтч	-	-	-	-	12 090	-
Абсолютное изменение полезного отпуска по сравнению с предыдущим периодом							
Всего по Обществу	тыс. кВтч	-	-194 990	25 884	46 921	185 797	-337 844
В том числе,							
Центральный энергорайон	тыс. кВтч	-	-48 490	4 525	62 249	9 436	-15 205
Западный энергорайон	тыс. кВтч	-	-25 080	36 655	-33 525	86 690	-265 589

Показатели	Ед.изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Южноякутский энерго-район	тыс. кВтч	-	-78 173	-7 062	17 896	-14 826	-30 923
ОАО «Сахаэнерго»	тыс. кВтч	-	-43 247	-8 234	301	92 407	-14 037
Структура полезного отпуска электроэнергии							
Центральный энергорайон	%	20,6%	20,5%	20,4%	21,6%	20,9%	22,2%
Западный энергорайон	%	52,2%	53,8%	54,3%	53,1%	52,8%	50,9%
Южноякутский энерго-район	%	21,3%	20,6%	20,3%	20,5%	19,4%	20,2%
ОАО «Сахаэнерго»	%	5,8%	5,1%	4,9%	4,9%	6,6%	6,8%
Сельэнерго	%	-	-	-	-	0,2%	-
Тариф по энергетическим районам							
Центральный энергорайон	руб/ кВтч	0,50	0,69	0,85	0,92	1,12	1,36
Западный энергорайон	руб/ кВтч	0,61	0,90	1,16	1,37	1,59	1,76
Южноякутский энерго-район	руб/ кВтч	0,62	0,82	1,03	1,24	1,42	1,61
ОАО «Сахаэнерго»	руб/ кВтч	0,51	0,66	0,82	0,94	1,02	1,22
Сельэнерго		-	-	-	-	1,07	-
Средний тариф	руб/ кВтч	0,58	0,83	1,06	1,23	1,42	1,60

Источник: Данные Общества (бизнес-планы за период 2000-2005).

Как видно из представленных данных, на долю Западного энергетического района в течение всего анализируемого периода приходилось более 50% поставок электроэнергии на потребительский рынок. Объемы поставок электроэнергии на потребительский рынок Южно-Якутского и Центрального энергетического районов в течение анализируемого периода составляли более 40% от общего объема.

В 2005 году произошло снижение объемов полезного отпуска по всем энергетическим районам, входящим в состав Общества. Причем наиболее существенное снижение наблюдалось по западному энергетическому району, на долю которого относился не только максимальный объем полезного отпуска, но и сформировался наибольший показатель среднеотпускного тарифа.

Отклонение от запланированной выручки за счет сокращения натуральных объемов полезного отпуска

В таблице ниже приведен расчет выручки, недополученной Обществом вследствие отклонения объемов натурального отпуска электроэнергии от плановых показателей.

Таблица 78. Отклонение фактической выручки от планового показателя

Показатели	Ед. изм.	2002	2003	2004	2005
Объем поставок с учетом перетока					
План	млн. кВтч	6 157	6 227	6 410	5 880
Факт	млн. кВтч	6 198	6 215	6 434	5 726
Тариф с учетом перетока					
План	Руб./кВтч.	0,90	1,05	1,24	1,42
Факт	Руб./кВтч.	0,91	1,06	1,06	1,40
Отклонения от плановых показателей					
Натуральный объем отпуска	млн. кВтч	41	-12	23	-154
Недостаток выручки в результате снижения объемов отпуска	тыс. руб.	0	12 688	0	216 445

Источник: Данные Общества (расчет тарифа, бизнес-план). Расчеты оценщиков.

В планах Общества на 2005 год предусматривалось снижение объемов отпуска электроэнергии, что учитывалось при расчете тарифа. Фактически наблюдалось более масштабное снижение

объемов полезного отпуска. Как отмечено ранее, данный процесс обусловлен, в основном, сокращением объемов отпуска промышленными потребителями западного энергорайона.

Таким образом, отпускной тариф, установленный на основе плановых показателей, оказался изначально ниже требуемого значения. Описанная ситуация стала одной из причин снижения рентабельности операционной деятельности Общества в 2005 году.

На графике ниже приведена динамика натуральных объемов отпуска электроэнергии на потребительский рынок и выручки по данному виду деятельности.

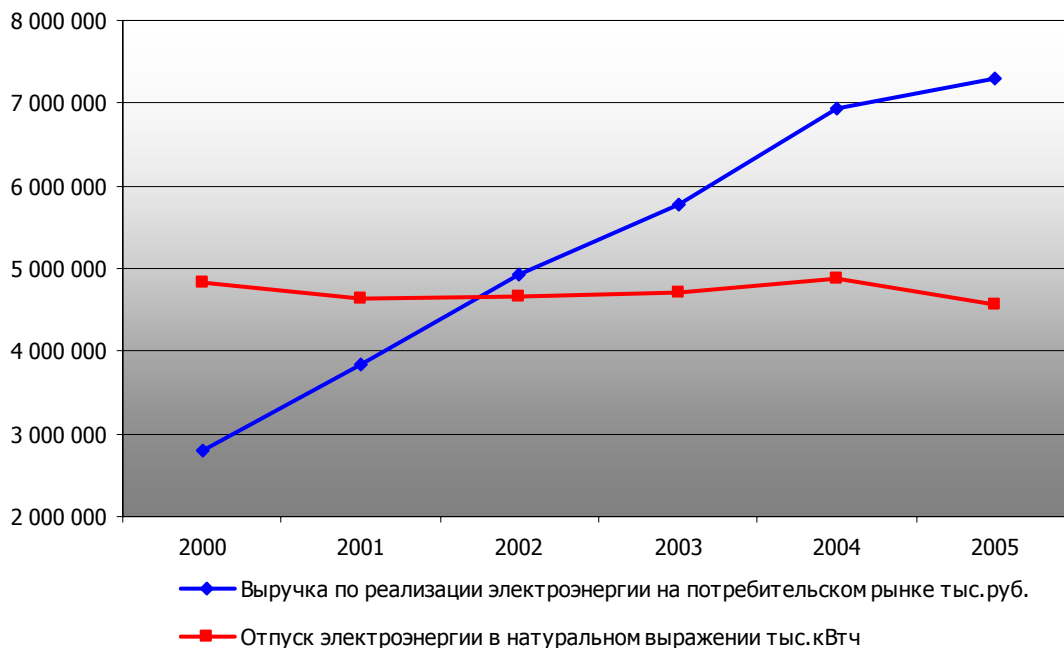


Рис. 35. Соотношение натуральных объемов отпуска электроэнергии и выручки

Не смотря на некоторое сокращение объемов полезного отпуска, абсолютная величина выручки ежегодно возрастала за счет увеличения тарифа.

Тарификация в отрасли

Тарификация услуг в отрасли осуществляется по принципам регулируемого рынка с использованием метода «затраты+». Величина отпускного тарифа зависит от следующих составляющих:

- ожидаемых объемов полезного отпуска электроэнергии и теплоэнергии;
- прогнозируемой стоимости ресурсов;
- полноты включения в тариф производственных и накладных расходов.

По каждому энергетическому району складывался свой тариф, отличающийся от среднего показателя по энергосистеме. По Западному энергетическому району сформировался наиболее высокий отпускной тариф, превышающий средний показатель на 10-12%.

В течение анализируемого периода наблюдался ежегодный прирост отпускного тарифа по всем энергорайонам (см. график ниже).

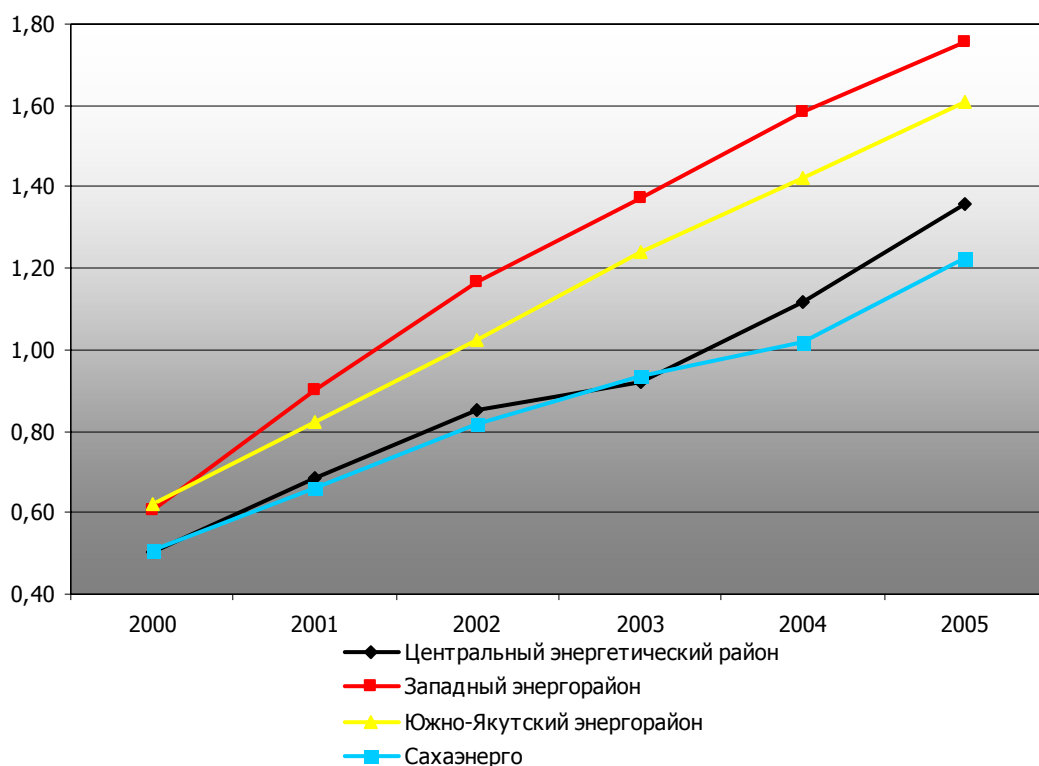


Рис. 36. Рост среднего тарифа по энергетическим районам, руб./кВтч

Темп роста тарифа в 2003-2005 гг. приблизился к динамике инфляции в регионе. Это означает, что при формировании тарифа учитывался инфляционный рост стоимости ресурсов.

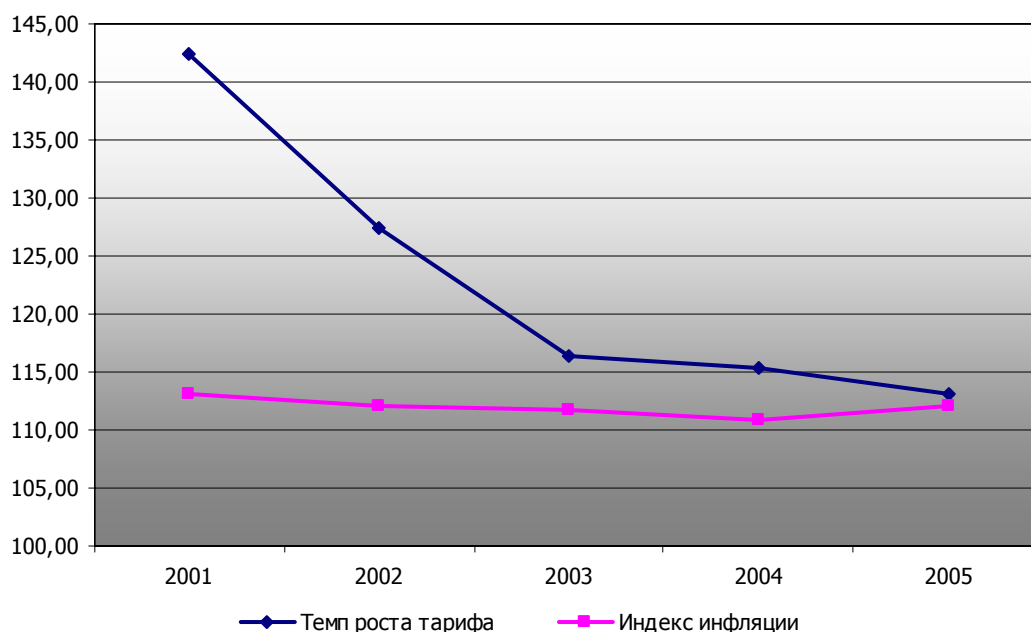


Рис. 37. Темп роста среднего отпускного тарифа на электроэнергию и уровень инфляции

Устанавливались дифференцированные тарифы для различных групп потребителей. Для социально значимых групп потребителей установлены льготные тарифы, не покрывающие производственные затраты. Покрытие убытков, связанных с отпуском энергии по льготным тарифам, осуществлялось за счет установления более высоких ставок для остальных абонентов (в основном, промышленных и коммерческих потребителей).

Группы потребителей электроэнергии

Общество осуществляет поставку электроэнергии на оптовый и потребительский рынок. На долю потребительского рынка приходилось около 80% объем полезного отпуска и около 90% выручки от реализации электроэнергии.

Отпуск электроэнергии на потребительский рынок осуществляется следующим группам абонентов:

- промышленные потребители;
- непромышленные потребители;
- население.

На графике ниже отражена динамика среднего тарифа для указанных групп в сопоставлении с удельным показателем производственной себестоимости (см. график ниже).

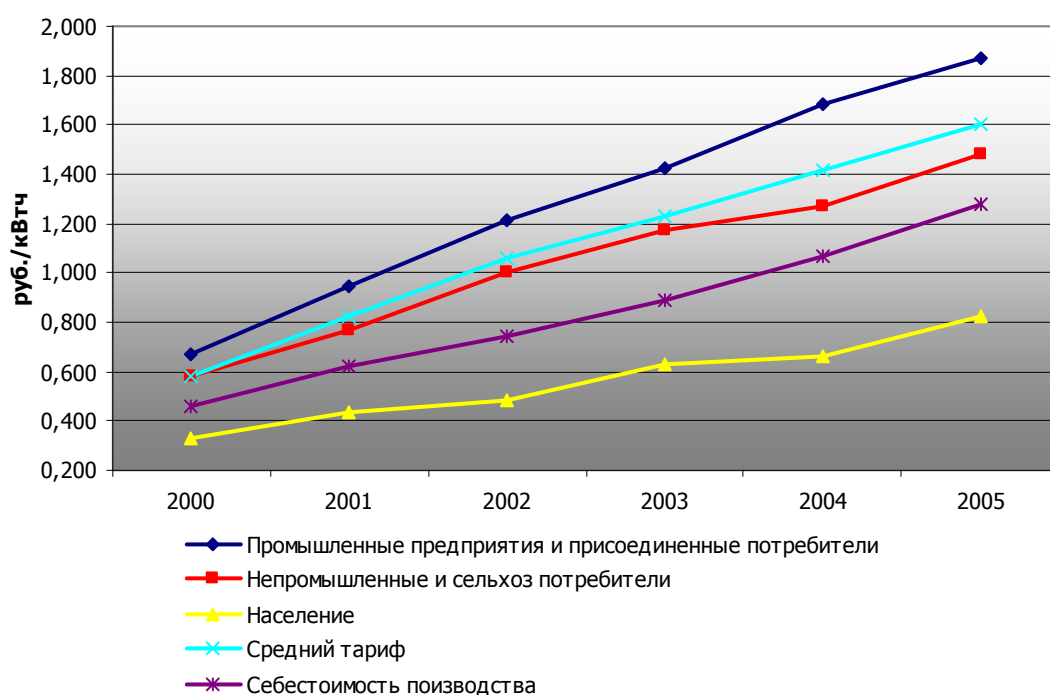


Рис. 38. Тарифы на отпуск электроэнергии для отдельных групп потребителей и себестоимость производства электроэнергии

Далее более подробно рассмотрена информация по энергоснабжению различных групп абонентов.

Промышленные потребители

В таблицах ниже приведена информация о натуральных объемах отпуска электроэнергии, выручке и среднем тарифе для промышленных потребителей по различным энергетическим районам.

Таблица 79. Промышленные потребители

Энергорайоны	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Натуральный объем отпуска электроэнергии							
Промышленные предприятия и присоединенные потребители, всего	тыс. кВтч.	3 072 773	3 056 289	3 091 083	3 063 246	3 078 279	2 798 638

Энергорайоны	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Доля в общем объеме отпуска электроэнергии	%	63,7%	66,0%	66,4%	64,0%	62,9%	61,2%
В том числе, Центральный энергорайон	тыс. кВтч.	258 164	256 350	273 687	249 760	252 545	210 750
Западный энергорайон	тыс. кВтч.	2 109 445	2 132 546	2 155 444	2 114 746	2 171 871	1 919 698
Южно-Якутский энергорайон	тыс. кВтч.	649 163	610 969	613 501	652 146	604 531	616 141
Сахаэнерго	тыс. кВтч.	56 001	56 424	48 451	46 594	49 332	52 049
Сельэнерго	тыс. кВтч.	-	-	-	-	26	-
Абсолютное изменение полезного отпуска за период							
Всего по группе	тыс. кВтч.	-	-16 484	34 794	-27 837	15 033	-279 641
В том числе, Центральный энергорайон	тыс. кВтч.	-	-1 814	17 337	-23 927	2 785	-41 795
Западный энергорайон	тыс. кВтч.	-	23 101	22 898	-40 698	57 125	-252 173
Южно-Якутский энергорайон	тыс. кВтч.	-	-38 194	2 532	38 645	-47 615	11 610
Сахаэнерго	тыс. кВтч.	-	423	-7 973	-1 857	2 738	2 717
Средний сложившийся тариф							
Всего по группе	Руб./кВтч	0,667	0,949	1,212	1,425	1,682	1,869
В том числе, Центральный энергорайон	Руб./кВтч	0,710	0,919	1,133	1,104	1,516	1,956
Западный энергорайон	Руб./кВтч	0,641	0,952	1,231	1,461	1,700	1,876
Южно-Якутский энергорайон	Руб./кВтч	0,729	0,952	1,178	1,428	1,686	1,818
Сахаэнерго	Руб./кВтч	0,740	0,964	1,246	1,476	1,707	1,851

Источник: Данные Общества (форма 46-ЭС).

Более 60% электроэнергии, отпускаемой на потребительский рынок, приходилось на промышленных потребителей. Основная доля промышленных потребителей сосредоточена в Западном энергетическом районе. Сокращение объемов полезного отпуска Западного энергорайона в 2005 году относится именно к данной группе потребителей.

Основной причиной данного процесса явилось введение в строй Светлинской ГЭС АК «АЛРОСА» (1 гидроагрегат пущен в эксплуатацию в декабре 2004 года, второй в декабре 2005 года). Объем выработки ГЭС в 2005 году составил 138 млн. кВтч.

Таким образом, процесс снижения натуральных объемов полезного отпуска указанной группе потребителей будет носить долгосрочный характер.

Так как тариф для промышленных потребителей Западного энергетического района превышал средний показатель для рассматриваемой группы потребителей и являлся одним из самых высоких по всей энергосистеме, сокращение полезного отпуска негативно отразилось на выручке и рентабельности операционной деятельности (см. раздел выше).

Непромышленные потребители

В таблицах ниже приведена информация о натуральных объемах отпуска электроэнергии, выручке и среднем тарифе для непромышленных потребителей по энергетическим районам.

Таблица 80. Непромышленные потребители и сельское хозяйство

Энергорайоны	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Натуральный объем отпуска электроэнергии							
Непромышленные потребители, всего	тыс. кВтч.	713 924	738 733	748 846	800 639	916 428	962 724
Доля в общем объеме отпуска электроэнергии	%	14,8%	15,9%	16,1%	16,7%	18,7%	21,0%
В том числе, Центральный энергорайон	тыс. кВтч.	305 894	345 425	340 004	377 798	394 838	449 070
Западный энергорайон	тыс. кВтч.	144 623	142 524	151 110	155 175	177 691	185 167
Южно-Якутский энергорайон	тыс. кВтч.	132 360	147 559	157 109	168 669	178 380	178 421
Сахаэнерго	тыс. кВтч.	131 047	103 225	100 623	98 997	157 320	150 066
Сельэнерго	тыс. кВтч.	-	-	-	-	8 199	-
Абсолютное изменение за период							
Всего по группе	тыс. кВтч.	-	24 809	10 113	51 793	115 789	46 296
В том числе, Центральный энергорайон	тыс. кВтч.	-	39 531	-5 421	37 794	17 040	54 232
Западный энергорайон	тыс. кВтч.	-	-2 099	8 586	4 065	22 516	7 476
Южно-Якутский энергорайон	тыс. кВтч.	-	15 199	9 550	11 560	9 711	41
Сахаэнерго	тыс. кВтч.	-	-27 822	-2 602	-1 626	58 323	-7 254
Средний сложившийся тариф							
Всего по группе	Руб./кВтч	0,578	0,769	0,999	1,175	1,274	1,478
В том числе, Центральный энергорайон	Руб./кВтч	0,548	0,722	0,946	1,114	1,252	1,456
Западный энергорайон	Руб./кВтч	0,659	0,931	1,208	1,427	1,471	1,639
Южно-Якутский энергорайон	Руб./кВтч	0,574	0,773	0,980	1,146	1,243	1,463
Сахаэнерго	Руб./кВтч	0,559	0,697	0,898	1,067	1,142	1,364

Источник: Данные Общества (форма 46-ЭС).

Абсолютный объем и доля непромышленных потребителей в общем объеме отпуска электроэнергии на потребительский рынок в течение анализируемого периода стабильно увеличивались.

С 2003 года наблюдался устойчивый прирост потребления рассматриваемой группы по всем энергетическим районам, кроме зоны влияния ОАО «Сахаэнерго» (исключение составил 2004 год - прирост объемов полезного отпуска непромышленным потребителям Северного энергетического района (ОАО «Сахаэнерго») в указанный период обусловлен увеличением генерирующих мощностей за счет передачи на баланс ОАО «Сахаэнерго» новых дизельных станций).

Более 60% объемов полезного отпуска по рассматриваемой группе приходилось на бюджетных потребителей. В таблицах ниже приведена информация, характеризующая деятельность Общества по снабжению электроэнергией бюджетных потребителей.

Таблица 81. Бюджетные потребители

Энергетические районы	Ед.изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Натуральный объем отпуска							
Бюджетные потребители, всего	тыс. кВтч	429 196	454 415	506 463	544 060	605 246	597 580
Центральный энергетический район	тыс. кВтч	179 352	200 030	242 381	265 836	271 152	268 346
Западный энергорайон	тыс. кВтч	66 140	68 705	72 314	72 711	78 149	90 007
Южно-Якутский энергорайон	тыс. кВтч	93 699	98 380	106 612	120 661	122 633	121 382

Энергетические районы	Ед.изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Натуральный объем отпуска							
Бюджетные потребители, всего	тыс. кВтч	429 196	454 415	506 463	544 060	605 246	597 580
Сахаэнерго	тыс. кВтч	90 005	87 300	85 156	84 852	133 312	117 845
Доля бюджетных потребителей от общего объема по группе непромышленных потребителей							
Центральный энергетический район	%	58,6%	57,9%	71,3%	70,4%	68,7%	59,8%
Западный энергорайон	%	45,7%	48,2%	47,9%	46,9%	44,0%	48,6%
Южно-Якутский энергорайон	%	70,8%	66,7%	67,9%	71,5%	68,7%	68,0%
Сахаэнерго	%	68,7%	84,6%	84,6%	85,7%	84,7%	78,5%
Доля в общем объеме потребления энергорайона							
Центральный энергетический район	%	18,0%	21,1%	25,5%	26,2%	26,5%	26,6%
Западный энергорайон	%	2,6%	2,8%	2,9%	2,9%	3,0%	3,9%
Южно-Якутский энергорайон	%	9,1%	10,3%	11,3%	12,5%	12,9%	13,2%
Сахаэнерго	%	32,0%	36,6%	37,0%	36,8%	41,3%	38,2%
Выручка							
Бюджетные потребители, всего		236 110	306 735	440 491	554 603	667 348	788 097
Центральный энергетический район	тыс.руб.	107 611	133 868	210 892	270 955	309 888	361 655
Западный энергорайон	тыс.руб.	33 626	46 659	62 812	73 980	87 038	115 912
Южно-Якутский энергорайон	тыс.руб.	48 262	66 896	92 753	123 077	129 766	157 688
Сахаэнерго	тыс.руб.	46 611	59 312	74 035	86 591	140 657	152 842
Средний тариф							
Средний тариф по бюджетным потребителям	Руб./кВтч	0,55	0,68	0,87	1,02	1,10	1,32
Центральный энергетический район	Руб./ кВтч	0,60	0,67	0,87	1,02	1,14	1,35
Западный энергорайон	Руб./ кВтч	0,51	0,68	0,87	1,02	1,11	1,29
Южно-Якутский энергорайон	Руб./ кВтч	0,52	0,68	0,87	1,02	1,06	1,30
Сахаэнерго	Руб./ кВтч	0,52	0,68	0,87	1,02	1,06	1,30

Источник: Данные Общества (расшифровки к форме 46-ЭС).

Наибольший объем бюджетных потребителей сконцентрирован в зоне влияния ОАО «Сахаэнерго», где на бюджетных потребителей приходилось около 40% полезного отпуска данного энергорайона.

Сложилась следующая схема оплаты услуг Общества по отпуску электроэнергии указанной группе потребителей:

- Этап 1 – заключение договоров на поставку электроэнергии бюджетным потребителям на последующий отчетный период.
- Этап 2 – утверждение тарифов на поставку электроэнергии бюджетным потребителям и выделение средств местного и федерального бюджета на энергообеспечение рассматриваемой группы потребителей.
- Этап 3 – осуществление закупки топлива для Общества из средств федерального и местного бюджета.

Отпускной тариф для бюджетных потребителей по энергетическим районам различался незначительно. Величина установленного тарифа была выше средней себестоимости производства электроэнергии (см. график ниже).

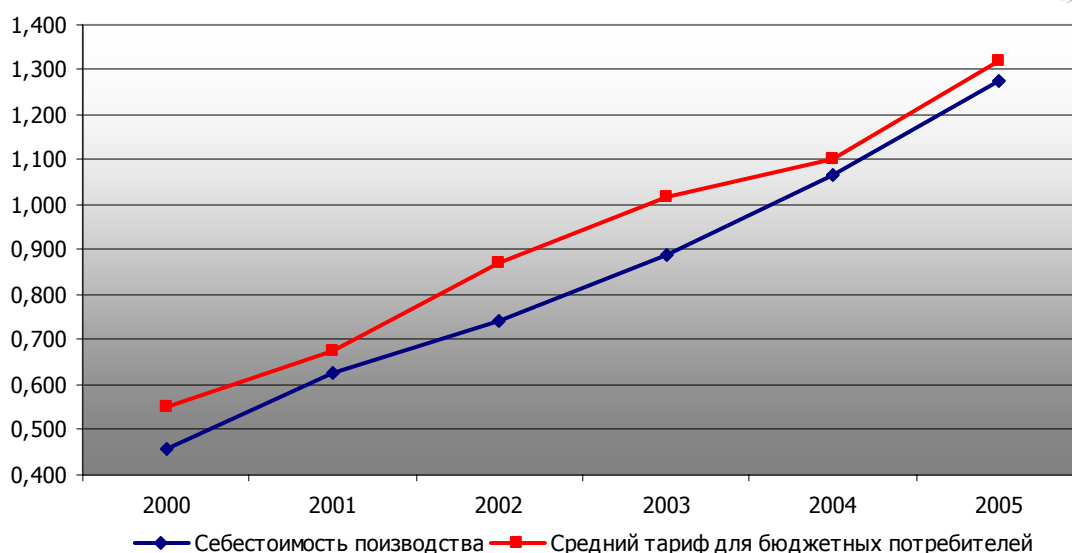


Рис. 39. Сопоставление тарифа для бюджетных потребителей и удельных затрат на производство электроэнергии.

Тем не менее, себестоимость производства электроэнергии ОАО «Сахаэнерго» существенно выше среднего показателя по Обществу в целом, деятельность по отпуску электроэнергии бюджетным потребителям является убыточной. Расходы на топливо, поставляемого Обществом для ОАО «Сахаэнерго», превосходили объем бюджетных средств, выделяемых для энергообеспечения рассматриваемой группы потребителей (см. таблицу ниже).

Таблица 82. Поставки топлива для бюджетных потребителей

Бюджетные потребители	Ед. изм.	2001	2002	2003	2004	2005
Выручка по отпуску электроэнергии бюджетным потребителям	тыс. руб.	46 611	59 312	74 035	86 591	140 657
Объем поставок топлива для ОАО «Сахаэнерго», всего	тыс. руб.	879 783	707 744	605 496	939 907	1 704 107
То же, относящееся к отпуску электроэнергии бюджетным потребителям	тыс. руб.	281 276	259 308	224 143	346 240	703 889
Доля бюджетных средств в объемах поставок топлива, необходимого для производства электроэнергии для бюджетных потребителей	%	16,6%	22,9%	33,0%	25,0%	20,0%

Источник: Данные Общества (бизнес-план ОАО «Сахаэнерго» и Общества, форма 46-ЭС)

Таким образом, не более трети поставок топлива для ОАО «Саханерго» финансировалось за счет бюджетных средств, а деятельность по энергообеспечению бюджетных потребителей северного энергетического района была убыточной и носила явно вырезанный социальный характер.

Население

Общество осуществляло отпуск электроэнергии населению. В таблице ниже приведена информация, характеризующая деятельность по энергообеспечению населения.

Таблица 83. Непромышленные потребители и сельское хозяйство

Энергорайоны	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Натуральный объем отпуска электроэнергии							
Объем отпуска в натуральных единицах, всего	тыс. кВтч.	1 001 480	826 696	784 732	886 543	865 028	812 327
Доля в объеме полезного отпуска на потребительский рынок	%	20,7%	17,8%	16,8%	18,5%	17,7%	17,8%
В том числе, Центральный	тыс. кВтч.	411 981	335475	333875	405 713	370 678	348 652

Энергорайоны	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
энергорайон							
Западный энергорайон	тыс. кВтч.	254 364	218827	210070	232 500	219 487	213 263
Южно-Якутский энергорайон	тыс. кВтч.	241 515	193770	163724	161 341	155 017	143 817
Сахаэнерго	тыс. кВтч.	93 620	78624	77063	86 989	116 095	106 595
Сельэнерго	тыс. кВтч.	-	-	-	-	3 751	-
Абсолютное изменение за период							
Всего по группе	тыс. кВтч.	-	-174 784	-41 964	101 811	-21 515	-52 701
В том числе, Центральный энергорайон	тыс. кВтч.	-	-76 506	-1 600	71 838	-35 035	-22 026
Западный энергорайон	тыс. кВтч.	-	-35 537	-8 757	22 430	-13 013	-6 224
Южно-Якутский энергорайон	тыс. кВтч.	-	-47 745	-30 046	-2 383	-6 324	-11 200
Сахаэнерго	тыс. кВтч.	-	-14 996	-1 561	9 926	29 106	-9 500
Средний сложившийся тариф							
Всего по группе	Руб./ кВтч	0,330	0,438	0,484	0,627	0,664	0,824
В том числе, Центральный энергорайон	Руб./ кВтч	0,342	0,476	0,518	0,657	0,712	0,871
Западный энергорайон	Руб./ кВтч	0,296	0,385	0,447	0,649	0,636	0,789
Южно-Якутский энергорайон	Руб./ кВтч	0,357	0,451	0,490	0,580	0,666	0,838
Сахаэнерго	Руб./ кВтч	0,304	0,393	0,421	0,515	0,563	0,717

Источник: Данные Общества (форма 46-ЭС).

Полезный отпуск населению составлял в среднем 17-18% от общих объемов поставок электроэнергии на потребительский рынок. Тариф на отпуск электроэнергии населению не покрывал производственных затрат (см. график «Тарифы на отпуск электроэнергии для отдельных групп потребителей и себестоимость производства электроэнергии»). Убыток компенсировался за счет перекрестного субсидирования.

Компенсация убытков по отпуску электроэнергии

Как отмечено выше, отпуск электроэнергии социально значимым группам потребителей являлся убыточным для Общества. К указанной категории относились:

- бюджетные потребители северного энергорайона;
- население.

Часть убытков компенсировалась за счет установления более высоких тарифов для других абонентов (в основном, промышленных потребителей).

Другим источником покрытия убытков в связи с недостатком тарифа являлись бюджетные средства в виде субвенций и дотаций, а также возмещение части затрат по кредитам на поставки топлива (см. таблицу ниже).

Таблица 84. Дотации и субвенции, тыс. руб.

Внерезультативная деятельность	2004	2005	2006, План
Дотации и субвенции, всего	751 912	447 202	544 547
В том числе, Дотации по электроэнергии	523 772	337 900	300 000
Доля дотаций и субвенций по электроэнергии в выручке от реализации электроэнергии	7%	4%	3%
Дотации на отпуск теплоэнергии	199 372	166 474	237 727
Доля в выручке по отпуску теплоэнергии	16%	12%	14%
Другие дотации	5 420	9 027	6 820

Внерезультационная деятельность	2004	2005	2006, План
Возврат процентов по топливным кредитам	23 348	30 076	40 000

Источник: Данные Общества (бизнес-план на 2006 г.).

Деятельность по реализации теплоэнергии

Деятельность по отпуску тепла в период 2001-2005 гг. формировало в среднем 11,5% выручки и приносила устойчивые убытки.

В таблице ниже приведена информация о структуре отпуска тепла по энергетическим районам, входящим в состав ОАО АК «Якутскэнерго».

Таблица 85. Отпуск тепла по энергетическим районам

Показатели		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Отпуск тепловой энергии в натуральном выражении							
Всего по ОАО АК «Якутск-энерго»	Гкал	3 989 883	3 534 547	3 671 149	3 688 930	3 865 225	3 493 355
В том числе, Центральный энергорайон	Гкал	2 027 843	1 757 371	1 869 208	1 833 240	1 800 910	1 631 631
Западный энергорайон	Гкал	233 210	181 311	184 283	191 486	207 691	150 862
Южно-Якутский энерго-район	Гкал	1 724 808	1 701 035	1 617 658	1 664 204	1 856 624	1 710 862
Сахаэнерго	Гкал	4 022	-	-	-	-	-
Структура отпуска тепловой энергии							
Центральный энергорайон	%	50,8%	49,7%	50,9%	49,7%	46,6%	46,7%
Западный энергорайон	%	5,8%	5,1%	5,0%	5,2%	5,4%	4,3%
Южно-Якутский энерго-район	%	43,2%	48,1%	44,1%	45,1%	48,0%	49,0%
Сахаэнерго	%	0,1%	-	-	-	-	-
Выручка по реализации тепловой энергии							
Всего по ОАО АК «Якутск-энерго»	тыс.руб.	710 837	610 910	884 001	1 007 940	1 249 290	1 345 610
В том числе, Центральный энергорайон	тыс.руб.	394 470	333 143	485 568	536 913	610 035	667 702
Западный энергорайон	тыс.руб.	53 699	46 194	92 038	87 721	100 888	86 107
Южно-Якутский энерго-район	тыс.руб.	261 948	247 936	306 396	383 306	538 367	591 801
Сахаэнерго	тыс.руб.	721	-	-	-	-	-
Структура выручки							
Центральный энергорайон	%	55,5%	54,5%	54,9%	53,3%	48,8%	49,6%
Западный энергорайон	%	7,6%	7,6%	10,4%	8,7%	8,1%	6,4%
Южно-Якутский энерго-район	%	36,9%	40,6%	34,7%	38,0%	43,1%	44,0%
Сахаэнерго	%	0,1%	-	-	-	-	-
Тариф							
Центральный энергорайон	руб/гкал	195	190	260	293	339	409
Западный энергорайон	руб/гкал	230	255	499	458	486	571
Южно-Якутский энерго-район	руб/гкал	152	146	189	230	290	346
Сахаэнерго	руб/гкал	179					
Средний тариф	руб/гкал	178,16	172,84	240,80	273,23	323,21	385,19
Темп роста тарифа	руб/гкал	-	97,01	139,32	113,47	118,29	119,18
Индекс инфляции	руб/	-	106,1	99,4	108,2	112,3	110,3

Показатели		2000	2001	2002	2003	2004	2005
	гкал						
себестоимость произ-водства	руб/ гкал	192,08	260,43	308,92	382,19	447,84	520,78

Источник: данные формы 46-ЭС

Основной объем тепловой энергии отпускается в центральном и западном энергетических районах. По всем энергетическим районам, установленный тариф на отпуск тепла не покрывал затрат на его производство (см. график ниже).

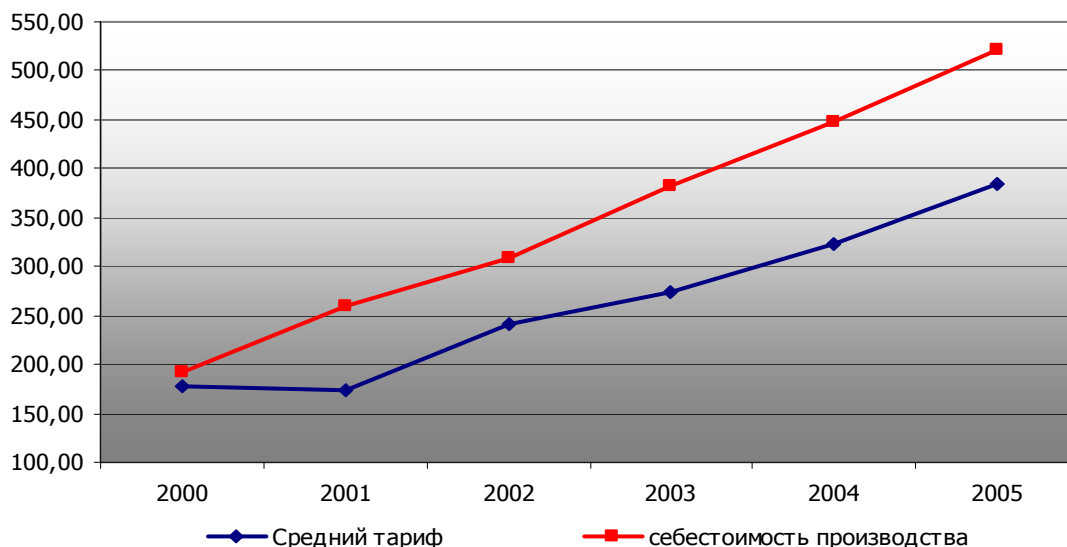


Рис. 40. Тариф на отпуск тепла и себестоимость производства

Убытки по отпуску тепла покрывались за счет перекрестного субсидирования, а также субвенций и дотаций на недостаток тарифа, выплачиваемых из бюджета.

Как видно из графика, динамика тарифа сопоставима с темпами роста удельных производственных затрат.

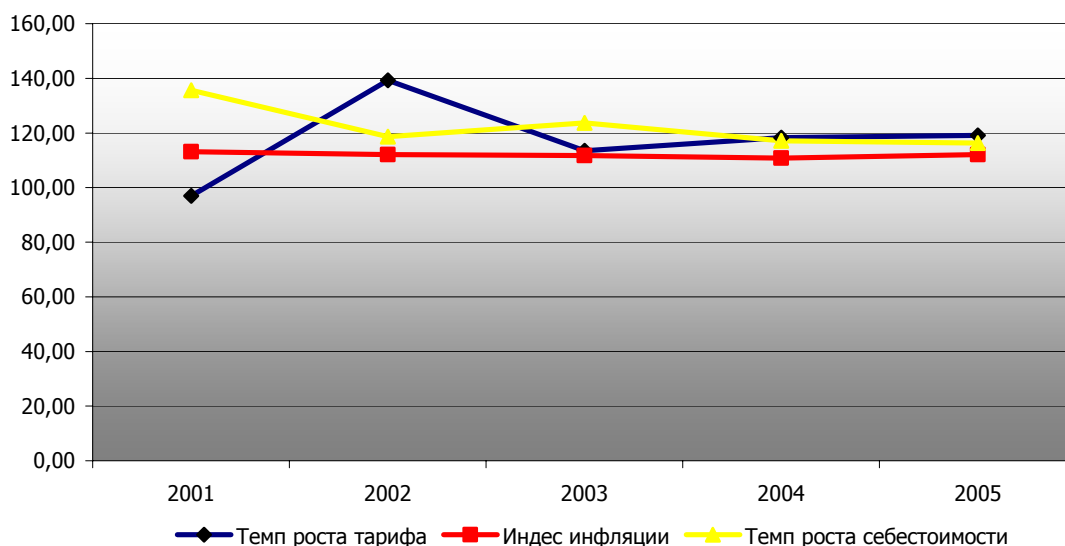


Рис. 41. Сопоставление темпа роста тарифа с темпом роста удельных производственных затрат

В период 2003-2005 гг. темп роста тарифа и себестоимости теплоэнергии был сопоставим с уровнем инфляции. В таблице ниже представлены сводные показатели деятельности по отпуску тепла различным группам потребителей.

Таблица 86. Группы потребителей

Группы потребителей	Ед.изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Отпуск тепла							
Поставка теплоэнергии, всего	тыс. Гкал	3 990	3 535	3 672	3 689	3 865	3 493
Промышленность	тыс.Гкал	777	615	815	805	809	Соответствующие расшифровки не найдены
Другие отрасли экономики	тыс.Гкал	1 163	1 029	956	876	925	
ЖКХ	тыс.Гкал	1 964	1 800	1 791	1 897	1 995	1 710
Население	тыс.Гкал	86	91	110	111	137	-/-
Выручка							
Выручка по отпуску теплоэнергии, всего	тыс.руб	708 870	610 910	884 001	1 007 940	1 249 300	1 343 943
Промышленность	тыс.руб	165 498	143 242	277 248	256 261	303 094	-/-
Другие отрасли экономики	тыс.руб	216 182	212 838	271 526	287 149	373 210	
ЖКХ	тыс.руб	318 843	246 068	320 668	446 098	544 123	568 805
Население	тыс.руб	8 347	8 762	14 558	18 433	28 864	-/-
Средний тариф							
Средний сложившийся тариф, всего	руб/ Гкал	178	173	241	273	323	385
Промышленность	руб/Гкал	213	233	340	318	375	-/-
Другие отрасли экономики	руб/Гкал	186	207	284	328	404	
ЖКХ	руб/Гкал	162	137	179	235	273	333
Население	руб/Гкал	97	96	132	166	211	-/-

Источник: Данные Общества (бизнес-план)

Основной группой потребителей теплоэнергии являются жилищно-коммунальные хозяйства. Тариф ни одной из групп потребителей не покрывает затрат на ее производство. Как было указано выше, убытки данной сферы деятельности закладываются в тариф на отпуск электроэнергии, а также частично компенсируется из бюджетных средств в виде дотаций и субвенций.

Вывод

1. Основным источником прибыли для Общества в течение анализируемого периода являлась деятельность по реализации электроэнергии.
2. Тарификация услуг по отпуску энергии в регионе осуществляется по принципам регулируемого рынка. Величина тарифа устанавливается исходя из планируемой величины производственных и непроизводственных затрат.
3. Дифференциация тарифов для разных групп потребителей обусловлена социальными причинами. Таким образом, происходит перераспределение тарифа (перекрестное субсидирование) между различными группами - промышленные потребители покрывают часть затрат, относящихся к энергоснабжению населения и других льготных групп потребителей.

4. Социальная направленность формирования тарифа для отдельных групп потребителей (население, социальная сфера) обуславливала возникновение убытков по профильной деятельности и зависимость финансового результата деятельности Общества от бюджетной поддержки.
5. Сокращение объемов отпуска электроэнергии в 2005 году обусловлено переходом одного из крупных промышленных потребителей Западного энергетического района (АК «Алроса») на потребление электроэнергии собственных электростанций. Результатом явилось сокращение объемов выручки, а также рентабельности операционной деятельности, что снизило возможности Общества компенсировать убытки по отпуску тепла за счет использования механизма перекрестного субсидирования.
6. Более 18% потребителей осуществляло оплату услуг электроснабжения по льготному тарифу. Льготы предоставлялись социально значимым группам потребителей (жилищно-коммунальным хозяйствам, населению). Поставка электроэнергии бюджетным потребителям северного энергетического района также является убыточной для Общества.
7. Источниками компенсации недостатка тарифа являлось перекрестное субсидирование, а также бюджетная поддержка, предоставляемая в форме дотаций, субвенций, а также возврата части затрат по выплате процентов за кредиты для финансирования поставок топлива.
8. Динамика роста тарифа на отпуск электроэнергии и теплоэнергии в 2003-2005 гг. оставалась весьма близкой к темпам роста производственной себестоимости. Это происходило вследствие того, что ценообразование в отрасли осуществляется на затратной основе – средний тариф для энергосистемы устанавливается исходя из удельных затрат на производство по всему предприятию.

Себестоимость профильной продукции

В таблице ниже приведена информация о себестоимости профильной, сопутствующей и непрофильной продукции, производимой Обществом в рамках операционной деятельности.

Таблица 87. Расшифровка себестоимости профильной деятельности, тыс. руб.

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Себестоимость всего (включая коммерческие и управленческие расходы)	3 686 128	5 817 474	6 768 616	7 806 978	9 840 567	11 197 383
В том числе, Сырье и материалы	216 259	1 149 873	335 630	338 325	498 095	571 196
Покупные комплектующие изделия	24 459	265	-	-	-	-
Плата за использование природного сырья	-	-	-	36 729	-	-
Работы и услуги производственного характера	463 587	430 130	480 010	717 205	750 922	691 587
Топливо	1 294 320	1 076 329	1 992 254	2 215 086	2 744 127	3 630 947
Энергия	57 031	1 256 427	1 600 913	1 721 295	2 578 762	2 634 153
Вода на технологические цели	-	-	-	28 803	32 724	12 179
Затраты на оплату труда	815 391	810 825	1 039 951	1 250 633	1 460 631	1 648 194
Единый социальный налог	302 344	261 772	317 160	353 282	389 042	371 034
Амортизация основных средств	222 367	318 632	515 262	635 148	678 730	884 748
Прочие затраты	290 370	513 221	487 436	510 472	707 534	753 346
Структура себестоимости						
Сырье и материалы	5,9%	19,8%	5,0%	4,3%	5,1%	5,1%

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Покупные комплектующие изделия	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Плата за использование природного сырья	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,0%	0,0%
Работы и услуги производственного характера	12,6%	7,4%	7,1%	9,2%	7,6%	6,2%
Топливо	35,1%	18,5%	29,4%	28,4%	27,9%	32,4%
Покупная энергия	1,5%	21,6%	23,7%	22,0%	26,2%	23,5%
Вода на технологические цели	-	-	-	0,4%	0,3%	0,1%
Затраты на оплату труда	22,1%	13,9%	15,4%	16,0%	14,8%	14,7%
Единый социальный налог	8,2%	4,5%	4,7%	4,5%	4,0%	3,3%
Амортизация основных средств	6,0%	5,5%	7,6%	8,1%	6,9%	7,9%
Прочие затраты	7,9%	8,8%	7,2%	6,5%	7,2%	6,7%

Источник: Данные Общества (расшифровка себестоимости).

Основными элементами себестоимости в течение анализируемого периода являлись:

- Затраты на топливо.
- Покупная энергия.
- Затраты на оплату труда.

Кроме того, существенными элементами производственной себестоимости являлись также следующие виды издержек:

- Амортизационные отчисления.
- Работы и услуги производственного характера.
- Сырье и материалы.
- Прочие затраты.

В 2001 году произошло изменение структуры себестоимости и существенное изменение абсолютной величины некоторых статей:

- В 2001 г произошло существенное увеличение затрат, учтенных в статье «Сырье и материалы», с одновременным снижением расходов на топливо.
- Наблюдался значительный прирост издержек на покупку энергии со стороны.

Указанные процессы обусловлены выделением нового юридического лица – ОАО «Сахаэнерго» - из состава Общества. В результате порядок ведения взаиморасчетов между указанными структурными подразделениями энергосистемы изменился. Затраты на топливо, поставляемого для ОАО «Сахаэнерго», были отражены Обществом в составе статьи «Сырье и материалы». В последующие периоды указанные затраты учитывались в статье «Топливо».

Общество также приступило к закупке и передаче электроэнергии, производимой ОАО «Сахаэнерго», что привело к значительному увеличению затрат на приобретение энергии.

Далее более детально будут рассмотрены основные элементы затрат, входящие в состав производственной себестоимости.

В таблице ниже приведены удельные показатели расхода различных ресурсов на единицу выручки.

Таблица 88. Анализ удельных затрат на единицу выручки, руб.

Показатели	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Затраты на 1 руб. выручки	0,914	0,965	0,909	0,925	0,939	0,967
В том числе, Сырье и материалы	0,054	0,191	0,045	0,040	0,048	0,049
Работы и услуги производственного характера	0,115	0,071	0,064	0,085	0,072	0,060
Топливо	0,321	0,179	0,268	0,263	0,262	0,313
Покупная энергия	0,014	0,208	0,215	0,204	0,246	0,227
Вода на технологические цели	0,000	0,000	0,000	0,003	0,003	0,001
Затраты на оплату труда	0,202	0,135	0,140	0,148	0,139	0,142
Единый социальный налог	0,075	0,043	0,043	0,042	0,037	0,032
Амортизация основных средств	0,055	0,053	0,069	0,075	0,065	0,076
Прочие затраты	0,072	0,085	0,065	0,061	0,068	0,065
Абсолютное изменение удельных затрат за период, руб.						
Сырье и материалы	-	0,137	-0,146	-0,005	0,007	0,002
Работы и услуги производственного характера	-	-0,044	-0,007	0,021	-0,013	-0,012
Топливо	-	-0,142	0,089	-0,005	-0,001	0,052
Покупная энергия	-	0,194	0,007	-0,011	0,042	-0,019
Вода на технологические цели	-	0,000	0,000	0,003	0,000	-0,002
Затраты на оплату труда	-	-0,068	0,005	0,009	-0,009	0,003
Единый социальный налог	-	-0,032	-0,001	-0,001	-0,005	-0,005
Амортизация основных средств	-	-0,002	0,016	0,006	-0,011	0,012
Прочие затраты	-	0,013	-0,020	-0,005	0,007	-0,002

Источник: *Расшифровки себестоимости. Расчеты оценщиков.*

Из приведенных данных видно, что в 2005 году произошел прирост затрат на единицу выручки. При этом основной причиной указанного прироста является рост удельных затрат на топливо.

Топливо

Расходы на топливо занимали в среднем 30% себестоимости продукции. Как было отмечено ранее, именно расходы на топливо явились основной причиной повышения затрат на единицу выручки.

Таблица 89. Анализ затрат на топливо

Показатели	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Затраты на топливо в составе себестоимости (эл-во+тепло)	тыс.руб.	1 290 954	1 069 363	1 248 955	1 538 019	1 867 586	2 001 582
Доля от общих расходов на топливо в составе производственной себестоимости	%	99,7%	99,4%	62,7%	69,4%	68,1%	55,1%
Расход топлива							
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС	тыс.тут.	1 448	1 484	1 532	1 527	1 561	1 376
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС	г/кВтч.	374	369	377	372	371	365
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	тыс.тут.	831	812	759	753	786	756
Удельный расход топлива	кг/Гкал	166	166	165	163	164	162

Показатели	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
на отпуск тепловой энергии							
Итого расход условного топлива на профильное производство	тыс.тут.	2 278	2 296	2 291	2 280	2 347	2 131
Средняя стоимость единицы условного топлива							
Средняя стоимость условной топливной единицы в составе себестоимости	руб./тут	567	466	545	675	796	939
Темп роста средней стоимости условной топливной единицы	-		82,2	117,1	123,7	117,9	118,0
Индекс инфляции	-		106,1	99,4	108,2	112,3	110,3

Источник: Бизнес-планы Общества. Расчеты оценщиков.

Как следует из приведенных в таблице данных, натуральный расход топлива на производство тепла и электроэнергии имел тенденцию к некоторому снижению, что связано с постепенным переходом на энергосберегающие технологии. Таким образом, повышение топливной составляющей в структуре затрат обусловлено только ростом себестоимости условной топливной единицы. Темпы роста рассматриваемого показателя в течение 2002-2005 гг. составляли в среднем 19% в год и опережали общий уровень инфляции.

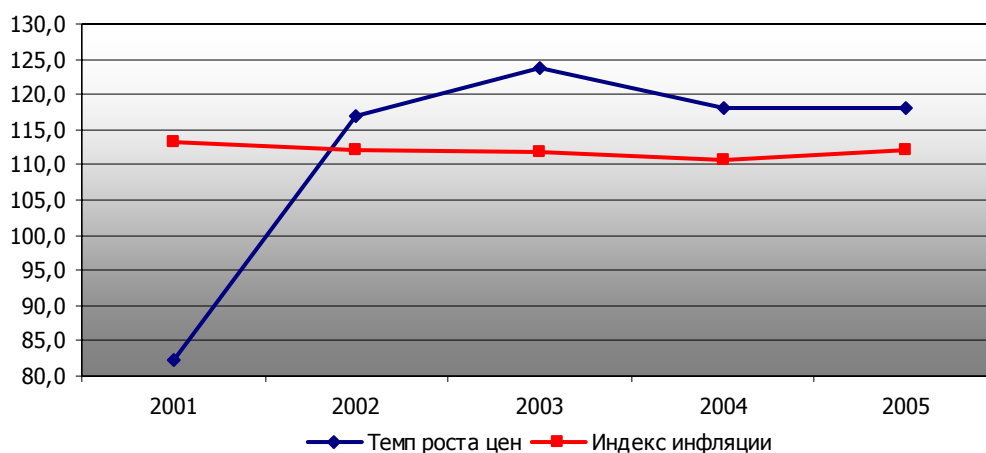


Рис. 42. Сопоставление темпов роста цен на топливо и уровня инфляции

Средняя стоимость условной топливной единицы в составе себестоимости, включает транспортную составляющую.

В таблице ниже приведена информация о структуре используемого в производстве топлива.

Таблица 90. Виды топлива, используемого в производстве

Показатели		2001	2002	2003	2004
Расход топлива по видам					
Уголь	тыс.куб.м	1498,4	1570,7	1558,4	1606,9
Газ	тыс.куб.м	797,3	771	778,9	813,47
Мазут	тыс.куб.м	4,8	3,2	3,72	4,466
Прочее технологическое топливо (дизельное)	тыс.куб.м	23,8	5,6	6,2	13,4
Структура, используемого в производстве топлива					
Уголь	%	64,5%	66,8%	66,4%	65,9%
Газ	%	34,3%	32,8%	33,2%	33,4%
Мазут	%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%

Показатели		2001	2002	2003	2004
Прочее технологическое топливо (дизельное)	%	1,0%	0,2%	0,3%	0,5%

Источник: Данные Общества.

Структура используемого в производстве топлива, в течение анализируемого периода оставалась относительно постоянной, что указывает на стабильность технологических процессов.

Исходя из анализа удельного расхода топлива и структуры топлива, используемого в производстве, можно сделать вывод о том, что изменение доли топливной составляющей в составе себестоимости в течение анализируемого периода происходило исключительно за счет роста рыночных цен на данный ресурс.

В таблице ниже приведены данные о рыночных ценах на различные виды топлива, используемого в производстве без учета затрат на транспортировку.

Таблица 91. Цена на различные виды топлива, используемого в производстве

Цены на топливо (включая НДС)	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Уголь	руб/тут	310	375	462	645	768	999
Газ	руб/тут	421	681	750	867	911	1 000
Мазут	руб/тут	2 648	2 800	3 845	3 460	3 490	4 713
Прочее (дизельное топливо)	руб/тут	6 232	7 288	7 823	8 793	9 606	12 036
То же, Средняя стоимость условной топливной единицы, используемой в производстве, с учетом сложившейся структуры потребления (без НДС)	руб/тут	344	463	482	621	724	889

Источник: Данные Общества.

Наиболее дорогостоящим видом энергоносителей является дизельное топливо. Собственное потребление дизельного топлива ОАО АК «Якутскэнерго» составляет 6-8% от общих затрат на топливо (см. раздел «Анализ запасов сырья и материалов»). Основной объем дизельного топлива Общество закупает для поставки ОАО «Сахаэнерго».

ОАО «Сахаэнерго»

Как было отмечено ранее, затраты Общества на покупку электроэнергии существенно возросли в 2001 году, что обусловлено выделением энергосистемы ОАО «Сахаэнерго» из состава структурных подразделений общества в самостоятельное юридическое лицо.

Основные производственные показатели

ОАО «Сахаэнерго» осуществляет производство и поставку электроэнергии на небольших дизельных электростанциях северного энергетического района, обеспечивающих локальных потребителей.

Таблица 92. Объемы отпуска электроэнергии и тепла ОАО «Сахаэнерго»

Показатели	Ед.изм.	2001	2002	2003	2004	2005
Доля Сахаэнерго в объеме отпуска электроэнергии «Якутскэнерго»	%	5,42%	5,20%	5,15%	7,08%	7,27%
Отпуск электроэнергии	млн. кВтч	261	266	270	395	391
Продажа электроэнергии	млн. кВтч	231	230	230	323	309
Абсолютное изменение натурального отпуска	млн. кВтч		-1	0	92	-14
Доля Сахаэнерго в объеме отпуска теплоэнергии ОАО АК «Якутскэнерго»	%	0,03%	0,04%	0,04%	0,05%	0,27%
Отпуск теплоэнергии с коллекторов	тыс.Гкал.	7,2	7,8	8,5	8,7	28,2
Полезный отпуск теплоэнергии	тыс.Гкал.	1,2	1,4	1,6	1,8	9,3

Источник: Данные Общества (форма 46-ЭС ОАО «Сахаэнерго»).

Как видно из представленных данных, доля выработки ОАО «Сахаэнерго» в течение ретроспективного периода составляла не более 8% от общего объема производства Общества. Рост абсолютного значения объемов выработки в 2004 году обусловлен передачей дополнительных объектов на баланс ОАО «Сахаэнерго».

Весь объем полезного отпуска электроэнергии ОАО «Сахаэнерго» приобретает Обществом по утверждаемому ежеквартально тарифу. (см. таблицу ниже).

Таблица 93. Покупная электроэнергия, тыс. руб.

Показатели	2001	2002	2003	2004	2005
Выручка по отпуску электроэнергии ОАО "Сахаэнерго"	1 440 884	1 657 840	2 526 019	2 621 523	3 243 254
В том числе, по поставкам энергосбытовыми организациям	1 440 884	1 657 840	2 500 275	2 586 791	3 195 828
Покупная энергия в составе себестоимости ОАО АК "Якутскэнерго"	1 440 885	1 654 657	2 500 275	2 586 790	3 195 828

Источник: Данные Общества (Бизнес-план Общества на 2001-2006 гг.).

Тариф рассчитывается исходя из себестоимости производства электроэнергии дизельными электростанциями ОАО «Сахаэнерго».

Себестоимость производства электроэнергии

Себестоимость производства электроэнергии дизельными станциями ОАО «Сахаэнерго» существенно превышает средний показатель затрат на производство электро- и теплоэнергии, сформировавшийся в регионе.

Таблица 94. Удельные затраты на выработку электро и теплоэнергии

Показатели	Ед.изм.	2001	2002	2003	2004	2005
Показатели ОАО «Сахаэнерго»						
Удельные затраты на производство электроэнергии	руб/кВтч	6,2	6,8	7,4	9,2	10,5
Удельные затраты на производство тепла	руб/Гкал	5770	6603	7161	2099	1345
Показатели по ОАО АК «Якутскэнерго»						
Удельные затраты на производство электроэнергии	руб/кВтч	0,46	0,63	0,74	0,89	1,07
Удельные затраты на производство тепла	руб/Гкал	192	260	309	382	448
Средний отпускной тариф для потребителей северного энергорайона						
Электроэнергия	руб/кВтч	0,66	0,82	0,94	1,02	1,22

Источник: Данные Общества. Расчет оценщиков.

Наибольшим элементом себестоимости электроэнергии ОАО «Сахаэнерго» являются затраты на топливо. В 2004 и 2005 гг. их доля составляла в среднем 55% производственной себестоимости. Основным энергоносителем, используемым в производственном процессе, является дизельное топливо.

Таблица 95. Производственно-экономические показатели потребления топлива

Показатели	Ед. изм.	2004	2005	2006, План
Общий расход условного топлива	тут.	166 985	159 425	150 944
Цена условного топлива	руб./тут.	8 569	10 231	12 733
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.ут./кВтч.	410	417	404
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	кг.ут./Гкал..	213	198	189
Аналогичные показатели по Якутскэнерго				

Показатели	Ед. изм.	2004	2005	2006, План
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.ут./кВтч.	371	365	367
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	кг.ут./Гкал..	164	162	163
Средневзвешенная цена условного топлива на отпуск электроэнергии	руб./тут.	8 476	10 091	12 567
Средневзвешенная цена условного топлива на отпуск теплоэнергии	руб./тут.	7 476	6 502	1 586

Источник: Данные Общества (бизнес-план).

Поставку топлива до нефтебазы г.Якутска для ОАО «Сахаэнерго» осуществляет ОАО АК «Якутскэнерго». В отпускную цену топлива для ОАО «Сахаэнерго» включаются затраты на закупку, транспортировку топлива до нефтебазы г.Якутск, выплату процентов за кредитные ресурсы, привлекаемые для финансирования поставок.

Таким образом, высокая себестоимость произведенной электроэнергии обусловлена следующими причинами:

1. В производственном процессе используется наиболее дорогой вид энергоносителей – дизельное топливо.
2. Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии дизельными станциями ОАО «Сахаэнерго» выше, чем аналогичный показатель по электростанциям, входящим в состав ОАО АК «Якутскэнерго» (см. таблицу выше).
3. Себестоимость топлива для ОАО «Сахаэнерго» возрастает за счет высоких издержек по доставке к местам потребления (локальным дизельным электростанциям), а также дополнительных затрат по привлечению заемного финансирования.

Взаимодействие с ОАО АК «Якутскэнерго»

В составе запасов на балансе Общества указанные виды топлива хранятся в течение периода оформления документации для передачи ОАО «Сахаэнерго».

Установился следующий порядок взаиморасчетов между Обществом и ОАО «Сахаэнерго»:

1. Средством оплаты услуг Общества по поставке топлива является электроэнергия, вырабатываемая ОАО «Сахаэнерго». Общество осуществляет закупку электроэнергии по производственной себестоимости, включающей затраты на топливо, труд, издержки по передаче, а также потери энергии. Затраты на топливо в структуре себестоимости электроэнергии ОАО «Сахаэнерго» складываются из отпускной цены Общества на поставляемое топливо, затрат на доставку до станций и хранение.
2. Основная часть затрат Общества по оплате покупаемой у ОАО «Сахаэнерго» электроэнергии осуществляется путем поставок топлива. Другим средством оплаты за приобретаемую энергию являются агентские договора на передачу прав ОАО «Сахаэнерго» по сбору оплаты с потребителей услуг, расположенных в зоне влияния ОАО «Сахаэнерго». Оставшаяся часть оплаты осуществляется Обществом в денежной форме.
3. В свою очередь Общество осуществляет поставку электроэнергии населению отдаленных районов по льготному тарифу. Недостаток тарифа компенсируется за счет перекрестного субсидирования, а также дотаций местного бюджета и субвенций, предоставляемых федеральным бюджетом

В связи с существующей системой взаиморасчетов, на балансе ОАО «Сахаэнерго» формируется остаток кредиторской задолженности перед поставщиками топлива (т.е. перед ОАО АК «Якутскэнерго»).

Таблица 96. Оборачиваемость кредиторской задолженности на топливо Сахаэнерго

Показатели	2004	2005	2006, План
Кредиторская задолженность ОАО "Сахаэнерго" за поставляемое топливо, на конец года, тыс. руб.	773 238	923 386	1 524 819
Период погашения задолженности по топливу, дней	210	213	293

Источник: Бизнес-план ОАО «Сахаэнерго». Расчеты оценщиков.

В свою очередь, на балансе Общества возникают следующие статьи, связанные с ведением описанных выше операций:

- Возникает дебиторская задолженность ОАО «Сахаэнерго» за поставляемое топливо (на балансе отражается, в основном, по строке «Другие дебиторы», что замедляет общий показатель оборачиваемости (см. раздел «Краткосрочная дебиторская задолженность»).
- деятельность по поставке топлива ОАО «Сахаэнерго» приводит к временному увеличению объема остатков топлива на балансе Общества.
- в составе производственной себестоимости Общества формируется строка «Затраты на покупную энергию».
- для финансирования поставок топлива Общество привлекает краткосрочные и долгосрочные заемные средства, что увеличивает долю заемных средств и структуре источников капитала Общества.
- затраты на покупку электроэнергии включаются в состав себестоимости Общества и учитываются при установлении тарифа.
- существующая система взаиморасчетов снижает эффективность операционной деятельности и использования оборотных средств.

Имущество ОАО «Сахаэнерго»

Значительная часть доля имущества ОАО «Сахаэнерго» арендуется у ОАО АК «Якутскэнерго».

Таблица 97. Имущество ОАО «Сахаэнерго»

Показатели	Ед. изм.	2003	2004	2005
Стоимость основных средств ОАО «Сахаэнерго»	тыс.руб.	41 010	233 280	412 437
Вложения во внеоборотные активы	тыс.руб.	49 810	107 056	123 392
Стоимость арендованного имущества	тыс.руб.	768 833	856 104	907 706
Доля собственного имущества в общей стоимости внеоборотных активов (основные средства, незавершенное строительство, арендованное имущество)	%	10,6%	28,4%	37,1%
Расходы по аренде	тыс.руб.	Нет данных	72 171	59 446
Доля расходов по аренде в стоимости арендованных ОС	тыс.руб.	-	8,4%	6,5%

Источник: Бизнес-план ОАО «Сахаэнерго». Расчеты оценщиков.

В течение анализируемого периода наблюдался прирост балансовой стоимости внеоборотных активов и увеличение доли собственного имущества. Затраты по арендной плате ОАО «Сахаэнерго» закладываются в расчет себестоимости производимой электроэнергии.

Выводы:

1. Все сферы финансово-хозяйственной деятельности ОАО «Сахаэнерго» тесно взаимосвязаны с функционированием ОАО АК «Якутскэнерго».

2. Деятельность ОАО «Сахаэнерго» экономически нецелесообразна. Тем не менее, осуществление указанной деятельности необходимо с социальной точки зрения и будет осуществляться в прогнозном периоде.
3. Убыточность деятельности обусловлена региональными особенностями. Существенное снижение затратности производства может произойти только в результате изменения технологии производства. В течение прогнозного периода указанный вариант развития не возможен. Технически возможно лишь незначительное постепенное снижение удельных затрат.
4. Стоимость покупной электроэнергии для Общества в дальнейшем будет тесно связана с динамикой цен на топливо и объемом выработки электроэнергии ОАО «Сахаэнерго», что учтено в расчетных моделях доходного подхода.
5. Убытки по деятельности покрываются за счет перекрестного субсидирования между энергорайонами в рамках деятельности ОАО АК «Якутскэнерго».

Заработная плата

Затраты на оплату труда в течение анализируемого периода занимали в среднем около 15% от общей производственной себестоимости.

В таблице ниже представлена информация о структуре затрат на оплату труда в течение анализируемого периода.

Таблица 98. Персонал и заработная плата

Показатели	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Затраты на оплату труда							
ФОТ, ППП (с учетом подразделений)	тыс.руб.	794 148	827 752	981 907	1 185 785	1 467 222	1 628 133
ФОТ, непромышленного персонала	тыс.руб.	29 135	26 242	26 415	24 111	27 946	33 401
ФОТ персонала несписочного состава	тыс.руб.	7 786	11 118	4 757	12 957	15 062	37 300
Дополнительные выплаты и выплаты социального характера	тыс.руб.	99 375	74 425	93 481	92 122	95 284	87 252
Структура							
ФОТ, ППП	%	85,4%	88,1%	88,7%	90,2%	91,4%	91,2%
ФОТ, непромышленного персонала	%	3,1%	2,8%	2,4%	1,8%	1,7%	1,9%
ФОТ персонала несписочного характера	%	0,8%	1,2%	0,4%	1,0%	0,9%	2,1%
Дополнительные выплаты	%	10,7%	7,9%	8,4%	7,0%	5,9%	4,9%
Численность персонала							
Среднесписочная численность, всего	чел.	10 788	8 414	8 180	7 862	8 091	7 770
в том числе, производственно-промышленный персонал	чел.	10 053	7 873	7 705	7 489	7 752	7 435
непромышленный персонал	чел.	735	541	475	373	339	335
Средняя величина оплаты труда							
ППП	Руб./чел./мес.	6 583	8 762	10 620	13 195	15 773	18 249
Непромышленного персонала	Руб./чел./мес.	3 303	4 042	4 634	5 387	6 870	8 309
Дополнительные выплаты на одного работника	Руб./чел./мес.	768	737	952	976	981	936

Показатели	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Темпы роста средней оплаты труда							
Темп роста заработной платы	-	-	129,5	121,1	123,6	118,6	115,8
Инфляция	-	-	113,1	112,1	111,8	110,8	112,1
Зарплата, учтенная в составе себестоимости							
Затраты труда в составе себестоимости	тыс.руб.	815 391	810 825	1 039 951	1 250 633	1 460 631	1 648 194
Доля от объема средств на оплату труда	%	88%	86%	94%	95%	91%	92%

Источник: Данные Общества (бизнес-план Общества на (2000-2006 гг.).

В течение ретроспективного периода происходило сокращение численности всех категорий работников. Это связано с проведением реформирования, в ходе которого выделялись самостоятельные хозяйствующие субъекты.

В течение анализируемого периода наблюдался рост средней величины заработной платы, опережающий уровень инфляции. Опережающий рост заработной платы на начальных этапах прогнозного периода обусловлен доведением средней заработной платы до уровня прожиточного минимума. В конце анализируемого периода темп роста заработной платы приблизился к темпам инфляции.

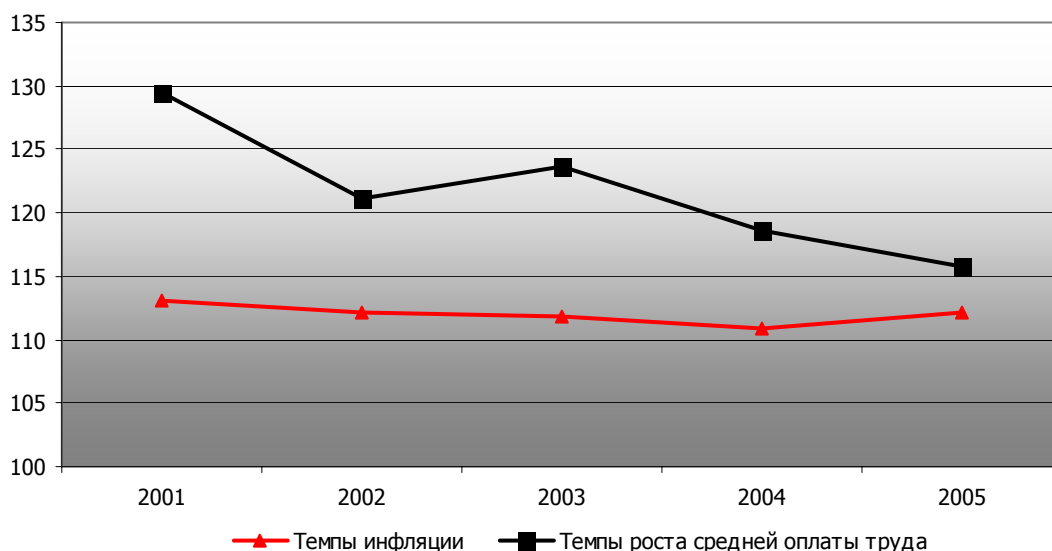


Рис. 43. Динамика средней величины заработной платы в сопоставлении с уровнем инфляции

Прогноз затрат по заработной плате осуществлен исходя из следующих предпосылок:

- Сокращения численности персонала на 2006 год в результате реформирования Общества и фиксированная численность персонала в последующие периоды.
- Ожидается, что рост средней заработной платы в прогнозируемом периоде будет осуществляться в соответствии с темпами инфляции.

Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления занимали в среднем 7-8% от общего объема производственной себестоимости. Прирост абсолютной величины амортизационных отчислений в течение анализируемого периода обусловлено результатами переоценок и, в меньшей мере, вводом в строй новых основных средств.

Статья является неденежным элементом себестоимости, относится к постоянным издержкам. Амортизационный фонд в течение ретроспективного периода являлся значимым источником средств для осуществления капитальных вложений. Более подробно указанная статья будет рассмотрена в соответствующих разделах отчета.

Работы и услуги производственного характера

Затраты по статье «Работы и услуги производственного характера» можно условно разбить на несколько групп:

- Оплата услуг ремонтных организаций;
- Услуги транспорта электро- и теплоэнергии;
- Пусконаладочные работы;
- Транспортные услуги и пр.

Услуги сторонних организаций по ремонту составляли около 60% от общей величины затрат по статье. Величина затрат находится в прямой зависимости от объема выполненного за год ремонтных работ.

Другую группу затрат формируют услуги, имеющие непосредственное отношение к обороту по основной деятельности:

- Затраты по передаче энергии по муниципальным сетям.
- Прочие услуги производственного характера.

Затраты по транспортировке электроэнергии возникают у Общества в связи с необходимостью использования муниципальных сетей для передачи энергии отдельным группам потребителей. Затраты по услугам транспорта электроэнергии зависят от объемов перетока, а также ставок, устанавливаемых РЭК за использование сетей. Ежегодный объем перетока электроэнергии зависит от показателей отпуска электроэнергии и не претерпевает существенных изменений. Ставки РЭК пересматриваются ежегодно в сторону увеличения.

Третья группа издержек связана с осуществлением типичной хозяйственной деятельности и относится к категории условно-постоянных издержек.

Таким образом, составляющие статьи «Работы и услуги сторонних организаций» зависят от различных направлений деятельности Общества. Данный фактор учтен в модели расчета стоимости доходным подходом – приняты различные базы для прогнозирования указанных групп издержек.

Сырье и материалы

Доля затрат на сырье и материалы в составе себестоимости в течение 2004-2005 гг. составляли 5,3%-5,4% производственной себестоимости. Существенных изменений объема и структуры указанных активов в течение анализируемого периода не происходило.

Прочие затраты

Прочие затраты составляли в среднем 7,4% от общей производственной себестоимости. В составе прочих учтены следующие статьи расходов:

- арендная плата по организации функционирования ЭЭС России;
- страховые платежи;
- налоги, включаемые в состав себестоимости;

- абонентская плата за услуги по организации и развитию ЕЭС России;
- оплата услуг прочих организаций;
- другие расходы.

Абонентная плата за услуги по организации функционирования и развития ЕЭС России

Основным элементом прочих затрат является абонентская плата. Согласно методики РАО «ЕЭС России» по определению величины абонентской платы для Общества, в качестве базы для расчета используются следующие параметры:

- Величина тарифа по абонентской плате, утвержденная ФЭК Российской Федерации.
- Собственное потребление по Южно-Якутскому региону, сложившееся в предыдущем периоде.
- Величина тарифа на сетевые услуги.
- Объем перетока энергии

Таблица 99. Расчет затрат на оплату сетевых услуг

Показатели	Ед. изм.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Объем собственного потребления по Южно-Якутскому региону (за прошлый период)	млн.кВтч	1033,6	1030,5	952,3	945,2	963,1	948,3
Тариф абонентской платы	руб./кВтч	30,26	48,81	72,1	86,1	92,10	87,21
Итого абонентская плата	тыс.руб.	31 277	50 300	68 661	81 385	88 701	82 702
Услуги ФОРЭМ	тыс.руб.	-	-	-	-	732	1 969
Итого величина абонентской платы	тыс.руб.	31 277	50 300	68 661	81 385	89 433	84 670

Источник: Данные Общества.

Абонентская плата складывается из следующих позиций:

- услуги ОАО РАО «ЕЭС России»;
- услуги ОАО «ФСК ЕЭС»;
- услуги ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;
- услуги ЗАО «ЦДР ФОРЭМ»;

Затраты на услуги ЗАО "ЦДР ФОРЭМ" возникли у Общества в 2005 году. Для расчета затрат применялся тариф, утвержденный ФЭК РФ и объем перетока электроэнергии за соответствующий период. Другой составляющей оплаты услуг ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» являлась доля от объемов поставки. Указанные затраты имеют непосредственное отношение к основной производственной деятельности и могут быть классифицированы как условно переменные.

Страхование

Затраты по данной группе относятся к выплатам по договору страхования имущества. В 2001 году, согласно инструкциям ОАО «РАО ЕЭС России» Общество заключило договор страхования имущества со страховой компанией «Лидер». До указанной даты страхования имущества не производилось. На дату оценки действует договор страхования, заключенный в конце 2004 года. Договор действует до 31.12.2007 года. Согласно заключенному договору страхования базой для расчета страховых выплат служит восстановительная стоимость производственных основных средств.

По условиям действующего договора страхования для расчета сумм ежегодных страховых выплат приняты следующие ставки:

- для зданий и сооружений – 0,2% от восстановительной стоимости;
- для передаточных устройств – 0,5%;
- для энергетического оборудования – 0,85%.

Величина страховых выплат, установленная при заключении договора страхования, ежегодно пересматривается в соответствие с величиной восстановительной стоимости производственных основных средств в указанном периоде. Указанные виды расходов относятся к категории постоянных.

Расходы на вневедомственную охрану

В течение ретроспективного периода сумма расходов по указанной статье была подвержена существенным изменениям. Как было отмечено ранее, значительный прирост в 2003 году произошел в результате перераспределения расходов. Рост затрат в 2004 году обусловлен изменениями в системе обеспечения вневедомственной охраны (образование ФГУП Минэнерго России) и переводом ее на договорные отношения. На момент проведения оценки статья формируется из следующих расходов:

- Оплата услуг ФГУП министерства энергетики и других охранных служб;
- Охранная сигнализация;
- Инкассация;
- Вневедомственная охрана.

Рассматриваемые расходы относятся к группе постоянных издержек. Ежегодная величина оплаты по договорам пересматривалась с учетом индекса потребительских цен.

Ожидается, что сложившаяся система формирования затрат по вневедомственной охране, сформировавшаяся в 2004 и 2005 гг., будет функционировать без существенных изменений в течение прогнозного периода.

Помимо инфляционного роста цен, в прогнозируемом периоде, возможен также некоторый прирост затрат по содержанию вневедомственной охраны в результате ужесточения требований к охране отдельных объектов.

Коммунальные услуги

В состав рассматриваемой статьи расходов входят следующие позиции:

- Вода и стоки;
- Канализация;
- Вывод мусора;
- Оплата услуг гостиниц для лиц, направленных в служебные командировки и на обучение.

Как было указано выше, в течение ретроспективного периода происходило перераспределение затрат между несколькими статьями. По этой причине, осуществление достоверного анализа статьи в течение ретроспективного периода не представляется возможным. По сведениям Общества, прирост отдельных статей в целом соответствовал среднему уровню инфляции в регионе.

Сопутствующая и непрофильная деятельность

В дополнение к основной деятельности, Общество осуществляет ряд видов деятельности, отнесенных к сопутствующим и непрофильным видам.

Доля рассматриваемых видов деятельности в выручке от основной реализации, в 2005 году достигло 19%. В течение 2002-2004 гг. данный показатель составлял в среднем около 12%.

В таблице ниже приведена информация о доходах Общества, возникающих в результате указанных видов деятельности.

Таблица 100. Оборот по сопутствующей и непрофильной деятельности, тыс.руб.

Виды прочей деятельности	Доходы по направлениям прочей деятельности		
	2004	2005	План 2006
Сопутствующая деятельность	1 300 394	2 133 655	2 482 018
Перепродажа топлива (в т.ч. Сахаэнерго)	997 027	1 830 919	2 142 226
Энерготрансснаб	74 182	69 296	13 689
Аренда (в т.ч. Сахаэнерго)	72 556	58 909	125 894
Обслуживание ХВС	25 427	24 361	31 624
Водоотведение	20 634	23 492	26 069
Другие виды сопутствующей деятельности	110 568	126 678	142 515
Себестоимость сопутствующей деятельности	1 165 430	1 989 083	2 187 678
Результаты сопутствующей деятельности	134 964	144 572	364 693
Доходы по непрофильной деятельности (использование объектов социального назначения)	29 741	27 921	31 140
Себестоимость непрофильной деятельности	133 098	77 277	72 650
Результаты непрофильной деятельности	-103 357	-49 356	-41 510

Источник: Бизнес-план Общества на 2005 год.

Оборот топлива ОАО «Сахаэнерго»

Основным направлением сопутствующей деятельности (в среднем 80% от дохода по рассматриваемому направлению) является осуществление поставок топлива ОАО «Сахаэнерго». В рамках указанной деятельности Общество заключает договора на поставку всего объема топлива, необходимого ОАО «Сахаэнерго», осуществляет покупку и транспортировку топлива.

Отпускная цена топлива для ОАО «Сахаэнерго» складывается из затрат на приобретение и транспортировку топлива, а также затрат по обслуживанию процентов за кредит. Отпускная цена не содержит наценок, обеспечивающих положительную рентабельность для Общества.

Оборот по данному виду деятельности зависит от изменения цен на топливо, величины транспортных издержек, а также объема полезного отпуска ОАО «Сахаэнерго».

Аренда

Оборот по данному виду деятельности формируется за счет сдачи части имущества Общества ОАО «Сахаэнерго».

Энерготрансснаб

Энерготрансснаб является производственным филиалом ОАО АК «Якутскэнерго». Осуществляет перевозку и хранение грузов. Существуют два производственных участка – Якутский и Нерюнгринский. В процессе реформирования Нерюнгринский участок в 2005 году был передан Нерюнгринской ГРЭС. Якутский участок планируется перевести в состав дочернего общества во втором полугодии 2006 года. С 2007 года данный вид услуг оказываться не будет, что учтено в расчетной модели доходного подхода.

Реактивная энергия

Реактивная энергия возникает попутно в процессе генерации электроэнергии. Договора на продажу энергии не заключаются, таким образом, доходы складываются стихийно. Все затраты включены в себестоимость электроэнергии.

Транспорт энергии

Оплата Светлинской ГЭС за использование сетей Общества в Южно-Якутском энергетическом районе. Услуги оплачиваются по тарифам, устанавливаемым РЭК за транспортировку электроэнергии. Общество несет затраты по содержанию сетей.

Техническое обслуживание и ремонт

В рамках указанной деятельности Общество оказывает услуги по техническому обслуживанию и ремонту специализированного оборудования. Существенных изменений объемов услуг, в соответствии с прогнозами Общества, не ожидается.

Обслуживание сетей холодного водоснабжения

Обслуживание сетей холодного водоснабжения. В качестве дохода выступают платежи населения за воду (часть от этих платежей). Основная часть сетей для этих целей предоставляется Обществу в аренду на безвозмездной основе. Таким образом, себестоимость данного вида услуг формируется исходя из затрат на содержание и обслуживание сетей. В прогнозном периоде Общество планирует продолжить осуществление указанных услуг.

Водоотведение

Аренда и обслуживание сетей канализации. В качестве дохода выступают платежи потребителей (население и предприятия) за стоки.

Техническое водоснабжение – подача горячей воды в отопительную систему. Для этих целей Общество осуществляет закупку очищенной воды у Водоканала. Потребители вносят оплату за потерю воды. Данный вид деятельности может рассматриваться в качестве сопутствующего.

Услуги связи

Общество владеет коммуникационным оборудованием, предоставляя услуги связи абонентам. Рост объемов выручки по услугам связи обусловлен, запланированный на 2006 год, обусловлен вводом в строй нового коммуникационного оборудования. Общество планирует расширять данный вид деятельности.

В прогнозном периоде не предполагается существенных изменений структуры доходов и расходов по сопутствующей деятельности.

Непрофильная деятельность

Непрофильные виды деятельности связаны с оказанием услуг социального характера и являются убыточными для Общества (см. таблицу «Характеристика выручки от основной деятельности», раздел «Направления операционной деятельности»).

Непрофильные виды деятельности связаны с оказанием услуг социального характера – содержание жилищно-коммунального хозяйства и других объектов социального назначения, обслуживание коммунальных систем (системы водоснабжения, канализации и др.).

Непрофильная деятельность являлась убыточной в прогнозном периоде. Убытки по данному виду деятельности являлись дополнительной нагрузкой на финансовые потоки Общества и, по мнению оценщиков, экономически нецелесообразны.

Доходы и расходы, связанные с ведением прочей операционной деятельности

Результаты прочей операционной деятельности изменялись в течение анализируемого периода (см. таблицу «Характеристика направлений деятельности») и оказывали существенное влияние на финансовый результат деятельности Общества.

Некоторые виды доходов и расходов, учтенных в составе прочей операционной деятельности, носили разовый либо нетипичный характер. В процессе анализа оценщики вывели обороты по данным видам операций из состава нормализованных доходов и расходов.

Оборот по прочей операционной деятельности формируются за счет ведения следующих операций:

- Реализация ценных бумаг;
- Реализация основных средств (в том числе квартир) и других активов;
- Реализация товарно-материальных запасов;

Оборот от продажи ценных бумаг сформировался в результате осуществления взаиморасчетов посредством векселей, то есть является составной частью денежного оборота, не имеющего отношения к прочей операционной деятельности.

Оборот по другим перечисленным выше направлениям деятельности обусловлен осуществлением разовых операций, не связанных с ведением типичной деятельности. Исходя из вышесказанного, обороты по указанным направлениям деятельности не учитываются в составе нормализованных доходов.

Характерными для ведения типичной операционной деятельности являются следующие виды прочей операционной деятельности:

- Расходы по выплате процентов;
- Налог на имущество;
- Расходы по услугам банков;
- Прочие затраты.

При оценке стоимости собственного капитала доходным подходом используется модель денежного потока на весь вложенный капитал. Таким образом, расходы по обслуживанию заемных средств рамках модели не учитываются. На этом основании в состав нормализованных доходов и расходов оценщики не включили затраты по выплате процентов.

В таблице ниже приведены результаты проведенной нормализации.

Таблица 101. Нормализованные расходы по прочей операционной деятельности, тыс.руб.

Виды деятельности	2004	2005	2006, план
Доходы по прочей операционной деятельности	0	0	0
Расходы по прочей операционной деятельности	225 708	186 283	130 219
В Налог на имущество	209 267	172 467	113 884
Другие виды налогов	77	0	4
Услуги банков	16 364	13 816	16 331
Результат прочей операционной деятельности	-225 708	-186 283	-130 219

Источник: Данные Общества (расшифровка к форме №2).

Приведены фактические данные за период 2003 - 2005 гг., а также ожидаемые обороты на 2006 год (согласно данным бизнес-плана).

Внереализационная деятельность

Внереализационная деятельность оказывала существенное влияние на финансовый результат Общества.

Некоторые виды доходов и расходов, учтенных в составе внереализационной деятельности, имели разовый либо нетипичный характер. В процессе анализа оценщики вывели обороты по данным видам операций из состава нормализованных доходов и расходов.

Доходы по внереализационной деятельности можно условно разбить на следующие группы:

- Дотации и субвенции на недостаток тарифа (учтены в составе прочих внереализационных доходов).
- Возмещение процентов по кредитам по финансированию поставок топлива.
- Доходы по списанию кредиторской задолженности.
- Прибыль прошлых лет, выявленная в отчетном периоде.
- Суммы, полученные по искам.
- Имущество, оказавшееся в излишке по результатам инвентаризации.
- Случайны и разовые статьи (безвозмездная передача имущества; имущество, выявленное в ходе инвентаризации).

Основной статьей внереализационных доходов в период 2000-2004 гг. являлись «прочие внереализационные доходы». Более 95% данной статьи относилось к бюджетной поддержке, предоставляемой для покрытия убытков по отпуску энергии по льготным тарифам (дотации и субвенции).

Таким образом, указанная статья дохода имеет непосредственное отношение к основной деятельности и включается в состав нормализованных доходов.

Другой составляющей позиции «Прочие внереализационные доходы» являются суммы возмещения процентов по кредитам - в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 481 от 23.06.2001 г. бюджет возмещает часть процентных расходов, начисленных по кредитам на приобретение топлива. Указанные виды внереализационных доходов имеют непосредственное отношение к осуществлению профильной деятельности и учтены в составе нормализованных доходов.

Одной из статей внереализационного дохода Общества в течение ретроспективного периода являлось списание кредиторской задолженности, возраст которой составлял более трех лет. Наличие указанных статей нехарактерно для ведения хозяйства в условиях рыночной экономики. В рамках анализа ретроспективных денежных потоков указанная статья подлежит исключению. Суммы списания кредиторской задолженности использовались оценщиками при нормализации кредиторской задолженности за соответствующие периоды.

Прибыль прошлых лет возникает вследствие воздействия на финансовый результат конкретного отчетного периода последующих событий, выходящих за его временные рамки. Таким образом, это учетная сумма, не относящаяся к результатам текущего отчетного периода и имеющая разовый характер. В состав нормализованных доходов и расходов данная статья не включена.

Другие источники внереализационных доходов носили разовый характер либо не были связаны с ведением типичной финансово-хозяйственной деятельности. В составе нормализованных до-

ходов и расходов данные статьи не рассматриваются. Результаты нормализации приведены в таблице «Нормализованные доходы и расходы по внереализационной деятельности».

Внереализационные расходы можно условно разделить на несколько основных групп:

- Расходы, связанные с социальными льготами работникам.
- Расходы по содержанию социальной сферы из прибыли.
- Издержки, вызванные недостатками в управлении или неблагоприятным влиянием внешней среды – убытки прошлых лет, списание дебиторской задолженности.
- Расходы, связанные с проведением реформирования.
- Статьи, возникшие вследствие разовых и нетипичных операций.

К первой группе относятся расходы на погашение стоимости квартир, расходы на проведение культурно-просветительских и спортивных мероприятий, оказание материальной помощи работникам для приобретения жилья (в том числе, беспроцентные ссуды работникам). Работникам также предоставляются льготы при оплате услуг электро- и теплоснабжения.

Указанные издержки Общество несет согласно условиям коллективного договора. Подобные затраты являются типичными для рассматриваемого бизнеса.

На момент проведения оценки на балансе предприятия учтен ряд объектов социального назначения. Затраты по содержанию социальной сферы Общество несет на основании решений краевой администрации, что характерно для крупных предприятий. Кроме того, в соответствии с решениями краевой администрации, Общество несет затраты по содержанию спортивного клуба. Указанные затраты не типичны для деятельности бизнеса в условиях рыночной экономики. Тем не менее, региональные особенности предопределяют необходимость указанных издержек социальной направленности.

К третьей группе внереализационных расходов отнесены убытки прошлых лет, обнаруженные в текущем периоде, а также списание дебиторской задолженности.

Указанные виды расходов являются нетипичными для эффективно управляемого бизнеса, функционирующего в условиях рыночной экономики. Кроме того, они относятся к так называемым неденежным статьям, то есть не оказывающим влияние на финансовый оборот. Исходя из вышесказанного, указанные виды расходов в ходе нормализации исключены из состава внереализационных расходов (см. таблицу «Нормализованные доходы и расходы по внереализационной деятельности»).

Остальные расходы возникли в результате осуществления операций, не имеющих отношения к ведению типичной операционной деятельности, либо имеющих разовый характер.

В таблице ниже представлены нормализованные доходы и расходы по внереализационной деятельности.

Таблица 102. Нормализованные доходы и расходы по внереализационной деятельности, тыс.руб.

Виды деятельности	2004	2005	2006, план
Внереализационная деятельность			
Дотации и субвенции, всего	751 912	447 202	544 547
в том числе, по электроэнергии	523 772	337 900	300 000
доля в выручке от реализации электроэнергии	7%	4%	3%
по теплоэнергии	199 372	166 474	237 727
доля в выручке от реализации теплоэнергии	16%	12%	14%
другие дотации	5 420	9 027	6 820

Виды деятельности	2004	2005	2006, план
Возврат % по кредитам	23 348	30 076	40 000
Итого внереализационные доходы	775 260	477 278	584 547
Расходы, связанные с внереализационной деятельностью			
Затраты социального характера	94 554	103 829	116 622
Затраты по содержанию социальной сферы	12 809	12 237	16 078
Благотворительность	10 350	14 888	10 000
Другие типичные платежи	17 117	11 110	10 315
Прочие платежи	20 437	24 680	19 426
Итого нормализованные расходы по внереализационной деятельности	155 267	166 744	172 441
Результат внереализационной деятельности	619 993	310 534	412 106

Источник: Данные Общества (расшифровки к форме №2, бизнес-план Общества на 2006 г.).

Результаты нормализации доходов и расходов прочей операционной и внереализационной деятельности использованы оценщиками в расчетных моделях доходного подхода.

Выводы по проведенному анализу прочей операционной и внереализационной деятельности

- Положительный результат внереализационной деятельности обусловлен бюджетной поддержкой, оказываемой Обществу в виде дотации, субвенций и возврата части процентных затрат по топливным кредитам. Предоставление подобных сумм связано с выполнением социальной функции, связанной с льготным предоставлением услуг для социально значимых групп потребителей. Указанная часть доходов внереализационной деятельности имеет непосредственное отношение к оказанию профильных услуг. В прогнозном периоде дотационная поддержка Обществу предоставляться не будет, что учтено в моделях доходного подхода.
- В составе расходов по прочей операционной деятельности учтены статьи, относящиеся к ведению типичной хозяйственной деятельности – налог на имущество и другие виды налогов, а также услуги банков.
- Дополнительные издержки Общества по внереализационной деятельности связаны с выполнением социальных функций – содержание объектов социального характера, предоставлением средств на благотворительность (содержание спортивного клуба).
- В ходе анализа в составе доходов и расходов по прочей и внереализационной деятельности выявлены статьи, носящие разовый характер, доходы и расходы, не относящиеся к текущему периоду и др. Указанные статьи не учитывались в составе нормализованных доходов и расходов.

Результаты нормализации доходов и расходов по прочей операционной и внереализационной деятельности используются в качестве базовых показателей

Чрезвычайные доходы и расходы

Чрезвычайные расходы возникли в результате аварий и формируются за счет затрат на их устранение. Доходы по чрезвычайным ситуациям – страховые выплаты по наступлению страхового случая. Незначительный объем чрезвычайных доходов и расходов связан с исковой деятельностью.

Указанные виды доходов и расходов носят разовый характер. В состав нормализованных доходов и расходов указанные обороты не включаются.

Вывод по анализу доходов и расходов

- Тарификация услуг по отпуску энергии в регионе осуществляется по принципам регулируемого рынка. Величина тарифа устанавливается исходя из планируемой величины производственных и непроизводственных затрат. Социальная направленность формирования тарифа для отдельных групп потребителей (население, социальная сфера) обуславливала возникновение убытков по профильной деятельности и зависимость результатов деятельности Общества от бюджетной поддержки.
- В рамках деятельности по отпуску электроэнергии недостаток тарифа для льготных групп потребителей (население и населенные пункты) полностью компенсировался за счет установления повышенных тарифов для других групп (в основном, промышленных потребителей).
- В среднем около 50% потребителей тепла производят оплату услуг Общества по тарифу, не покрывающему производственные издержки. Убытки, полученные вследствие недостатка тарифа, компенсировались за счет прибыли по отпуску электроэнергии, а также дотаций и субвенций, предоставляемых бюджетом.
- Динамика отпускного тарифа и удельной себестоимости в период 2004-2005 гг. были весьма близки к общему уровню инфляции в республике Саха (Якутия).
- Структура себестоимости продукции является традиционной для отрасли - основная доля себестоимости приходится на топливную составляющую.
- В течение 2004-2005 гг. структура себестоимости оставалась относительно стабильной. Согласно данным бизнес-плана Общества, в 2006 году не ожидается существенных изменений в структуре себестоимости.
- Деятельность по приобретению и отпуску электроэнергии ОАО «Сахаэнерго» является убыточной для Общества и носит явно выраженный социальный характер.
- Значительная доля оборотов по сопутствующей деятельности формируется за счет деятельности по поставке топлива ОАО «Сахаэнерго», непосредственно связанного с осуществлением профильной деятельности.
- Определенная доля оборотов по операционной деятельности осуществляется путем взаиморасчетов, что снижает эффективность операционной деятельности, а также удлиняет период оборота дебиторской и кредиторской задолженности.

Финансовое состояние Общества и закономерности развития в ретроспективном периоде

- Структура капитала Общества свидетельствует о финансовой независимости Общества от заемного капитала – доля собственного капитала составила 75% валюты баланса.
- Положительный результат операционной деятельности обеспечивался реализацией электроэнергии.
- Наблюдался некоторый избыток оборотных средств, что связано:
 - с региональными особенностями (слабо развитая социальная и транспортная инфраструктура, изолированность от региональных энергосистем), а также территориальной удаленности отдельных объектов энергетики;
 - с особенностями ведения взаиморасчетов с потребителями и поставщиками;
 - осуществлением социальной функции (см. пункт ниже).
- Зависимость результата финансово-хозяйственной деятельности от бюджетной поддержки обусловлено тем, что Общество несет дополнительные издержки, связанные с выполнением социальных функций:
 - Отпуск энергии по льготным тарифам социально значимым группам потребителей;
 - Энергообеспечение северного энергорайона (ОАО «Сахаэнерго»), экономически не выгодное для Общества;
 - Осуществление затрат социального характера из прибыли.
- В силу региональных особенностей (территориальное распределение населенных пунктов, обеспеченность территорий инженерной и транспортной инфраструктурой, уровень экономического развития региона и др.) Общество будет нести определенный объем социальных функций и в дальнейшем, что учтено в расчетных моделях доходного подхода.
- Вследствие воздействия указанных факторов финансовый результат Общества находился в зависимости от бюджетного финансирования.
- Общество использует процедуру перекрестного субсидирования – льготы, предоставляемые населению и непромышленным потребителям, компенсируются за счет установления более высокого тарифа для промышленных потребителей, а убытки по отпуску тепла компенсируются за счет прибыли по реализации электроэнергии. В этой связи, снижение физического объема потребления промышленных потребителей Западного энергетического района снизило возможности Общества к осуществлению перекрестного субсидирования и рентабельность хозяйственной деятельности в целом.
- Сокращение полезного отпуска промышленным потребителям Западного энергетического района носит долгосрочный характер, что учтено в дальнейших расчетах рыночной стоимости доходным подходом.

- На деятельность Общества в течение анализируемого периода оказывало влияние неблагоприятные экономические условия 90х годов. Неплатежи того периода привели к формированию значительного объема безнадежной дебиторской задолженности на балансе Общества, появление задолженности по налогам, а также начисленным пеням и штрафам. В процессе проведения анализа текущей деятельности проведена нормализация статей, на формирование которых оказали влияния описанные явления.
- В хозяйственном обороте Общества широко используется практика взаимозачетов. Основными элементами экономических отношений, в рамках которых используются взаиморасчеты, являются:
 - Хозяйственные связи с ОАО «Сахаэнерго».
 - Энергообеспечение бюджетных потребителей.
- Указанные особенности оборота оказывают влияние на состояние денежной массы (отмечен существенный недостаток денежных средств для обеспечения оборота). Проблема дефицита денежных средств является общей для региональных предприятий энергетической отрасли и решается посредством использования во взаиморасчетах векселей кредитных организаций и других юридических лиц, а также привлечением кредитов для пополнения оборотного капитала и финансирования поставок топлива. Сложившаяся схема взаиморасчетов несколько снижает эффективность деятельности и оказывает влияние на структуру дебиторской и кредиторской задолженности, приводит к возникновению процентных затрат. Тем не менее, реальной угрозы финансовому состоянию Общества данная ситуация не несет.

Таким образом, на эффективность деятельности существенное влияние оказывает выполнение социальной функции и региональные особенности. В целом, деятельность Общества являлась целесообразной с социальной и экономической точки зрения. Расчет рыночной стоимости доходным подходом оценщики считаю обоснованным.

Выручка

- Основным источником выручки для Общества в течение анализируемого периода являлась профильная деятельность.
- Рост выручки в течение анализируемого периода был обусловлен, в основном, увеличением тарифа.
- Темпы изменения тарифа в период 2003-2005 гг. были близки к общему уровню инфляции в крае.
- На объем выручки оказывало влияние наличие льготных потребителей. Недостаток льготного тарифа покрывался за счет перекрестного субсидирования, а также за счет выплат из бюджета (дотации, субвенции, возмещение процентных затрат по топливным кредитам).

Себестоимость

Все элементы производственной себестоимости, кроме затрат на топливо, являются условно-постоянными, то есть не имеют тесной связи с производственными показателями и объемом реализации, что является фактором операционного риска.

Топливо

Наибольшая доля затрат в составе производственной себестоимости приходится на топливную составляющую, что является характерным для предприятий тепловой энергетики.

Рост цен на топливо опережал общий уровень инфляции в регионе.

Данный вид расходов относится к переменным издержкам, то есть напрямую зависит от объемов производства.

Другие составляющие производственной себестоимости

Важными составляющими себестоимости являются:

- работы и услуги производственного характера;
 - амортизация;
 - заработная плата;
 - прочие затраты.
- Часть расходов по статье «Работы и услуги производственного характера» представляют собой оплату услуг строительных организаций, то есть непосредственно связаны с объемом выполненных за период ремонтных работ. Данная статья относится к группе условно постоянных издержек. Это означает, что их абсолютная величина не имеет тесной связи с результатами операционной деятельности.
 - Другой составляющей статьи являются затраты по передаче энергии. Затраты по данной статье могут быть классифицированы как условно-переменные.
 - Так как величину издержек по рассматриваемым группам определяют различные факторы хозяйственного оборота, их прогнозирование в модели доходного подхода осуществляется индивидуально.
 - Амортизационный фонд в течение 2002-2005 гг. имел тенденцию незначительного ежегодного прироста, отстающего от темпов роста себестоимости в целом.
 - Рост статьи «Зарботная плата» обусловлен увеличением средней величины заработной платы. Темп роста заработной платы в течение анализируемого периода опережал общий уровень инфляции (исключение составил 2004 год), что было обусловлено низким уровнем средней величины заработной платы на начальных этапах анализируемого периода. В дальнейшем планируется индексация средней величины оплаты труда в соответствии с уровнем инфляции. Данный вид издержек относится к категории условно-постоянных.
 - Наиболее значимыми статьями в составе прочих затрат являются абонентская плата и оплата услуг вневедомственной охраны. Величина абонентской платы зависит от ставки устанавливаемых тарифов и объемов отпуска, а также перетока электроэнергии за предыдущий период. Динамика затрат по статье «Вневедомственная охрана» соответствует общему индексу цен в регионе. Указанная статья расходов относится к группе постоянных издержек.
 - Другие виды прочих затрат формируются на основе договорных отношений.

Структура себестоимости в течение 2004-2005 гг. оставалась относительно стабильной. В соответствии с данными бизнес-плана, существенных изменений структуры себестоимости в 2006 году не ожидается.

Нормализованные доходы и расходы

В результате проведенного анализа в составе доходов и расходов выявлены позиции, носящие разовый и нетипичных характер.

С целью подготовки базовых параметров для прогнозирования денежных потоков, оценщики провели нормализацию фактически сложившихся доходов и расходов, а также проанализировали плановые показатели на 2006 год. Результаты анализа представлены в таблице ниже.

Таблица 103. Нормализованные доходы и расходы

Виды деятельности	2004	2005	2006, план	2004	2005	2006, План
	Абсолютное значение, тыс.руб.			Структура		
Доходы						
Профильная деятельность	9 150 308	9 386 921	10 672 226	81,5%	78,4%	77,6%
Сопутствующая деятельность	1 213 710	2 009 161	2 371 975	10,9%	17,0%	17,4%
Непрофильная деятельность	94 980	99 462	115 393	0,8%	0,8%	0,8%
Внереализационная деятельность	775 260	477 278	584 547	6,9%	4,0%	4,3%
Итого доходы	11 234 258	11 972 822	13 744 141	100%	100%	100%
Расходы						
Себестоимость профильной деятельности	8 597 860	9 135 651	10 413 711	84,1%	79,1%	80,1%
Себестоимость сопутствующей продукции	1 165 430	1 989 083	2 187 678	11,4%	17,2%	16,8%
Себестоимость непрофильной деятельности	77 277	72 650	92 808	0,8%	0,6%	0,7%
Расходы по прочей операционной деятельности	225 708	186 283	130 219	2,2%	1,6%	1,0%
Расходы, связанные с внереализационной деятельностью	155 267	166 744	172 441	1,5%	1,4%	1,3%
Всего расходы	10 221 542	11 550 410	12 996 857	100,0%	100,0%	100,0%
Нормализованная прибыль до налогообложения	1 012 716	422 412	747 284	11%	5%	7%

Источник: Данные Общества (форма №2, бизнес-план на 2006 г.). Расчеты оценщиков.

Нормализованные показатели оборачиваемости

Основными элементами собственного оборотного капитала является дебиторская и кредиторская задолженность.

В ходе анализа собственного оборотного капитала выявлены позиции, не относящиеся к осуществлению текущей операционной деятельности. С целью расчета коэффициентов оборачиваемости, служащих базовыми параметрами при прогнозировании собственного оборотного капитала была проведена нормализация элементов оборотного капитала:

- на задолженность, возникшую в результате разовых и нетипичных операций;
- на долгосрочную, реструктурированную и безнадежную задолженность;
- на позиции, связанные с осуществлением инвестиционной и непрофильной деятельности.

Результаты расчетов приведены в таблице ниже.

Таблица 104. Показатели оборачиваемости

Показатели	Ед. изм.	Результаты расчетов на 31.12.2005 г.
Нормализованные показатели оборачиваемости		
Оборачиваемость товарно-материальных запасов (без запасов топлива)	дней	53
Период оборота топлива	дней	31
Оборачиваемость кредиторской задолженности	дней	81
Оборачиваемость налога на добавленную стоимость по при-	дней	10

Показатели	Ед. изм.	Результаты расчетов на 31.12.2005 г.
обретенным ценностям		
Оборачиваемость дебиторской задолженности	дней	87
Собственный оборотный капитал		
Собственный оборотный капитал по балансу	тыс.руб.	3 170 720
Нормализованная величина собственного оборотного капитала	тыс.руб.	2 294 246
Доля нормализованного оборотного капитала от балансовой стоимости собственного оборотного капитала	%	72,2%
Доля нормализованного оборотного капитала в выручке	%	19,8%

Базовые параметры для прогноза собственного оборотного капитала

Прогноз собственного оборотного капитала в рамках доходного подхода осуществлялся на основе нормализованных показателей оборачиваемости. Указанные коэффициенты могут быть использованы для целей прогноза по следующим причинам:

- Полученные в расчетах нормализованные показатели оборачиваемости, отражают сложившиеся на момент оценки закономерности формирования собственного оборотного капитала.
- Продолжительность оборота нормализованных остатков собственного оборотного капитала находится в пределах трех месяцев, что является нормальным для отрасли;
- Экономическая ситуация в регионе и в отрасли не предполагает существенных изменений эффективности осуществления взаиморасчетов в прогнозном периоде.

Внешнее окружение Общества, макроэкономический анализ

Анализ экономических факторов, оказывающих влияние на проведение оценки

В расчете финансовой модели использовались макроэкономические показатели развития России и отрасли электроэнергетики, утвержденные Комитетом по оценке при Совете Директоров ОАО РАО «ЕЭС России».

Таблица 105. Прогноз макроэкономических показателей

Года	Показатели		
	Инфляция рублевая, %	Инфляция долл. США, %	Номинальный курс доллара, руб./долл. США
2006	8,00%	2,50%	28,43
2007	6,80%	2,50%	28,53
2008	4,80%	2,50%	29,33
2009	4,50%	2,50%	29,91
2010	4,50%	2,50%	30,49
2011	4,50%	2,50%	31,08
2012	4,50%	2,50%	31,69
2013	4,50%	2,50%	32,31
2014	4,50%	2,50%	32,94
2015	4,50%	2,50%	33,58
2016	4,50%	2,50%	34,24
2017	4,50%	2,50%	34,91
2018	4,50%	2,50%	35,59
2019	4,50%	2,50%	36,28
2020	4,50%	2,50%	36,99

Источник: МЭРТ РФ, прогноз Bureau of Labor Statistics, экспертное мнение инвестиционных банков и аналитических агентств, расчеты оценщиков.

Общая характеристика

Дальневосточный федеральный округ расположен на крайнем востоке России. В состав округа входят 10 субъектов Российской Федерации: Республика Саха (Якутия), Приморский и Хабаровский края, Амурская, Камчатская, Магаданская и Сахалинская области, Еврейская автономная область, Корякский и Чукотский автономные округа. Центр округа – г. Хабаровск. Площадь округа – 6 215,9 тыс. кв.км, население – 7 168,2 тыс. человек, в том числе городское – 5 438,1

тыс. человек (78%). Средняя плотность населения всего 1,2 человека на кв.км (самая низкая среди федеральных округов).

Важнейшими предпосылками развития хозяйства округа являются его обеспеченность многими видами природных ресурсов (руды цветных и редких металлов, уголь, алмазы, лес, гидроресурсы, биоресурсы океана) и выгодное транспортно-географическое положение, связанное с прямым выходом в Азиатско-Тихоокеанский регион.

В общероссийском разделении труда Дальний Восток выделяется производством цветных металлов, алмазов, слюды, добычей рыбы и морепродуктов, продукцией лесной и целлюлозно-бумажной промышленности, судоремонтом. Дальневосточный федеральный округ играет важную роль в морских перевозках страны.

Дальний Восток – самый большой по площади (36,4% территории России), но самый слабо заселенный (всего 4,9% населения) федеральный округ. По объему валового регионального продукта (5,7%), промышленного производства (5,7%) и поступлениям налогов и сборов в федеральный бюджет Дальний Восток устойчиво занимает последнее место среди федеральных округов. Лишь по объему привлечения иностранных инвестиций округ занимает четвертое место среди семи федеральных округов.

На долю трех самых развитых субъектов Федерации (Республика Саха (Якутия), Приморский и Хабаровский края) приходится 70% ВРП округа, 73% промышленного производства и 70% поступлений в федеральный бюджет.

Величина денежных доходов на душу населения в округе лишь немного выше среднероссийской. Среди субъектов Федерации, входящих в округ, имеет место почти четырехкратная разница между минимальным (Еврейская АО) и максимальным (Чукотский АО) уровнями денежных доходов на душу населения.

Природные условия и ресурсы

Природно-ресурсный потенциал округа является естественной основой развития его производительных сил. Важнейшую роль здесь играют исключительное разнообразие и контрастность, своеобразие и экстремальность природных условий на большей части территории.

Территория округа охватывает пять ландшафтно-географических зон – арктических пустынь, тундры, лесотундры, лесной и степной. Суровость и континентальность климата возрастают с юга на север и с востока на запад – от резко континентального на северо-западе до муссонного на юго-востоке округа. Годовая амплитуда температур воздуха на территории округа является самой большой на земном шаре и достигает 70–75°C.

На большей части территории округа преобладает горный рельеф с активным (на Камчатке) проявлением вулканизма, но значительные площади занимают и равнинные пространства с плодородными почвами (Приморье и Приамурье, юг Камчатки, в меньшей степени – Якутия).

Дальневосточные моря и прилегающие акватории Тихого океана богаты промысловой рыбой и другими морепродуктами.

Водные ресурсы Дальнего Востока исключительно велики, на его территории сосредоточено около 40% водных ресурсов страны. Общая водообеспеченность округа в расчете на душу населения в 10 раз превосходит среднероссийский уровень. Крупнейшие реки – Амур, Лена, Колыма, Индигирка.

Дальневосточный федеральный округ богат разнообразными видами минерально-сырьевых ресурсов. Запасы железной руды сосредоточены на юге Якутии, в Амурской области и Хабаровском крае, марганцевых руд – на юге Хабаровского края. В Приморском крае находятся место-

рождения свинцово-цинковых и оловянных руд. Залежи ртути обнаружены на Чукотке, в Якутии и Хабаровском крае. Регион богат запасами вольфрама, титана, магния.

Крупнейший алмазоносный район страны находится в Якутии. Дальний Восток также известен месторождениями золота, серебра, платины, медных руд, разнообразного сырья для химической промышленности и производства строительных материалов.

По гидроэнергетическому потенциалу округ делит с Сибирью 1–2 места (более 1 000 млрд кВт.ч потенциальной выработки электроэнергии).

На территорию Дальнего Востока приходится 35% всех прогнозных угольных ресурсов страны, в том числе около 10% разведанных запасов. Основные запасы (около 80%) сосредоточены в Якутии, Амурской области и Приморском крае. По марочному составу угли региона разнообразны – от бурых до антрацитов.

В округе насчитывается свыше 110 месторождений углеводородов, из которых нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных – 49. Более 90% месторождений от общего их числа сосредоточено в Сахалинской области и Республике Саха (Якутия). Здесь же концентрируются практически все разрабатываемые в округе месторождения: 30 на нефть и 33 – на газ.

Нефтегазовые ресурсы Дальнего Востока приурочены в основном к Ленско-Тунгусской, Ленско-Вилюйской и Охотской нефтегазоносным провинциям, Верхнебуреинскому и Анадырскому газоносным районам и шельфу арктических морей.

Дальневосточный федеральный округ располагает значительными (около 9 млрд. т) начальными суммарными извлекаемыми ресурсами нефти. В пределах материковой части они оцениваются в 3 млрд. т, а на шельфе омывающих регион морей – около 6 млрд. т.

Нефти основных разрабатываемых месторождений малосернистые, низковязкие. Содержание парафина колеблется в диапазоне 0,2–4%. Степень выработанности запасов промышленных категорий более 20%.

Начальные суммарные ресурсы газа региона оцениваются примерно в 27 трлн куб.м (из них ресурсы шельфа – около 15 трлн куб.м). Степень выработанности запасов промышленных категорий оценивается в 4%. Газ основных разрабатываемых месторождений характеризуется отсутствием сероводорода. Содержание стабильного газового конденсата составляет около 60 г/м³. В газе Среднеботуобинского месторождения (Республика Саха) содержится гелий (до 0,67%).

Народнохозяйственный комплекс

Среди отраслей народного хозяйства округа ключевое значение имеют промышленность (свыше 10% от общей численности занятых в экономике), торговля и общественное питание (свыше 18%), а также транспорт и связь (в целом более 11%). На эти отрасли суммарно приходится более трех четвертей всех занятых в материальном производстве округа.

В структуре промышленного производства Дальневосточного федерального округа определяющая роль принадлежит цветной металлургии (более 28% в структуре всей промышленности округа), основную часть которой производят предприятия Республики Саха (Якутия). Вторая по значимости отрасль – электроэнергетика, где более 82% приходится на Приморский и Хабаровский края, Республику Саха (Якутия) и Амурскую область. Третья по значимости отрасль экономики федерального округа – пищевая промышленность, включая рыбную отрасль, представлена предприятиями Приморского и Хабаровского краев, а также Камчатской и Сахалинской областей.

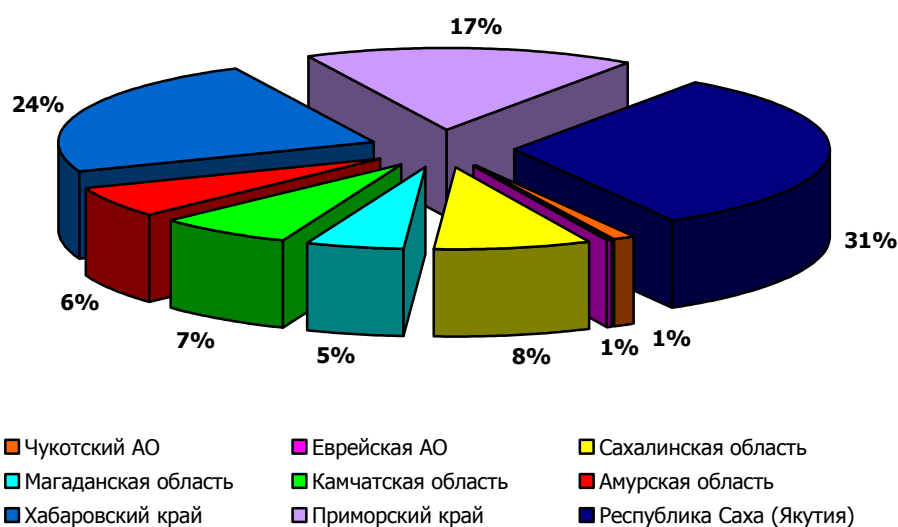


Рис. 44. Территориальная структура промышленного производства Дальневосточного ФО РФ

Характер специализации экономики округа, его места в территориальном разделении труда обусловлен не только особенностями природно-ресурсного потенциала территории, но и геополитическим положением округа: его приграничным характером, ориентацией на торгово-экономические связи со странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

Важнейшими экономическими центрами Дальневосточного округа являются города Хабаровск и Владивосток. Население в каждом из них превышает 600 тыс. человек. В Хабаровске профиль хозяйства определяют предприятия транспортного (Амурское речное пароходство, обслуживание авиаперевозок) и строительного комплексов, электроэнергетики, судостроения, дизельостроения, а также пищевой промышленности. Во Владивостоке отраслями специализации выступают: комплекс по обслуживанию морских грузовых и пассажирских перевозок, добыча и переработка рыбы и других морепродуктов.

Топливо-энергетический комплекс

Топливо-энергетический комплекс Дальнего Востока имеет многоотраслевую структуру: здесь добываются практически все виды природного топлива, осуществляется переработка нефти, производство электроэнергии и тепла.

Транспортная удаленность региона от основных топливных баз Сибирского и Уральского округов сдерживает возможности резкого наращивания поставок топливно-энергетических ресурсов и обуславливает существенный рост их стоимости за счет транспортной составляющей.

Нефтяное сырье перерабатывается на Хабаровском и Комсомольском НПЗ. Округ является дефицитным по всем основным видам нефтепродуктов.

Добыча газа ведется в Республике Саха (Якутия) и в Сахалинской области.

Дальний Восток функционирует в режиме, изолированном от ЕЭС России, и в последние годы является дефицитным по электроэнергии. Наиболее сложное положение с электро- и тепло-снабжением складывается в районах Приморского края и в ряде северных территорий округа, где наблюдались веерные отключения потребителей. Избыточными по электроэнергии являются Хабаровский край и Республика Саха (Якутия).

Большая часть территории Дальнего Востока относится к зоне Севера, которая не охвачена централизованным электроснабжением. На этой территории размещено большое количество изолированных потребителей с нагрузками 3–5 МВт, которые обеспечиваются энергией от дизельных электростанций.

Объединенная энергосистема Востока

На Дальнем Востоке России функционируют 7 энергосистем, 3 из которых, расположенные в южной части, вместе с Южно-Якутским энергорайоном объединены в ОЭС Востока.

ОЭС Востока работает изолированно от ЕЭС России. Связь с Читинской энергосистемой ОЭС Сибири на напряжении 220 кВ используется для взаимопомощи.

В состав ОЭС Востока входят Амурская и Дальневосточная энергосистемы, Объединенный энергорайон (ОЭР) Хабаровской энергосистемы и Южно-Якутский энергорайон (ЮЯЭР) Якутской энергосистемы. Карта-схема ОЭС Востока со схемой основных электрических сетей 110-500 кВ представлена ниже.

Амурская и Дальневосточная энергосистемы обслуживают территории Амурской области и Приморского края, а Хабаровская энергосистема – двух субъектов РФ: Хабаровского края и Еврейской автономной области.

В составе Хабаровской энергосистемы изолированно работает Николаевский энергорайон.

Существующая сеть 220-500 кВ не обеспечивает в полной мере выдачу мощности электрических станций и передачу в необходимых объемах энергии и мощности. Сеть 500 кВ находится в стадии формирования. В настоящее время строится ЛЭП-500 кВ для связи Хабаровской и Дальневосточной систем, а также ЛЭП-500 кВ Иркутск-Чита для связи ОЭС Сибири и Дальнего Востока. Для передачи электроэнергии от Бурейской ГЭС построена вторая цепь ЛЭП-500 кВ Бурейская ГЭС – Хабаровск.

Район действия ОЭС характеризуется более интенсивным освоением и развитием по сравнению с остальными районами Дальнего Востока. Здесь сформировались крупные промышленные узлы вокруг городов Хабаровска, Комсомольска, Амурска и на юге Приморского края.

Основными объектами электрогенерации на территории ОЭС Востока в составе Хабаровского, Амурского, Приморского и Южно-Якутского энергорайонов являются тепловые электростанции (преимущественно - ТЭЦ), работающие на угле, и гидроэлектростанции ОАО «ГидроОГК».

Генерирующие мощности АО-энерго ОЭС Востока составляют 3,6% суммарной мощности электростанций РАО ЕЭС России и обеспечивают 2,8% централизованного электропотребления в РФ.

АО-энерго ОЭС Востока вырабатывают около 78% от потребляемой на территории обслуживания электроэнергии. В структуре полезного отпуска электроэнергии доля промпредприятий составляет 43%, населения - 23%, непромышленных предприятий - 14%, около 20% полезного отпуска электроэнергии поставляется на ФОРЭМ.

Основными поставщиками электроэнергии на ФОРЭМ в дальневосточном регионе являются ОАО «Южное Якутскэнерго» и ЗАО «ЛуТЭК», а также Зейская и Бурейская гидроэлектростанции. С выводом на полную мощность последней можно ожидать перераспределения баланса электрической мощности и энергии по ОЭС Востока

Тепловые мощности АО-энерго ОЭС Востока вырабатывают около 33% теплоэнергии, потребляемой в дальневосточном регионе, остальные потребности в тепле удовлетворяют нецентрализованные котельные. Население является основным потребителем тепла (более 60% от полезного отпуска теплоэнергии).

Кроме того, особенности управления режимом ОЭС Востока определяют следующие обстоятельства:

- использование регулировочных диапазонов Зейской и Бурейской ГЭС в ограниченном объеме, обусловленное необходимостью обеспечения судоходства на реках Зeya и средний Амур;
- преобладание в структуре генерирующих мощностей тепловых электростанций (более 70% от установленной мощности), имеющих ограниченный диапазон регулирования;
- размещение основных генерирующих источников в северо-западной части, а основных районов потребления – на юго-востоке ОЭС;
- одна из самых высоких в ЕЭС (почти 21%) доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении;
- протяженные линии электропередачи.

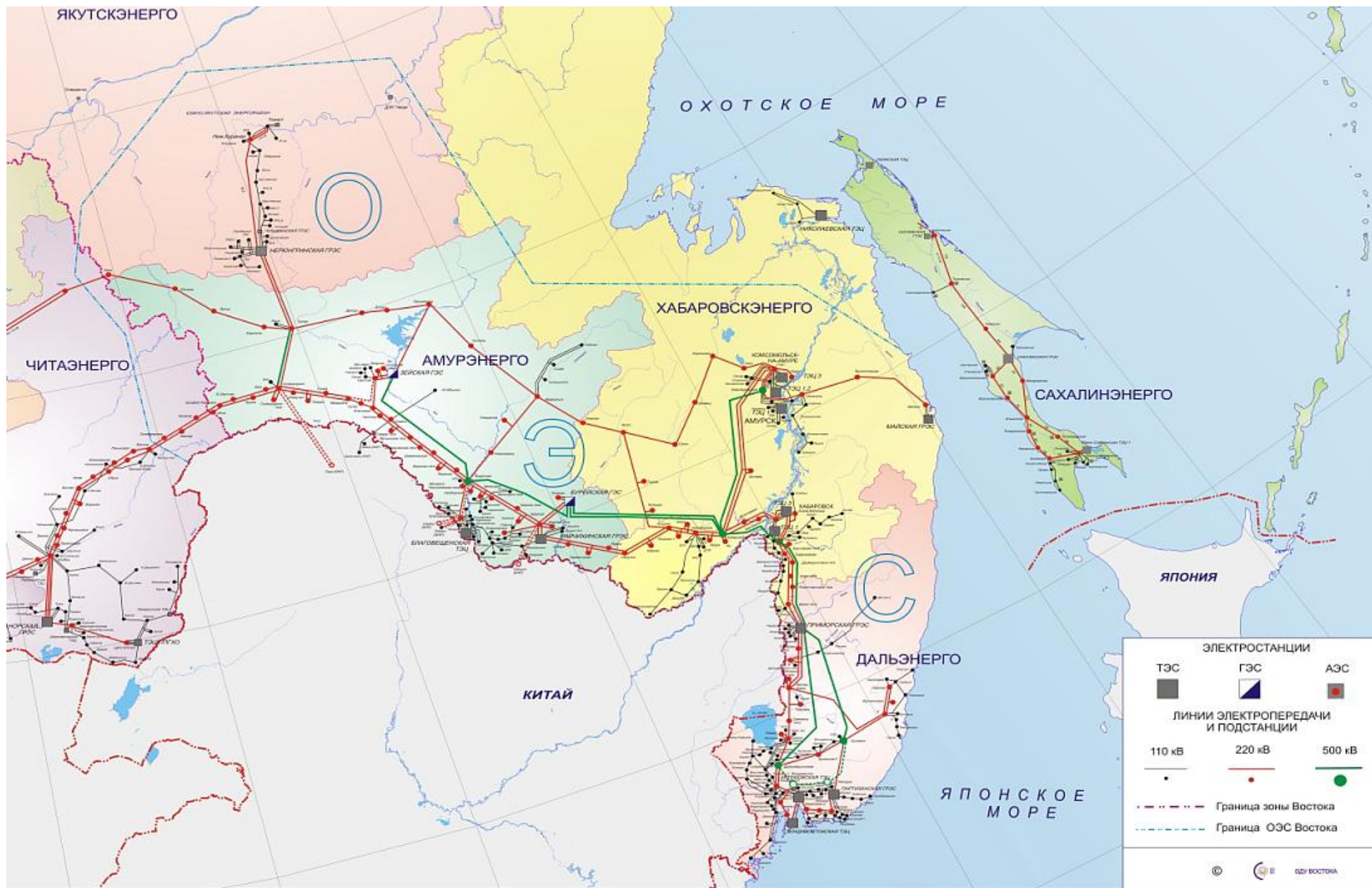


Рис. 45. Карта-схема ОЭС Востока со схемой основных электрических сетей 110-500 кВт

Таблица 106. Основные характеристики ОЭС Востока по результатам 2005 года

АО-энерго	Численность населения в регионе обслуживания, тыс. чел	Площадь обслуживаемой территории, тыс. кв.	Потребление э/э в регионе обслуживания АО-энерго, млн. кВтч	Выработка э/э, млн.кВтч	Отпуск т/э с коллекторов, тыс.Гкал	Доля АО-энерго на рынке т/э в регионе обслуживания
Амурэнерго	885,2	232,9	5 873,0	1 044,0	2 064,8	9%
Дальэнерго	2 028,6	164,7	9 981,2	4 150,6	5 443,7	23%
ЛуТЭК			664,0	5 182,5	218,3	1%
Хабаровскэнерго	1 604,3	788,0	8 925,4	7 711,8	13 209,6	57%
Южно-Якутский э/район	139,1	255,7	1 432,9	2 603,0	2 417,9	10%

Источник: По данным предоставленным АО-энерго.

Тарифы для конечных потребителей, установленные Региональными энергетическими комиссиями Дальнего Востока, не покрывают стоимость поставляемой электроэнергии. Разница компенсируется в основном из двух источников: за счет занижения тарифов покупки электроэнергии АО-энерго с ФОРЭМ и продажи на ФОРЭМ дорогой электроэнергии ЛуТЭКа потребителям Европейской части России, Урала и Сибири. И второй источник – прямое субсидирование предприятий и организаций, финансируемых из федерального бюджета. Общий объем субсидирования потребителей Дальнего Востока составляет порядка 4,5 млрд рублей. Кроме того, на Дальнем Востоке существуют все формы перекрестного субсидирования, какие только возможны: между электроэнергией и теплоэнергией, между группами потребителей, между разными видами деятельности в электроэнергетике (сети, генерация, сбыт), между энергоузлами в рамках одного региона. Исходя из вышеизложенного, а, также учитывая необходимость повышения инвестиционной привлекательности, увеличения капитализации компаний, и было принято решение о реформировании, целью которого является повышение надежности работы объединенных энергосистем Дальнего Востока.

Электропотребление и электрические нагрузки

В ОЭС Востока после периода замедления роста электропотребления (в 2000-2002 гг. оно оставалось на уровне 25,2 млрд.кВт.ч) в 2003-2005 годах наблюдался рост потребности в электроэнергии (темпы роста электропотребления составили соответственно 2,9; 2,4 и 3,3 %%% относительно предыдущих лет).

Таблица 107. Структура установленной мощности и выработки электроэнергии по ОЭС Востока за 2005 год

Наименование энергосистемы	Установленная мощность, МВт	Выработка электро-энергии, млн кВт.ч
Амурская ЭС	499	1 044
Дальневосточная	967	4 151
ЛуТЭК	1 467	5 183
Хабаровская	2 109	7 712
Южно-Якутский ЭР	618	2 603
ОЭС .Востока	5 660	20 692

Источник: Данные АО-энерго.

Электроэнергии на территории ОЭС производится больше на электростанциях АО-энерго – 20,69 млрд кВт.ч (или 74%), а федеральными электростанциями – 27,89 млрд кВт.ч (или 26% от выработанной на электростанциях электроэнергии). Федеральные электростанции Зейская ГЭС, Бурейская ГЭС и Приморская ГРЭС являются основными поставщиками электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Энергосистемы западной части ОЭС, в которую входят Амурская ЭС и Южно-Якутский энерго-район Якутской ЭС, являются избыточными по мощности в период зимнего максимума, а энергосистемы восточной части (Дальневосточная и Хабаровская ЭС) – дефицитными.

Экспорт электроэнергии и мощности

В ОЭС Востока, начиная с 1992 г, действуют две межгосударственные электропередачи, по которым экспорт электроэнергии осуществляется из Амурской энергосистемы в Китай (на изолированные узлы электрической нагрузки) из двух пунктов на напряжении 110 кВ:

- от ПС 220 кВ Благовещенская (по одноцепной ВЛ в габаритах 220 кВ),
- от ПС 220 кВ Сиваки (по ВЛ 110 кВ).

Величина экспорта электроэнергии постоянно увеличивается.

На рисунке ниже представлена карта–схема существующей электрической сети Амурской ЭС с межгосударственными электропередачами от ПС Сиваки и Благовещенская.

Экспорт электроэнергии ОЭС Востока в приграничные районы Китая осуществляется с ФОРЭМ, поставки на который производят следующие станции ОЭС Востока: Зейская ГЭС, Бурейская ГЭС, Нерюнгринская ГРЭС (Якутскэнерго), Приморская ГРЭС (ЛутЭК).

Оператором/держателем всех экспортных контрактов с 2003 г. является ЗАО «Интер РАО ЕЭС» (в 2000-2003 гг. - Департамент экспорта РАО «ЕЭС России», ранее – «спецэкспортеры», Амурэнерго).

«Амурэнерго» с начала поставок электроэнергии в КНР является техническим исполнителем всех заключаемых контрактов (по сетям «Амурэнерго» 110 и 220 кВ происходит доставка э/э от магистральных сетей ФСК 550 кВ с подстанции Амурская).

Существующие объемы приграничного экспорта э/э в настоящее время условно «обеспечивают» Южно-Якутская энергозона (Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ) с объемами поставок на ФОРЭМ 1,5-1,2 млрд кВтч в 2002-2005 гг. (соответственно) и гидрогенераторы Амурской области (Бурейская и Зейская ГЭС).

Снижение годового перетока Южно-Якутской энергозоны в 2005 г. было вызвано вводом дополнительных мощностей Бурейской ГЭС и перераспределением баланса э/э ОЭС Востока «в пользу» гидрогенерации.

Основным ограничением в росте объемов приграничного экспорта в настоящее время является магистральная сетевая инфраструктура ОЭС Востока, характеризующая ограниченной пропускной способностью мощностей.

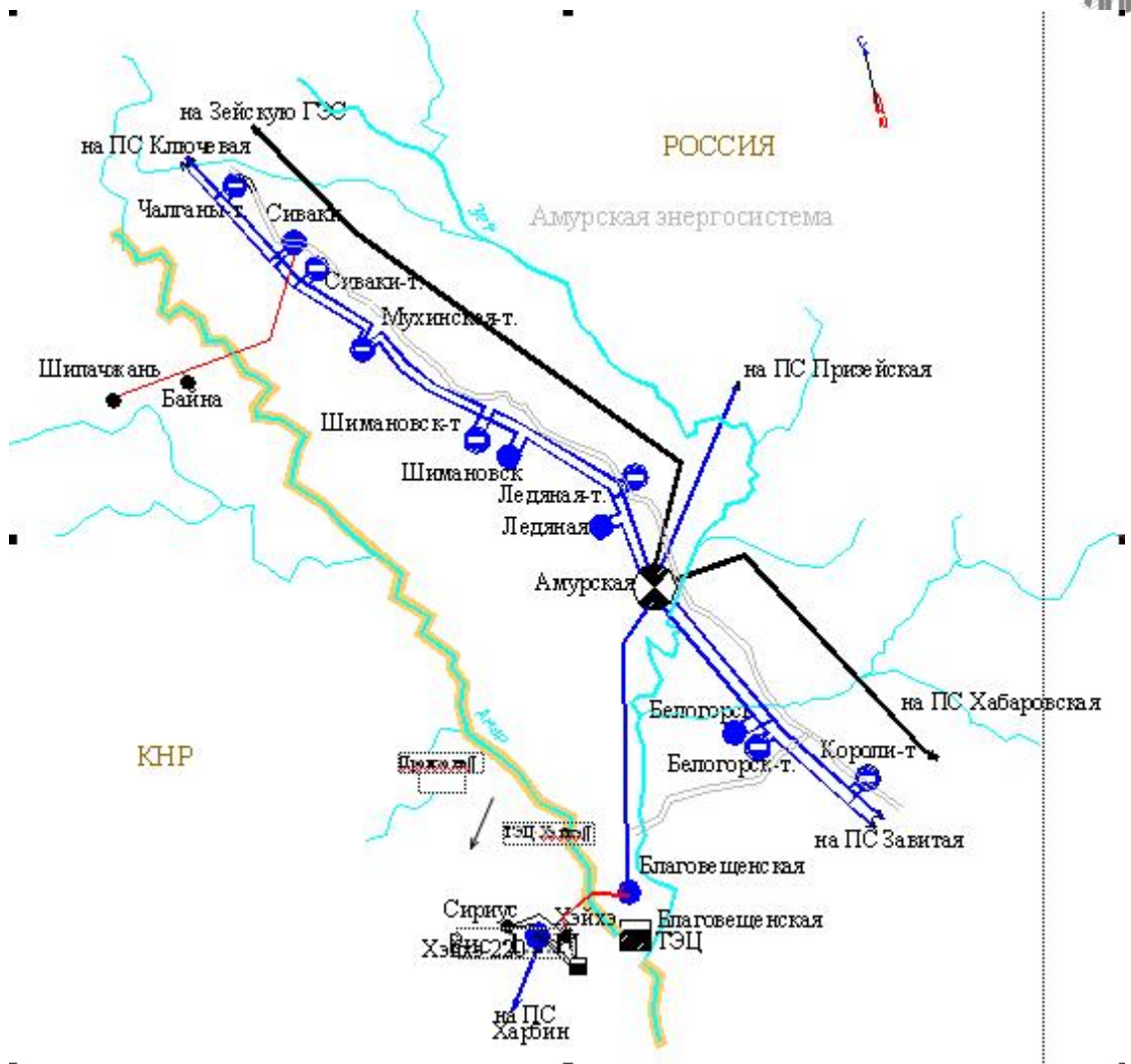


Рис. 46. Карта-схема существующей электрической сети Амурской ЭС

Электрические сети ОЭС Востока

Электрические сети ОЭС Востока сформированы в более обжитом южном регионе Дальнего Востока вдоль границы с Китаем и работают изолированно от ЕЭС России. Сравнительно слабая связь ОЭС Востока с Читинской энергосистемой ОЭС Сибири используется для взаимопомощи.

Характерной особенностью электрических сетей ОЭС Востока является их цепочечный характер и большая протяженность, размещение двух крупных электростанций Зейской ГЭС и Приморской ГРЭС вдали от центров электрических нагрузок.

Сложившаяся на сегодня схема представлена: ВЛ 500 кВ на участках Зейская ГЭС – ПС Амурская – ПС Хабаровская, Бурейская ГЭС – ПС Хабаровская, ПС Хабаровская – ПС Комсомольская, ПС Хабаровская - Приморская ГРЭС – ПС Дальневосточная, Приморская ГРЭС – ПС Чугуевка (переведена на номинальное напряжение 500 кВ в 3-ем квартале 2005 г.) и ВЛ 220 кВ вдоль Транссиба, БАМа, а также поперечными связями 220 кВ - вдоль ж.д. (АЯМа, Лондоко - Ургал, Хабаровск - Комсомольск) и от Зейской ГЭС, ПС 500 кВ Амурская.

Протяженность сетей от Нерюнгринской ГРЭС (самой северной из крупных электростанций) до Владивостокской ТЭЦ-2 (самой южной электростанции ОЭС) по трассам ВЛ около 2600км.

Системообразующая сеть 220–500 кВ ОЭС Востока находится, в основном, в удовлетворительном состоянии. Но при существующих электрических нагрузках и режимах работы электростанций имеет недостаточную пропускную способность по условиям статической устойчивости передачи мощности в восточном и южном направлениях в нормальных и послеаварийных режимах.

В электрической сети ОЭС существуют следующие проблемы и «узкие» места:

- Из-за удаленности крупных электростанций от потребителей и слабости «приемных» систем не достигается полная пропускная способность сетей по условиям статической устойчивости передачи мощности. Вследствие чего:
 - ограничена пропускная способность в сечениях Южно-Якутский ЭР – ОЭС Востока (в летних режимах), Зейская ГЭС - восточная часть ОЭС, Приморская ГРЭС - юг Дальэнерго, поэтому нельзя полностью использовать в ОЭС имеющийся на Зейской ГЭС, Нерюнгринской ГРЭС и Приморской ГРЭС резерв мощности;
 - ограничена выдача мощности:
 - Зейской ГЭС в сеть 220 кВ термической устойчивостью проводов ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС - Ключевая, требуется решить вопрос о возобновлении строительства ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Магдагачи;
 - Комсомольских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 и Амурской ТЭЦ-1 пропускной способностью сетей напряжением 110 кВ, на котором осуществляется выдача мощности ТЭЦ. Снижение уровня электрической нагрузки в районе Комсомольского узла и отсутствие сетевого строительства привело к тому, что избытки мощности на электростанциях (~270 МВт) не могут быть выданы за пределы Комсомольского энергорайона в сеть 220-500 кВ, связывающей Комсомольский энергорайон с ОЭС Востока.
 - не обеспечивается надежное электроснабжение:
 - юга Дальневосточной ЭС с городами Владивосток, Находка, требуется завершить строительство ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток, начать проектирование ВЛ 500 кВ Чугуевка – Находка – Владивосток и ПС 500 кВ Владивосток и Находка с вводом их в до 2009 г.
 - района г. Благовещенска, требуется ввод ВЛ 220 кВ Благовещенск – Тамбовка – Варваровка; на ПС 220 кВ Сиваки требуется замена существующих и установка вторых трансформаторов;

Выводы

1. Район действия ОЭС характеризуется интенсивным освоением и развитием по сравнению с остальными районами Дальнего Востока.
2. Суммарная установленная мощность существующих в настоящее время электростанций составляет около 5 660 МВт.
3. В ОЭС Востока в 2003-2005 годах наблюдался рост потребности в электроэнергии.
4. Энергосистемы западной части ОЭС являются избыточными по мощности в период зимнего максимума, а энергосистемы восточной части – дефицитными.
5. Величина экспорта электроэнергии ОЭС Востока постоянно увеличивается, но при этом пропускная способность ВЛ недостаточна. Для обеспечения в полной мере выдачу мощности электрических станций и передачу в необходимых объемах энергии и мощности на территории ОЭС требуется завершить формирование сети 500 кВ.
6. Особенностью электрических сетей ОЭС Востока является их цепочечный характер и большая протяженность.

Анализ региональных и местных факторов – Республика Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) самая большая из республик по размерам национально-государственных образований в Российской Федерации. Столица республики - г. Якутск.

Якутск - город республиканского значения. Протяженность города с севера на юг – 20 км, с запада на восток – 10 км. Население города около 230 тысяч человек (228,4 тысяч человек - постоянного), что составляет 35% всего населения республики. За последнее десятилетие население Якутска увеличилось на 40%.

Территория республики более 3 млн кв.км, что составляет 1/5 часть всей Федерации. С юга на север Якутия распростерлась на 2 500 км, а с запада на восток - на 2000 км, более 40% площади республики находится за Северным полярным кругом. В состав республики входят ряд островов Северного Ледовитого Океана, в том числе Новосибирские острова.

Доля республики в общей численности населения Федерации всего 0,7% (1 023 тыс. человек) это самый редконаселенный регион в стране, здесь плотность составляет 1 человек на 3 кв. км, а сельского населения еще меньше 1 человек на 10 кв. км. Территория главный естественный ресурс республики, причем подавляющая ее часть это экологически чистые пространства. Якутская АССР образована 27 апреля 1922 г. До этого существовала (с1851 г.) Якутская область Иркутского генерал-губернаторства.

Более 70% поверхности республики Саха занимают горы. На северо-востоке республики расположены обширные горные системы - хребты Верхоянский (2 959 м), Черского (с высшей точкой Якутии - гора Победа, 3 147 м), между ними находится Яно-Оймяконское плоскогорье, на юге - пограничный Становой хребет и Алданское нагорье, на западе - окраинные части Среднесибирского плоскогорья. И только на севере и в центре - обширные равнины.

Климат

Республика Саха расположена в зоне вечной мерзлоты. В районе Оймякона - Верхоянска находится «полюс холода» Северного полушария, где температура зимой достигает -70°C . Климат республики резко континентальный. По количеству осадков Якутия относится к полупустыни, и только наличие вечной мерзлоты создает условия для существования здесь растительности, 71% территории покрыто тайгой, остальное - лесотундра, тундра, арктическая пустыня.

Климат Якутска резко континентальный. Зима длится более 210 дней. В Якутске впервые в мире был применен свайный метод строительства зданий на многолетней мерзлоте. Якутск является промышленным, научным и культурным центром республики. В Якутске более десятка техникумов, училищ, 3 театра, несколько музеев.

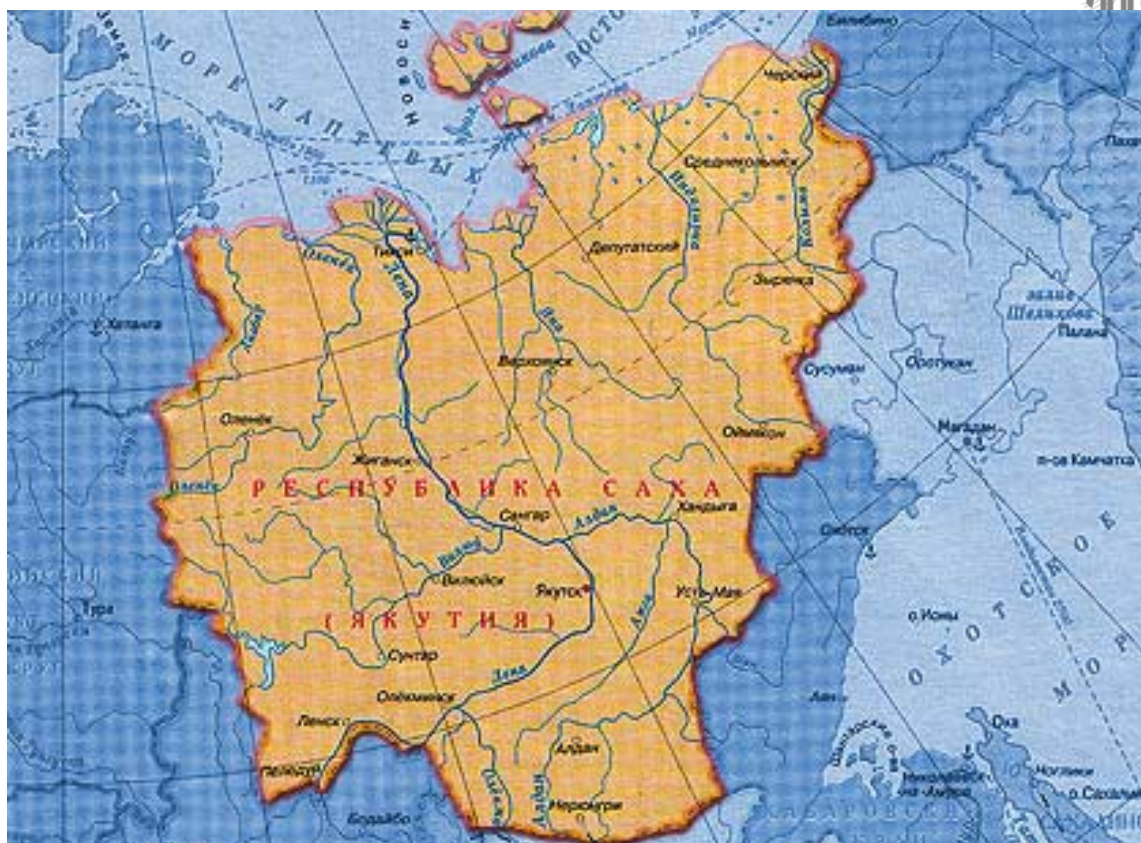


Рис. 47. Карта-схема республики Саха (Якутия)

Население

В общей численности населения доля горожан 67,3%; городов немного всего 10, из них 3 республиканского подчинения: столица Якутск (191 тыс. жителей); центр угледобычи Нерюнгри (77 тыс.), центр добычи алмазов Мирный (38 тыс.).

Этнический состав: титульная нация якуты (33%), эвенки (1,4%), эвены (1%), юкагиры (0,1%); из некоренных на первом месте русские (50,3%), далее украинцы (7%), татары (1,5%).

Численность постоянного населения – 1 000,7 тысяч человек (644,5 тысяч человек - городское, 356,2 - сельское). На территории республики проживают представители более 120 национальностей.

Демографическая политика в республике характеризуется положительными тенденциями в сфере развития народонаселения. Увеличился естественный прирост населения республики с 4,7 на 1 000 человек населения до 5,2, за счет роста рождаемости с 14,9 на 1 000 человек населения до 15,4. Уровень смертности не изменился и составил 10,2 на 1000 человек.

Таблица 108. Численность населения городов, крупных поселков и сельских поселений

Районы	Районные центры	Численность населения на 1.01.2005, тыс.	Площадь тыс. кв. км	Плотность населения
Абыйский улус	пгт Белая Гора	4,6	70,21	0,1
Алданский улус	г. Алдан	48,3	155,69	0,3
Аллаиховский улус	пгт Чокурдах	3,2	105,85	0
Амгинский улус	с. Амга	16,8	29,4	0,6
Анабарский улус	с. Саскылах	4,1	56,07	0,1
Булунский улус	пгт Тикси	9,5	181,7	0,1
Верхневилуйский улус	с. Верхневилуйск	21,2	43,17	0,5
Верхнеколымский улус	пгт Зырянка	5,3	67,62	0,1

Районы	Районные центры	Численность населения на 1.01.2005, тыс.	Площадь тыс. кв. км	Плотность населения
Верхоянский улус	пгт Батагай	12,7	143,84	0,1
Вилуйский улус	г. Вилуйск	25,7	53,73	0,5
Горный улус	с. Бердигестях	11,4	45,82	0,2
Жиганский улус	с. Жиганск	4,2	142,05	0
Кобяйский улус	пгт Сангар	13,7	107,19	0,1
Ленский улус	г. Ленск	38,5	76,9	0,5
Мегино-Кангаласский улус	с. Майя	32,1	11,06	2,9
Мирнинский улус	г. Мирный	46	158,71	0,3
Момский улус	с. Хонуу	4,7	101,7	0
Намский улус	с. Намцы	21,7	11,89	1,8
Нижнеколымский улус	пгт Черский	5,5	86,82	0,1
Нюрбинский улус	г. Нюрба	15,2	53,22	0,3
Оймяконский улус	пгт Усть-Нера	13,8	93,87	0,1
Олекминский улус	г. Олекминск	26,7	160,39	0,2
Оленекский улус	с. Оленек	4,1	314,63	0
Среднеколымский улус	г. Среднеколымск	8,2	122,16	0,1
Сунтарский улус	с. Сунтар	25,5	59,92	0,4
Таттинский улус	с. Ытык-Кюель	16,4	19,11	0,9
Томпонский улус	пгт Хандыга	15,2	135,35	0,1
Усть-Алданский улус	с. Борогонцы	22	17,94	1,2
Усть-Майский улус	пгт Усть-Мая	11,1	97,94	0,1
Усть-Янский улус	пгт Депутатский	9,4	155,07	0,1
Хангаласский улус	г. Покровск	24,9	25,2	1
Чурапчинский улус	с. Чурапча	19,9	12,82	1,6
Эвено-Бытантайский Национальный улус	с. Батагай-Альта	2,8	52,48	0,1

Источник: www.mojgorod.ru

Численность населения республики занятого всеми видами экономической деятельности, 441,8 тыс. человек. Номинальные денежные доходы на душу населения составляют 7 250 рублей в месяц. Потребительские расходы на душу населения (покупка товаров и оплата услуг) составляют 6 017 рублей в месяц.

Природные ресурсы

Полезные ископаемые республики Саха (Якутия): алмазы, золото, слюда-флогопит, каменный и бурый уголь, железные руды, природный газ, олово, вольфрам, полиметаллические руды, пьезокварц, сурьма, ртуть, апатиты.

Наиболее известные месторождения: алмазов - бассейн Вилуя, Оленек, Айхало-Удачинский узел; золота - Алданский, Джугджурский и Индигирский районы; олова - Депутатское, Тенкели, Илин-Тас, Алыс-Хая, Бургочанское; сурьмы - Сентачанское, Сырылахское; медно-вольфрамовое - Агылкинское; свинцово-цинковое - Сарадана; природного газа - Средне-Вилуйское, Средне-Ботуобинское, Мастахское; слюды-флоготипа - Тимптонское, Эльконское, Эмельджакское; угля - Чуль-Маканское, Нерюнгринское, Муастахское; железных руд - Пионерское, Сиваглинское, Таежное; апатитов - Селигдарское.

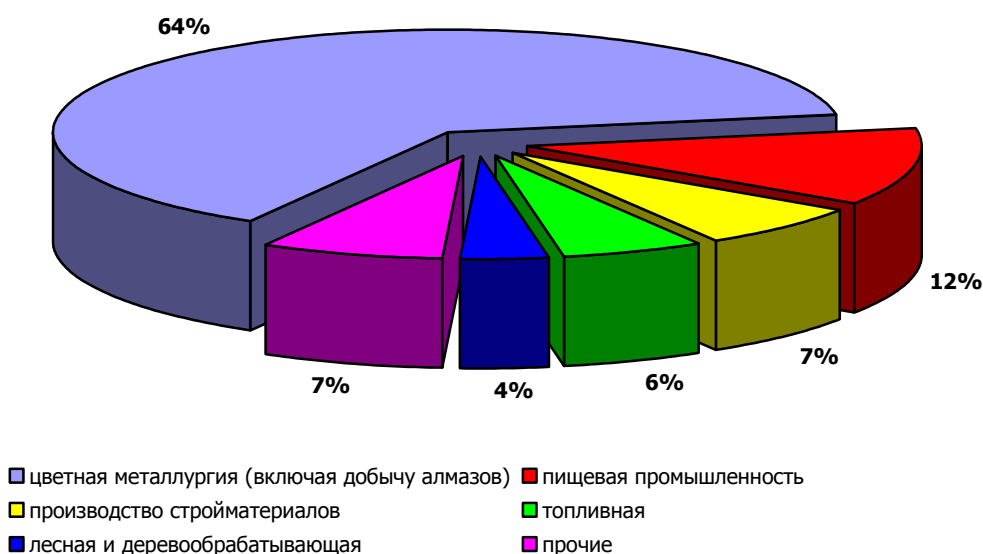
Из минеральных ресурсов наиболее важные: золото (район Алдана, бассейны Яны, Индигирки); алмазы (кимберлитовая трубка «Мир», бассейн реки Вилуя); ниобий (Томторское месторождение, одно из богатейших в мире); железная руда (Чаро-Токинское и Таежное месторождения). Многочисленны месторождения угля, приуроченные к колоссальному (750 тыс. кв.км) Ленскому бассейну с запасами 1,6 трлн т (Сангар, Нерюнгри, Джебарики-Хая каменный уголь, Намцы бу-

рый уголь); есть природный газ, перспективны поиски месторождений нефти; каменная и поваренная соль, известняки, слюды, строительные материалы.

Промышленность

В России роль Республики Саха (Якутия) заметна по добыче алмазов (свыше 90%), золота (24%), заготовкам леса (10%), добыче пушнины (15%).

Основные отрасли промышленности: добыча и обогащение сырья, цветная металлургия, угольная промышленность. Развитие получили также электроэнергетика, лесная и деревообрабатывающая промышленность, промышленность строительных материалов, легкая, пищевая, машиностроение.



Горнодобывающая промышленность: алмазы (АК «Алмазы России-Саха»), золото (АО «Золото Якутии», «Алданзолото»), олово (АО «Депутатсколово»), слюда, сурьма.

Топливо-энергетический комплекс: угольная (АО «Якутуголь»); газовая (АО «Якутгазпром»); электроэнергетика - Вилюйская ГЭС, Чульманская, Якутская ГРЭС.

Лесная и деревообрабатывающая промышленность: АК «Якутлес» (деловая древесина, пиломатериалы, мебель).

Лёгкая промышленность: швейные, кожаные, меховые изделия, обувь. Пищевая промышленность. Производство стройматериалов.

Главные промышленные центры: города - Якутск, Нерюнгри, Мирный, Алдан, Удачный, Покровск; ПГТ - Айхал, Депутатский, Сангар, Чульман, Усть-Нера.

Электроненергетика

ОАО АК «Якутскэнерго» занимает одно из первых мест в РАО «ЕЭС России» по площади обслуживания (территория республики составляет 1/5 часть России) и по количеству генерирующих источников. Огромна и протяженность линий электропередачи всех классов напряжения: она составляет половину длины экватора – свыше 20 тыс. км.

Якутская энергосистема во многом уникальна. В ней представлены все виды генерации: гидрогенерация (Вилюйская ГЭС), газовая генерация (Якутская ГРЭС, Якутская ТЭЦ), генерация на угле (Нерюнгринская ГРЭС). Кроме того, 164 станции работают на дизельном топливе, 129 из

которых объединены в дочерней компании «Сахаэнерго», специализирующейся на малой энергетике.

«Якутскэнерго» является избыточной энергосистемой. Крупнейшая на юге республики станция – Нерюнгринская ГРЭС, общая установленная мощность которой 570 МВт – продает электроэнергию за пределы Якутии. Доля якутской энергии на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности Дальнего Востока составляет 10%. Объем продаж электроэнергии на ФОРЭМ постоянно увеличивается.

Основными потребителями якутской электроэнергии являются «Амурэнерго», «Дальэнерго» и «Алтайэнерго». В результате перераспределения электрическая энергия передается по сетям единой системы РАО от Калининграда в страны Прибалтики.

Сельское хозяйство

Растениеводство очагового характера обеспечивает промышленные центры картофелем и овощами. Животноводство молочно-мясного направления. Значительное оленье стадо около 400 тыс. (16% российского поголовья). Развиты звероводство, охотничий и рыбный промыслы. Посевы зерновых (пшеница и др.) и кормовых культур.

Транспорт

Транспорт играет для республики огромную роль и пока в основном сдерживающую. Железная дорога лишь недавно пересекла границу республики (Тында - Беркакит - Нерюнгри), основная нагрузка ложится на водный, автомобильный (особенно на Амурско-Якутскую магистраль) и воздушный транспорт.

Судоходство в Якутии осуществляется по Северному морскому пути, Лене и её притокам, по другим крупным рекам. Морские порты - Тикси, Зелёный мыс (Черский).

Экономика республики Саха (Якутия)

Таблица 109. Социально-экономические показатели

Показатель	Январь 2006 г.	В % к	
		январю 2005г.	декабрю 2005г.
Оборот организаций по видам экономической деятельности в действующих ценах - всего, млн. руб.	16 601,8	113,3	72,3
Объем отгруженных товаров собственного производства, выполнено работ, услуг собственными силами - всего, млн. руб. ¹⁾	10 930,4	110,5	78,3
Индекс промышленного производства - всего, % (с учетом дорасчета) ¹⁾	-	94,7	81,0
крупных и средних предприятий	-	93,9	82,6
алмазодобывающих предприятий (добыча алмазов)	-	90,7	76,5
из них АК "АЛРОСА" (добыча алмазов)	-	95,0	83,7
крупных и средних предприятий без учета добычи алмазов	-	98,7	92,9
Инвестиции в основной капитал – всего, млн. руб. ²⁾	858,7	100,7	9,5
Объем производства продукции сельского хозяйства всех сельхозпроизводителей, млн. руб.	147,9	101,7	8,5
Грузооборот транспорта, млн. тонно-км.	422,3	121,3	82,5
Пассажиروоборот транспорта общего пользования, млн. пасс.км	134,5	96,9	69,2
Оборот розничной торговли – всего, млн. руб.	4 064,1	101,6	65,2
Оборот общественного питания – всего, млн. руб.	323,8	101,3	64,6
Объем платных услуг населению - всего, млн. руб.	1 326,3	106,2	62,7
Реальные располагаемые денежные доходы населения, % 2)	-	93,7	42,1

Показатель	Январь 2006 г.	В % к	
		январю 2005г.	декабрю 2005г.
Среднемесячная начисленная заработная плата одного работника ³⁾ : номинальная, рублей	13 560,1	119,5	125,1
реальная	-	106,8	123,9
Численность официально зарегистрированных безработных, чел ⁴⁾	12 113	123,0	105,7
Индекс потребительских цен на товары и услуги, %	-	113,46	103,21
1) Рассчитан по видам деятельности «Добыча полезных ископаемых», «Обрабатывающие производства», «Производство электроэнергии, газа и воды». 2) Данные предварительные. 3) Данные предварительные. В первой графе данные за январь-декабрь 2005г., во второй – январь-декабрь 2005г. в % к январю-декабрю 2004г., в третьей – декабрь 2005г. в % к ноябрю 2005г. 4) По данным Управления Федеральной государственной службы занятости населения по РС(Я). В первой графе данные на 01.02.2006 г., во второй – 01.02.2006г. в % к 01.02.2005г, в третьей – 01.02.2006г. в % к 01.01.2006г.			

Источник: Официальный сайт статистики Якутии www.yakutstat.ru

Республика занимает второе место по привлечению иностранных инвестиций в Дальневосточном Федеральном округе (после Сахалинской области). По данным рейтингового агентства «Эксперт РА» Республика Саха (Якутия) по инвестиционному потенциалу среди 89 регионов Российской Федерации занимает 17 место.

Республика Саха (Якутия) – относится к немногочисленной категории регионов с умеренным риском, согласно рейтинга инвестиционной привлекательности регионов, опубликованного журналом «Эксперт».

Выводы

Основные характеристики республики Саха (Якутия):

- Лидирующее положение в хозяйственном комплексе области занимает промышленность основную часть, которой составляет добыча алмазов;
- Более 40% территории республики находятся за Северным полярным кругом;
- Республика Саха (Якутия) является поставщиком энергии на зону Дальнего Востока и России. В результате перераспределения электрическая энергия передается по сетям единой системы РАО от Калининграда в страны Прибалтики.
- Развита транспортная инфраструктура, основным является водный и автомобильный транспорт;
- В республике развито животноводство (16% поголовья РФ);
- Республика имеет значительный инвестиционный потенциал и относится к категории регионов со средним риском;

Ведется активная разработка месторождений и добыча полезных ископаемых, находящихся на территории республики.

Описание расчетной модели

На основе всей собранной и проанализированной информации об Объекте оценке, внешнем окружении Общества оценщики построили логическую модель, на основе которой проведены все дальнейшие расчеты.

1. Определяется возможность применения сравнительного подхода.
2. Стоимость Объекта оценки определяется с использованием методов доходного подхода.
3. Методами затратного подхода определяется стоимость чистых активов Общества, в том числе стоимость замещения имущества, которая выбирается на основе сравнительного анализа вариантов замещения объемов производимой Обществом электроэнергии и теплоэнергии.
4. При расчете в рамках затратного подхода учитывается физический износ объектов оценки. Необходимость определения внешнего износа, а также внесения корректировки на различия в эксплуатационных расходах замещаемого и замещающего объектов, исследуется в рамках согласования результатов, полученных всеми примененными подходами.
5. На стадии согласования результатов определяется величина внешнего износа. Для этого, в расчетную модель доходного подхода, закладываются параметры исключающие факторы внешнего износа. Полученный результат соотносится с результатом определенным в рамках доходного подхода, таким образом, рассчитывается процент внешнего износа, который уменьшает стоимость внеоборотных активов в рамках затратного подхода.
6. Полученные результаты согласовываются.

О возможности применения сравнительного подхода для определения рыночной стоимости акций Общества

Общие положения

Как уже было отмечено выше, в рамках сравнительного подхода для оценки может применяться три основных метода:

- Метод рынка капитала (метод компании-аналога) — основан на ценах реальных сделок с миноритарными пакетами акций сходных компаний на мировых рынках.
- Метод сделок — основан на ценах приобретения контрольных / существенно крупных пакетов акций в сходных компаниях.
- Метод отраслевых коэффициентов (мультипликаторов) — основан на специальных формулах или ценовых показателях, используемых в одной или различных отраслях.

Особенности сравнительного подхода

Сравнительный подход к оценке предприятий как действующего бизнеса основывается на предположении, что ценность актива определяется тем, за сколько он может быть продан при наличии достаточно сформированного финансового (в частности, фондового) рынка.

Теоретической основой сравнительного подхода, доказывающей возможность его применения, а также объективность результативной величины, являются следующие базовые положения:

- В качестве ориентира используются реально сформированные рынком цены на аналогичные активы (в нашем случае, это акции, паи, доли в уставных фондах и т.д.). Считается, что при наличии развитого финансового рынка фактическая цена купли-продажи предприятия в целом или одной акции наиболее полно учитывает многочисленные факторы, влияющие на стоимость собственного капитала предприятия. К таким факторам можно отнести: соотношение спроса и предложения на данный вид бизнеса, уровень риска, перспективы развития отрасли, конкретные особенности предприятия.
- Цена предприятия отражает его производственные и финансовые возможности, макроэкономическую ситуацию в стране, положение в отрасли, а также перспективы развития предприятия. Следовательно, в аналогичных предприятиях должны совпадать соотношения между ценой и важнейшими параметрами (финансовыми и производственными показателями), характеризующими деятельность предприятия, такими как прибыль, дивидендные выплаты, объем реализации, балансовая стоимость собственного капитала. Отличительной чертой этих финансовых параметров является их определяющая роль в формировании дохода, получаемого инвестором.

Сопоставление основных экономических параметров оцениваемой компании с аналогичными показателями других предприятий отрасли позволяет с достаточно высокой степенью точности определить уровень стоимости оцениваемого бизнеса. Основным преимуществом сравнительного подхода является тот факт, что расчеты базируются на фактических ценах купли-продажи, которые формируются на фондовом рынке. В рамках сравнительного подхода субъективное мнение ограничивается этапами выбора компаний-аналогов и внесения поправок, обеспечивающих сопоставимость. При использовании других подходов стоимость оцениваемого бизнеса изначально определяется на основе расчетов, что повышает влияние субъективного мнения.

Однако, наряду с преимуществами, для сравнительного подхода характерен ряд недостатков:

- в качестве базы для расчетов используются финансовые результаты, достигнутые в прошлые периоды, а, следовательно, игнорируются возможные стратегические изменения в развитии предприятия в будущем, неизвестные участникам фондового рынка;
- стоимость сделки определяется рядом факторов, которые зависят от конкретного покупателя (например, стратегический интерес покупателя к этой компании, ожидаемый синергетический эффект и т.д.) и каждого объекта сделки (например, финансовые трудности, низкий уровень производственных мощностей и т.д.). Все эти факторы могут привести к существенному завышению или занижению результатов оценки;
- искажение цен на акции компании, которое может быть следствием положения компании в структуре холдинга либо существующей возможности слияния с другой компанией (или поглощения другой компанией);
- возможность использования сравнительного подхода и качество полученных в результате его применения результатов во многом зависит от наличия финансовой информации не только по оцениваемым предприятиям, но и по значительному числу компаний-аналогов.

Обоснование отказа от применения сравнительного подхода при оценке собственного капитала Общества

В рамках методологии и руководства по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО РАО "ЕЭС России" применение сравнительного подхода на этапе реформирования общества ограничено значительным числом факторов, не позволяющим получить объективные результаты оценки. Кроме того, в соответствии с законом об акционерных обществах, определение стоимости акций для целей выкупа должно проводиться без учета фактора реформирования.

Основные причины ограничений использования сравнительного подхода для оценки Общества изложены ниже.

Применение метода сравнения с российскими электроэнергетическими компаниями некорректно по следующим причинам:

- Российский фондовый рынок развит крайне слабо. Небольшой объем торгов, недостаточная прозрачность компаний, весьма малая информация об их деятельности — все эти факторы создают существенные трудности, как при выборе потенциальных объектов аналогов, так и при обосновании величин корректировок.

- Российский фондовый рынок высоко спекулятивен из-за наблюдающейся на нем информационной неэффективности (неравномерное и неодновременное распространение информации, а также ее искажение), что приводит к высокой волатильности торгуемых акций — резкому разбросу цен и разнонаправленным рывкам рынка в течение одного и того же дня.
- Отсутствуют долгосрочные исследования российского рынка ценных бумаг.
- Объектом оценки является 1 (Одна) акция в составе 100% пакета акций Общества, однако данные о сделках с подобными мажоритарными пакетами у оценщиков отсутствуют (метод сделок не применим).

Нецелесообразность рассмотрения в качестве аналогов зарубежных компаний объясняется следующими обстоятельствами:

- значительные различия в объеме операций, масштабе и степени диверсификации производства, зрелости бизнеса и используемых моделей его организации;
- большинство рассмотренных публичных компаний ведут диверсифицированный вид деятельности, заняты не только производством электроэнергии, но и транспортировкой, реализацией газа и электроэнергии;
- тарифы на электроэнергию в России являются предметом государственного регулирования, что обусловлено их значимостью для социально-экономического состояния национальной экономики. В результате внутренние тарифы на электроэнергию для промышленных потребителей и населения значительно меньше экспортных. Специфика ценообразования в электроэнергетической отрасли России искажает сравнительный анализ российских и зарубежных компаний и результаты оценки, полученные на его основе;
- финансовый анализ отобранных электроэнергетических компаний показал, что существуют различия в бухгалтерском учете и деловой практике разных стран, а также ограниченные данные о результатах финансовой деятельности отобранных компаний-аналогов, что не позволяет рассчитать достаточное количество оценочных коэффициентов и провести корректный расчет.

Использовать историческую информацию по сделкам с пакетами акций российских компаний в переходный период возможно только при наличии исчерпывающей достоверной информации.

Анализ сделок с пакетами акций Общества на российском фондовом рынке позволил сделать следующие выводы:

- Торговля акциями ОАО АК «Якутскэнерго» на фондовом рынке осуществляется НП «Фондовая биржа РТС», ММВБ, ОАО «Фондовая биржа РТС». За год, предшествующий дате оценки, 99,6% от общего объема торгов обыкновенными акциями (АОИ) было осуществлено ММВБ, 0,4% - НП «Фондовая биржа РТС». Торговля привилегированными акциями (АПИ) в течение года осуществлялась НП «Фондовая биржа РТС» (100%). Информация о торговле акциями ОАО АК «Якутскэнерго» за период 31.03.05 - 31.03.06г. приведена в таблице ниже.

Таблица 110. Информация о торговле акциями ОАО АК «Якутскэнерго» на фондовом рынке

Торговая система	НП «Фондовая биржа РТС»		ММВБ
Код акции	YAEN	YAENP	YAEN
Тип акции	АОИ	АПИ	АОИ
Минимальная ср.взвеш. цена, \$	0,03	0,0105	0,03
Максимальная ср.взвеш. цена, \$	0,05	0,0325	0,055
Объем торгов за год, \$	185 837	1 173 027	43 503 865
Объем торгов за год, шт,	4 691 525	53 562 468	1 125 371 400

Торговая система	НП «Фондовая биржа РТС»		ММВБ
Количество сделок	9	47	48 753

Источник: <http://www.skrin.ru>, <http://www.rts.ru>.

- Количество акций, задействованных в сделках в течение года, составило порядка 14% от общего количества обыкновенных именных акций и 4% - привилегированных акций. Столь малый объем сделок с миноритарными пакетами акций нельзя рассматривать как источник достоверной информации. Минимальный объем торгов приводит к зависимости цены акции от результатов нескольких сделок и значительной вероятности манипулировать ею, что не соответствует понятию рыночная стоимость.
- Кроме того, информация о реформировании акционерных обществ, входящих в Объединенную Систему Востока, является открытой. У оценщиков нет оснований предполагать, что данный факт не влияет на котировки акций.

На основании вышеотмеченного, оценщики приняли решение отказаться от оценки рыночной стоимости пакета акций ОАО АК «Якутскэнерго» в рамках сравнительного подхода.

Определение рыночной стоимости собственного капитала Общества на основе доходного подхода

Общие положения

Стоимость бизнеса, полученная путем применения настоящего подхода, есть текущая стоимость будущего потока доходов предприятия. Таким образом, задача сводится к оценке прогнозируемых доходов и расходов предприятия и имеющихся у него обязательств (кредитов, займов и пр.). В рамках доходного подхода возможно использование двух (наиболее традиционных) методов расчета.

Метод капитализации доходов предполагает деление репрезентативной величины денежного потока на коэффициент капитализации для пересчета доходов предприятия в текущую стоимость. Данный метод применим для оценки предприятия, характеризующегося стабильными доходами.

Метод дисконтирования денежных потоков (метод дисконтирования) основан на прогнозировании денежных потоков от функционирования предприятия в будущем для каждого из нескольких временных промежутков, которые затем пересчитываются в текущую стоимость. Данный метод явно предпочтительнее для оценки предприятия, денежные потоки которого в будущем будут иметь нерегулярный (неподдающийся описанию простой алгебраической формулой) характер.

Выбор метода расчетов

Оценка на основе анализа дисконтированных денежных потоков

Оценка рыночной стоимости Общества в рамках доходного подхода осуществлялась на основе метода дисконтированных денежных потоков. Выбор данного метода обусловлен тем фактором, что динамика доходов Общества в ближайшие годы не может быть описана определенной закономерностью. Это обусловлено, прежде всего, необходимостью включения в расчет денежного потока всех планируемых капитальных вложений в обновление основных фондов.

Метод дисконтирования определяется как процедура, в соответствии с которой ставка дисконтирования применяется к набору прогнозируемых доходных потоков. Метод основывается на принципе ожидания, который гласит, что все стоимости сегодня являются отражением будущих преимуществ. Стоимость предприятия, является суммой текущих стоимостей ожидаемых будущих доходов собственника. Определение стоимости предприятия данным методом основано на предположении о том, что потенциальный инвестор не заплатит за него больше, чем текущая стоимость будущих доходов, генерируемых данным предприятием. Соответственно, будет справедливо и утверждение о том, что собственник, в свою очередь, не продаст бизнес по цене ниже текущей стоимости прогнозируемых будущих доходов. Таким образом, логично предположить, что в результате данного, экономически целесообразного взаимодействия, стороны придут к соглашению о сумме сделки, равной текущей стоимости будущих доходов.

Таким образом, основные задачи при использовании метода дисконтирования состоят, во-первых, в правильном прогнозировании будущих доходов, генерируемых оцениваемым предприятием; во-вторых, в учете в ставке дисконтирования всех факторов риска, присущих его деятельности.

Методы дисконтирования предполагают составление прогноза динамики развития оцениваемого предприятия, до момента, когда будет достигнут стабильный (либо нулевой) темп роста приносимых им доходов.

При определении рыночной стоимости Предприятия методом дисконтирования денежных потоков соблюдается следующая последовательность действий:

1. Определение длительности прогнозного периода, а также выбор вида денежного потока, который будет использоваться в качестве базы для оценки.
2. Анализ и прогнозирование валовых доходов, расходов и инвестиций.
3. Расчет денежного потока для прогнозного периода.
4. Выбор ставки дисконтирования.
5. Расчет текущей стоимости будущих денежных потоков в прогнозируемом периоде.
6. Расчет текущей стоимости бизнеса в постпрогнозируемом периоде.
7. Внесение заключительных поправок.

Выбор типа денежного потока

Применяя метод дисконтирования денежных потоков, в расчетах можно использовать либо «денежный поток для собственного капитала» (Equity Cash Flow), либо «бездолговой денежный поток» (Debt Free Cash Flow, DFCF) – денежный поток для всего инвестированного капитала. Различия между ними заключается в том, что при расчете денежного потока для собственного капитала вычитаются проценты за кредиты и вносятся корректировки на прирост/сокращение задолженности компании по кредитам, а также в использовании различных ставок дисконтирования:

Таблица 111. Тип денежного потока

База денежного потока	Тип ставки дисконтирования
Бездолговой денежный поток	Средневзвешенная стоимость капитала (WACC)
Денежный поток для собственного капитала	Стоимость собственного капитала

Источник: [Фишмен Джей, Пратт Шэннон, Гриффит Клиффорд, Уилсон Кейт «Руководство по оценке стоимости бизнеса», М.: ЗАО «КВИНТО-КОНСАЛТИНГ», 2000 г., Десмон Гленн М., Келли Ричард Э. «Руководство по оценке бизнеса», М., РОО, 1996 г].

Согласно теории оценки, вне зависимости от того выбран денежный поток для собственного капитала или бездолговой денежный поток, итоговые величины стоимости компании будут равны.

В рамках модели денежного потока для инвестированного капитала (сумма собственного капитала и процентной задолженности) к расчету принимается совокупный денежный поток, независимо от его распределения на денежные потоки собственных и заемных средств. На основе этой модели денежного потока определяется рыночная стоимость инвестированного капитала. Для нахождения стоимости собственного капитала из данной величины вычитают процентную задолженность.

В зависимости от того, учитывается в денежном потоке инфляционная составляющая или нет, различают номинальный и реальный денежные потоки (первый, в отличие от второго, учитывает влияние инфляции).

В настоящей работе, в соответствии с Методологией, расчет был выполнен на основании прогноза бездолгового (на инвестированный капитал) номинального денежного потока, который рассчитывался по следующей формуле:

$$\text{Денежный Поток на Инвестированный Капитал} = \text{Скорректированная чистая прибыль} \\ [\text{NOPLAT} = \text{EBIT} \times (1 - T)]^5 + \text{Амортизационные отчисления} \pm \text{Сокращение/прирост рабочего} \\ \text{капитала (СОК)} - \text{Капитальные вложения} - \text{Обязательные выплаты из прибыли}$$

Для определения текущей стоимости ожидаемых денежных потоков с учетом того, что прогнозируемый денежный поток номинирован в рублях, а ставка дисконтирования в долларах США, прогнозируемый денежный поток был переведен оценщиками в доллары США на основе прогноза обменного курса.

Определение длительности прогнозного периода

В оценке предприятия методом дисконтирования денежных потоков весь срок прогнозируемой деятельности предприятия разделяется на две части: прогнозный период и постпрогнозный период.

В прогнозном периоде, как правило, наблюдаются колебания доходов и расходов, связанные с ростом и падением физических объемов продаж, изменением в структуре себестоимости, динамике цен и т.п. В этот период функционирование предприятия еще не стабилизировалось, и могут отсутствовать четко выраженные тенденции в развитии. Это наиболее сложный участок прогнозирования, поскольку приходится детально анализировать факторы, влияющие на величину денежного потока, и прогнозировать их изменение по отдельности.

При выборе адекватной длительности прогнозного периода следует учитывать, что, с одной стороны, чем длиннее прогнозный период, тем более обоснована итоговая величина текущей стоимости предприятия, однако, с другой стороны, чем длиннее прогнозный период, тем сложнее прогнозировать конкретные величины выручки, расходов, темпов инфляции, потоков денежных средств, а достоверность величины оценочной стоимости снижается.

Длительность периода прогнозирования должна соответствовать периоду достижения стабильного уровня роста денежного потока.

В Методологии рекомендуется использовать прогнозный период длительностью в зависимости от момента достижения компанией стабилизации результатов деятельности. Под стабилизацией деятельности подразумевается установление определенных и устойчивых темпов роста выручки и стабильных коэффициентов прибыльности.

При выборе длительности периода прогнозирования необходимо учесть следующее:

- Опыт разработчика Методологии по оценке объектов электроэнергетики в условиях Восточной Европы, включая Венгрию, Польшу, Чехию, Словакию, Боснию и Герцеговину, показывает, что данные рынки электроэнергии подвержены более высокой изменчивости, вызванной меньшей степенью развитости, а также проведением реформирования отраслей народного хозяйства, включая саму электроэнергетику. При этом следует учитывать последствия результатов реформирования экономики и их влияния на отрасль электроэнергетики в долгосрочном плане. Это вызывает необходимость составления долгосрочных прогнозов на более длительные сроки, как правило, до 20 лет. Для объектов ОАО РАО «ЕЭС России», период прогнозирования может составлять от 10 до 20 лет.

⁵ EBIT (Earnings Before Interest & Taxes) – прибыль до уплаты процентов и налога на прибыль. NOPLAT (Net Operating Profit Less Adjusted Taxes) – чистая операционная прибыль после уплаты налога на прибыль.

- Необходимость включения всех планируемых капитальных вложений в основные фонды при составлении прогнозируемого денежного потока. В отдельных случаях сроки замены основного оборудования могут составлять от 10 до 16 лет. Это приводит к необходимости выбора такого периода прогнозирования, который бы включал в себя все плановые капитальные вложения.

На основе вышесказанного в целях настоящей оценки мы ограничили продолжительность прогнозного периода сроком, равным 14,75 года (до 2020 г. включительно). Следует отметить, что первым прогнозным периодом является 9 месяцев 2006 года. Данное обстоятельство обусловлено датой оценки (31 марта 2006 года), принятой в настоящем Отчете.

Формирование доходов от текущей деятельности предприятия правки

Общая сумма выручки Общества складывается из выручки по следующим видам деятельности:

- продажа электроэнергии;
- продажа тепловой энергии;
- продажа сопутствующих товаров, работ услуг;
- продажа непрофильных товаров, работ, услуг.

Основным источником получения доходов для Общества является реализация электроэнергии. Доля указанного вида деятельности в общем объеме выручки в период 2000-2004 составляла в среднем около 76%. В 2005 году произошло снижение указанного показателя до 69,5%. Указанное снижение доли электроэнергии в общем объеме выручки обусловлено сокращением натурального объема отпуска электроэнергии основному потребителю Западного энергетического района – АК «АЛРОСА», а также снижение отпуска на ФОРЭМ. Весь объем полезного отпуска осуществляется тарифицированным потребителям.

Доля теплоэнергии в выручке составляла около 12%. Отпуск теплоэнергии осуществляется тарифицированным потребителям.

Попутно основной деятельности Общество осуществляет виды деятельности, сопутствующие основному производству, а также прочие работы и услуги, не связанные с основным производством.

Как было отмечено ранее, в состав нормализованных доходов и расходов включены виды деятельности, имеющие повторяющиеся и прогнозируемые обороты в течение ретроспективного периода.

Сопутствующие виды деятельности, учтенные в составе нормализованных доходов и расходов:

- поставка топлива для ОАО «Сахаэнерго»;
- сдача производственных основных фондов в аренду ОАО «Сахаэнерго».
- реализация реактивной энергии;
- доход, связанный с транспортировкой энергии Светлинской ГЭС по сетям Общества.
- Затраты по техническому обслуживанию и ремонту.
- Оказание коммунальных услуг (холодное водоснабжение, стоки, обслуживание водопроводных сетей).

К непрофильным видам деятельности относятся:

- Содержание объектов социального назначения.

Подробное описание прогноза доходов от данной деятельности приведено в тексте настоящего Отчета ниже, в разделе «Доходы от прочей деятельности».

В ходе нормализации из состава непрофильных видов деятельности исключены обороты по содержанию социальной сферы. Подобное решение оценщиков обосновано тем, что содержание объектов жилищно-коммунального хозяйства является экономически нецелесообразным и необоснованным с социальной точки зрения. Таким образом, оптимальным решением, с точки зрения оценщиков, является передача указанных объектов, что предусмотрено в расчетных моделях доходного подхода.

Существенных изменений структуры выручки и затрат, связанных с осуществлением прочей деятельности в прогнозном периоде не ожидается. По этой причине, в расчетных моделях прогнозирование оборотов осуществляется на базе плановых показателей Общества на 2006 год, с учетом инфляционного роста доходов и расходов.

Доходы от основной деятельности

Прогноз натуральных показателей реализации электроэнергии и теплоэнергии

Южный энергорайон Якутской энергосистемы работает в Объединенной энергосистеме Дальнего Востока (ОЭС Востока). Таким образом, прогнозирование натуральных показателей выработки и отпуска электроэнергии и теплоэнергии электростанций Южного энергорайона проводилось в рамках составления единого энергобаланса ОЭС Востока.

Подробное описание прогнозирования натуральных показателей отпуска электро и тепло энергии представлено в Приложении «Исходные параметры прогнозирования, утвержденные рабочей группой при комитете по оценке ОАО РАО «ЕЭС России». Для прогнозов натуральных показателей Нерюнгринской ГРЭС, котельной Нерюнгринской ГРЭС, Чульманской ТЭЦ и бойлерной ЮЯЭС оценщики использовали вышеуказанный документ.

При прогнозировании натуральных показателей остальных станций Якутской энергосистемы оценщики опирались на 5-летний план-прогноз развития видов деятельности ОАО АК «Якутск-энерго» на 2006-2010гг., разработанный в соответствии со сценарными условиями развития электроэнергетики и Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» на 2006-2010гг. Менеджментом Общества были предоставлены прогнозные энергобалансы.

Последовательность прогнозирования, используемая в обоих вышеуказанных источниках, осуществлялась в соответствии с «Методикой по прогнозированию АО-энерго Холдинга РАО «ЕЭС России» потребности в электрической энергии на обслуживаемой территории и отпуска тепла от собственных источников», разработанной проектной группой по прогнозному балансу электроэнергии ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике».

Основой для прогнозирования явились показатели потребления тепла и электроэнергии по территории обслуживания оцениваемой энергосистемы с учетом тенденций социально-экономического развития региона, уровня энергоэффективности и возможных изменений в объемах и структуре потребителей. Прогнозирование проводилось в разрезе отраслей экономики.

Распределение общего объема отпуска теплоэнергии с коллекторов АО-энерго по станциям осуществлялось на базе исторического распределения с учетом факторов территориального расположения и экономической эффективности.

Базой прогнозирования необходимого объема выработки энергии на период 2006-2020г. являлись объемы полезного отпуска электро и теплоэнергии конечным потребителям АО-энерго. С учетом сложившихся в энергосистеме объемов потерь энергии были определены необходимые объемы отпуска энергии с шин станций. Принимая во внимание индивидуальные особенности

оборудования и режимов загрузки станций, были определены объемы затрат энергии на собственные нужды и таким образом получены объемы необходимой выработки электро и теплоэнергии.

В соответствии с действующим законодательством⁶ электроэнергия, выработанная в теплофикационном режиме обязательна к приниманию рынком в полном объеме. Соответственно, объем необходимой конденсационной выработки станций определялся как разница между необходимой выработкой электроэнергии и выработкой электроэнергии в теплофикационном режиме с проверкой на предельные значения загрузки станций.

При прогнозировании натуральных показателей потребления электро и теплоэнергии Западного, Центрального и Северного энергорайонов учитываются следующие факторы.

Западный энергорайон

Основным потребителем электроэнергии Западного энергорайона является АК «АЛРОСА». Доля потребления электроэнергии предприятием составляет около 75% всего потребления энергорайона.

В 2007г. ожидается снижение электропотребления АК «АЛРОСА» на 87,7 млн.кВт.ч. в результате замещения электродвигателей на газовые в пос. Айхал. Рост электропотребления АК «АЛРОСА» с 2009г. связан с выходом на проектную мощность подземного рудника «Мир» (156.3 млн. кВтч), строительством подземного рудника «Удачный» (356.4 млн. кВтч).

В целом рост энергопотребления по Западному энергорайону также связан с постепенным переводом потребителей Нюрбинского и Сунтарского улусов на электроотопление в течение 2010-2015гг. Суммарная электроотопительная нагрузка улусов составляет 115 МВт. Планируется увеличение электропотребления объектов ОАО «Сургутнефтегаз». При росте потребления учитывается также естественный прирост.

При прогнозировании натуральных показателей отпуска электроэнергии Каскадом Вилюйских ГЭС учитывается ввод в эксплуатацию Светлинской ГЭС, которая будет являться альтернативным источником выработки электроэнергии в Западном энергорайоне. При выходе Светлинской ГЭС на проектную мощность планируется дальнейшее снижение энергопотребления АК «АЛРОСА» от источников ОАО АК «Якутскэнерго».

В 2007г. планируется принятие новых мощностей на баланс ВЭС и как следствие увеличение полезного отпуска по ВЭС за счет потребителей пос. Кызыл-Сыр (19,096 млн.кВт.ч.).

При прогнозировании учтен факт перевода с 2007г. Мирнинской ГРЭС в холодный резерв. Мирнинская ГРЭС будет вырабатывать теплоэнергию в режиме электробойлерной.

Каких-либо значительных изменений в прогнозе теплопотребления Западного энергорайона не предполагается. Прогноз отпуска тепла на период 2006-2010г. основан на показателях 5 – летнего бизнес-плана Общества. Далее отпуск тепла прогнозируется на уровне 2010г.

Центральный энергорайон

Рост энергопотребления Центрального энергорайона обусловлен естественным приростом.

Существенными факторами, влияющими на рост энергопотребления, также являются присоединение в 2009г. Эльдиканского энергоузла, который в настоящее время обслуживается ОАО «Сахаэнерго», присоединение поселка Усть-Мая с 2014г.

С 2010г. начинается временная эксплуатации железной дороги Беркакит-Томмот-Якутск, которая с 2013г. вводится в постоянную эксплуатацию. Так же с 2010г. вводится речной терминал в п.Кердем.

⁶ ФЗ №35-ФЗ «Об электроэнергетике»

С 2015г. планируется поэтапное присоединение к источникам ОАО АК «Якутскэнерго» Нежданского ГОКа, мощностью 20 МВт.

Для обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей запланирована реконструкция второй очереди Якутской ГРЭС. Планируется демонтаж 35-мегаваттных турбоагрегатов: №5 – 2009г., №6 – 2012г., №7 – 2015г. Ввод новых ГТУ, мощностью 60МВт каждая, запланирован на 2010 и 2013гг. После замены действующих турбоагрегатов на новые установленная электрическая мощность Якутской ГРЭС возрастет до 335 МВт.

В течение 2006 и 2007гг. в ЦЭС планируется ввод резервных источников ПАЭС в поселках Хандыга, Богоронцы, Бердигестях.

Для обеспечения энергоснабжением объектов планируется строительство воздушных линий электропередач. Крупными объектами, планируемыми к строительству, являются ВЛ 110 кВ Сулгачи-Эльдикан, ВЛ 110 кВ ЯГРЭС-Хатынг-Юрях, ВЛ 110 кВ Сунтар – Олекминск.

Отпуск тепла энергоисточниками Центрального энергорайона планируется за счет развития централизованного теплоснабжения по г. Якутску и перевода на Централизованные источники ОАО АК «Якутскэнерго» кварталов города, запитанных от квартальных котельных. Прогноз отпуски тепла был представлен менеджментом Общества.

Северный энергорайон

При прогнозировании отпуски электроэнергии Северного энергорайона, обслуживаемого ОАО «Сахаэнерго», был учтен факт перевода Хангаласского РЭС, Томпонского РЭС в 2006г. и Эльдиканского РЭС в 2009г. на централизованное потребление электроэнергии от Якутской ГРЭС. Перевод Эльдиканских РЭС на обеспечение электроэнергией от Якутской ГРЭС планируется после завершения строительства воздушной линии «Сулгачи-Эльдикан».

Таким образом, потребление электроэнергии в зоне действия ОАО «Сахаэнерго» снижается в 2009г.

Особенностью взаимодействия ОАО АК «Якутскэнерго» и ОАО «Сахаэнерго» является то, что функции сбыта электроэнергии, производимой ОАО «Сахаэнерго», осуществляет ОАО АК «Якутскэнерго». ОАО «Сахаэнерго» отпускает электроэнергию в полном объеме ОАО АК «Якутскэнерго», которое затем ведет расчеты с конечными потребителями.

Данный факт был отражен в финансовой модели. Расчет объемов отпуски, тарифов и выручки ОАО «Сахаэнерго» проводился в расчетной модели в рамках деятельности ОАО «Сахаэнерго» по такому же алгоритму, как и расчет ОАО АК «Якутскэнерго». Выручка от продажи электроэнергии, рассчитанная для ОАО «Сахаэнерго», является затратами ОАО АК «Якутскэнерго» на покупку электроэнергии от ОАО «Сахаэнерго».

Прогнозные балансы электроэнергии приведены ниже в таблицах.

Таблица 112. Баланс электроэнергии ОАО АК «Якутскэнерго», млн. руб.

Показатель	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012
<i>Выработка Южно-Якутского энергорайона</i>	2 606	2 517	2 543	2 723	2 736	2 749	2 763	2 776
<i>Выработка Центрального энергорайона</i>	1 420	1 411	1 440	1 465	1 570	1 610	1 660	1 710
<i>Выработка Западного энергорайона</i>	2 919	2 929	2 632	2 627	2 627	2 627	2 627	2 627
Выработка итого	6 945	6 857	6 615	6 814	6 932	6 986	7 049	7 113
Продажа на ФОРЭМ	1 173	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Потери АО-энерго	1 480	1 460	1 491	1 514	1 551	1 561	1 596	1 612
Потребление по территории	5 772	5 757	5 515	5 714	5 832	5 886	5 949	6 013
Полезный отпуск собственным потребителям	4 292	4 297	4 024	4 200	4 281	4 325	4 354	4 401

Продолжение

Показатель	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
Выработка Южно-Якутского энерго-района	2 878	2 892	2 906	2 920	2 935	2 950	2 965	2 980
Выработка Центрального энергорайона	1 805	1 855	1 905	1 985	2 072	2 152	2 212	2 260
Выработка Западного энергорайона	2 627	2 627	2 627	2 627	2 627	2 627	2 627	2 627
Выработка итого	7 310	7 374	7 438	7 532	7 634	7 729	7 804	7 867
Продажа на ФОРЭМ	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Потери АО-энерго	1 407	1 419	1 430	1 447	1 465	1 480	1 494	1 505
Потребление по территории	6 210	6 274	6 338	6 432	6 534	6 629	6 704	6 767
Полезный отпуск собственным потребителям	4 555	4 605	4 656	4 730	4 811	4 887	4 946	4 996

Источник: Расчеты оценщика.

Таблица 113. Баланс электроэнергии ОАО «Сахаэнерго», млн. руб.

Показатель	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012
Выработка	388	389	390	390	329	329	329	329
Покупка у Чукотэнерго	16	18	18	18	18	18	18	18
Потери АО-энерго	82	78	78	78	66	66	66	66
Потребление по территории	405	407	409	409	347	347	347	347
Полезный отпуск потребителям, в том числе	323	329	330	330	281	281	281	281
ОАО «Якутскэнерго»	309	314	315	315	265	265	265	265
собственным потребителям	14	15	15	15	16	16	16	16

Продолжение

Показатель	2 013	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
Выработка	329	329	329	329	329	329	329	329
Покупка у Чукотэнерго	18	18	18	18	18	18	18	18
Потери АО-энерго	66	66	66	66	66	66	66	66
Потребление по территории	347	347	347	347	347	347	347	347
Полезный отпуск потребителям, в том числе	281	281	281	281	281	281	281	281
ОАО «Якутскэнерго»	265	265	265	265	265	265	265	265
собственным потребителям	16	16	16	16	16	16	16	16

Источник: Расчеты оценщика.

Прогнозирование тарифов на электрическую и тепловую энергию

Как было отмечено в Отчете ранее, рассматриваемое Общество функционирует в условиях регулирования его деятельности со стороны государственных органов (в лице федеральной и региональной служб по тарифам). Регионы ОЭС Дальнего Востока относятся к неценовым зонам оптового рынка электроэнергии (мощности). Сетевые ограничения и структура генерирующих мощностей ОЭС ДВ не позволяет в настоящее время рассматривать функционирование энергосистемы в условиях конкурентного рынка и прогнозировать сроки формирования предпосылок для его развития.

В отношении расчета тарифов действует система «затраты +» в рамках которой ежегодно Обществу устанавливаются тарифы на следующий год определенные на основании принятой РСТ величины обоснованной необходимой валовой выручки (НВВ – сумма экономически обоснованных затрат на производство, передачу и сбыт) компании.

В соответствии с информацией предоставленной Обществом в период с 2002 по 2006 годы регулирующим органом были утверждены следующие тарифы на электрическую и тепловую энергию:

Таблица 114. Ретроспективные данные об утвержденных тарифах на тепло и электроэнергию

	2002	2003	2004	2005	2006
Средний тариф на электроэнергию, руб./кВт	0,90	1,05	1,24	1,42	1,60
Темп роста		16,67%	18,10%	14,52%	12,68%
Средний тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	280,8	301,6	388,0	440,1	494,8
Темп роста		7,41%	28,65%	13,43%	12,43%

Источник: Данные Общества

Анализ ретроспективных данных относительно средних тарифов на электро- и теплоэнергию, определяемых на базе НВВ, утвержденной РСТ, позволяет отметить, в целом, снижение их темпов роста, что объясняется следующими факторами:

- темп роста операционных затрат, формирующих тариф, за последние годы снизился;
- регулирующие государственные органы (региональные власти) максимально препятствуют росту тарифов, чтобы снизить социальное напряжение в обществе (максимально ограничив темп роста потребительских цен).

Однако, сложившаяся на сегодня система тарификации деятельности Общества, является бесперспективной и, более того, губительной для энергосистемы по следующим причинам:

- стоимость основных средств существенно ниже их стоимости замещения, что приводит к занижению величины справедливых амортизационных отчислений (основного источника инвестиций для Общества), а, следовательно, недофинансированию капитальных вложений и увеличению накопленного износа энергосистемы;
- доля прибыли Общества, принимаемая РСТ и включаемая в тариф, крайне мала и не может обеспечить приток инвестиций для реновации существующих активов и создания новых, что также приводит к снижению надежности энергосистемы.

Действующее законодательство⁷ о реформировании и развитии энергетической отрасли РФ предусматривает в будущем организацию отношений участников, обеспечивающую адекватный уровень доходности на инвестированный капитал, что приведет к переходу на новую систему тарифообразования⁸.

В рамках оценки предполагается переход в прогнозном периоде на новый метод регулирования тарифов - Метод экономически обоснованной доходности инвестированного капитала (ROR – Rate of Return). Данный метод обеспечит акционерам возможность получать возврат на инвестированный капитал, а, следовательно, стимулирует приток инвестиций в отрасль.

С учетом отмеченного выше, прогнозную модель тарифообразования можно условно разделить на три последовательных этапа:

⁷ ФЗ №35-ФЗ «Об электроэнергетике», Постановление Правительства РФ №109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в РФ».

⁸ В соответствии с Федеральным Законом ФЗ №210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», «Программа изменения уровня государственных регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (распоряжение Правительства РФ №1754-р)

Этап 1- период с 2006 по 2009 годы:

Формирование тарифа осуществляется методом «затраты +». База для расчета тарифа на т/э и э/э – НВВ – определяется по следующим элементам:

- операционные затраты на производство, передачу и сбыт тепло – и – электроэнергии, административные расходы;
- расходы, относимые на прибыль после налогообложения (прибыль на развитие производства, проценты по кредитам, налоги и платежи, социальные выплаты, дивиденды).

Итоговые средневзвешенные тарифы на тепло и электричество рассчитываются на базе НВВ по данным видам деятельности, скорректированной с учетом:

- сравнения расчетного тарифа с предельным тарифом, устанавливаемым государственным регулирующим органом (его прогнозного средневзвешенного значения, индексируемого отдельно для населения и прочих потребителей);
- перекрестного субсидирования теплоэнергии.

Таким образом, средневзвешенный тариф на теплоэнергию (на данном этапе) определялся в следующей последовательности:

- Определяется экономически обоснованная НВВ для производства, передачи и сбыта теплоэнергии.
- Делением величины НВВ на объем отпуска теплоэнергии определяется расчетный тариф на тепло.
- Итоговый тариф определяется после сопоставления расчетного тарифа с предельным тарифом ФСТ, при этом, в случае превышения расчетного над предельным, для целей оценки принимается предельный тариф, а разница (выраженная в нетарифицируемой доли НВВ) включается в необходимую валовую выручку при расчете тарифа на электроэнергию (т.е. субсидируется через электричество).

Средневзвешенный тариф на электроэнергию определялся аналогично тарифу на тепло, с той только разницей, что необходимая валовая выручка корректировалась на величину затрат, необходимых для субсидирования теплоэнергии.

Прогнозные предельные минимальные и максимальные тарифы были рассчитаны на базе предельных тарифов на 2006 год, исходя их прогнозной структуры потребителей региона (с разбивкой на население и прочие потребители) и опережающего роста тарифов для населения (13-20%) по сравнению с прочим (7%-9%).

Этап 2 - период с 2010 по 2015 годы:

Осуществляется поэтапный переход к методу экономически обоснованной доходности (ROR) путем постепенного повышения нормы доходности до целевого уровня (в размере целевого WACC).

Продолжительность переходного периода определена на основании анализа изменения тарифов в случае перехода на новую систему тарифообразования, в предположении о необходимости соблюдения их плавного роста.

При реализации в прогнозах метода ROR предполагается:

- поэтапная переоценка активов до полной стоимости замещения (воспроизводства), что позволит включить в тариф амортизационные отчисления, обеспечивающие реальное воспроизводство основных средств;

- переход от текущей структуры капитала к целевой (сложившейся в энергетической отрасли развитых стран);
- определение доходности инвестированного капитала в соответствии со среднеотраслевыми, сложившимися на развитых рынках.

HBB, кроме операционных расходов и других затрат из прибыли (определяемых аналогично методу «затраты +»), включает «справедливую» доходность инвестированного капитала.

Базой для расчета доходности является сумма полной стоимости замещения за вычетом физического и функционального износов⁹ (DRC) и рыночной стоимости запасов.

Норма доходности определяется на основании средневзвешенной стоимости капитала. При определении итогового уровня доходности учитывались следующие факторы:

- «справедливая» доходность складывается в целом по отрасли, компенсирует только системные риски и не учитывает специфические риски;
- уровень доходности должен быть сопоставим с уровнем доходности отраслей со сравнимыми предпринимательскими рисками;
- доходность не должна превышать ставку рефинансирования (12% на дату оценки) и быть ниже минимальной доходности государственных облигаций РФ.

В результате расчета целевая величина доходности составила 8,76% (ставка WACC за вычетом премии за размер компании и специфический риск) при соотношении Долг/СК равном 72,92%¹⁰.

Этап 3 - период с 2016 по 2020 годы.

Переходный период закончен, определяемый тариф обеспечивает «справедливую» доходность инвестированного капитала в соответствии с определенным целевым WACC (8,76%).

Формирование выручки по основным видам деятельности

Выручка от основных видов деятельности рассчитывается перемножением полезного отпуска энергии в каждом году прогнозирования на соответствующий тариф. Результаты представлены ниже.

Таблица 115. Выручка от реализации электроэнергии

Показатель	Ед. изм.	9 мес. 2006г.	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013
Полезный отпуск электроэнергии	Млн. кВтч	3 838	5 438	5 615	5 647	5 690	5 719	5 766	5 921
Тариф на электроэнергию	Руб./тыс. кВтч	1 592	1 748	1 915	2 044	2 364	2 651	2 939	3 196
Выручка от реализации электроэнергии	Тыс. руб.	5 916 176	9 166 008	10 370 265	11 255 366	13 308 841	14 947 405	16 693 975	18 670 715

Показатель	Ед. изм.	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
Полезный отпуск электроэнергии	Млн. кВтч	5 971	6 021	6 095	6 176	6 252	6 312	6 361
Тариф на электроэнергию	Руб./тыс. кВтч	3 315	3 560	3 696	3 824	3 965	4 104	4 281

⁹ Применение в качестве базы балансовой стоимости активов нецелесообразно, т.к. она во-первых, не отражает реальную стоимость активов и, во-вторых, не сопоставима для всех АО-энерго (различные сроки и объемы переоценки основных средств).

¹⁰ Обоснование данного соотношения приведено в разделе настоящего Отчета, посвященного выбору ставки дисконтирования.

Выручка от реализации электроэнергии	Тыс. руб.	20 482 885	22 178 931	23 314 037	24 437 504	25 649 902	26 805 794	28 175 741
--------------------------------------	-----------	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Источник: расчеты оценщиков.

Таблица 116. Выручка от реализации теплоэнергии

Показатель	Ед. изм.	9 мес. 2006г.	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013
Полезный отпуск теплоэнергии	Тыс. Гкал	2 132	3 868	3 899	3 975	4 096	4 061	4 094	4 128
Тариф на теплоэнергию	Руб./Гкал	495	528	554	578	652	728	804	870
Выручка от реализации теплоэнергии	Тыс. руб.	1 069 519	2 125 622	2 244 365	2 390 916	2 741 655	3 096 013	3 454 158	3 768 321

Показатель	Ед. изм.	2 014	2 015	2 016	2 017	2 018	2 019	2 020
Полезный отпуск теплоэнергии	Тыс. Гкал	4 162	4 195	4 215	4 238	4 262	4 290	4 318
Тариф на теплоэнергию	Руб./Гкал	931	983	1 023	1 063	1 105	1 151	1 197
Выручка от реализации теплоэнергии	Тыс. руб.	4 052 884	4 286 807	4 482 773	4 685 635	4 898 008	5 133 955	5 377 209

Источник: расчеты оценщиков.

Доходы от сопутствующей деятельности

Доля выручки от продажи сопутствующей продукции в составе нормализованных доходов и расходов в выручке от профильной деятельности на 2005 год составила 22%, а по прогнозам на 2006 год, указанный показатель составил 23%. Более 80% выручки по сопутствующей деятельности относится к поставкам дизельного топлива ОАО «Сахаэнерго» и подрядчикам.

Для прогнозирования доходов от продажи топлива выручка от продажи топлива за 2006г. была разделена на выручку от продажи топлива ОАО «Сахаэнерго» и подрядчикам. Выручка от продажи топлива ОАО «Сахаэнерго» является затратами, которые несет ОАО «Сахаэнерго», покупая топливо у ОАО АК «Якутскэнерго». Порядок закупки топлива был описан в настоящем отчете в главе «Описание генерации» в разделе «Топливообеспечение». Затраты на топливо ОАО «Сахаэнерго» рассчитываются на основе прогнозного потребления топлива и закупочных цен. Закупочная цена дизельного топлива для ОАО «Сахаэнерго» включает в себя начисленные проценты по кредитам.

Доходы от продажи топлива подрядчикам на 2006 год определены на основании данных бизнес-плана за указанный период. Темп роста доходов от продажи топлива подрядчикам будет соответствовать темпу роста цен на дизельное топливо.

Прочие доходы от сопутствующей деятельности подробно были рассмотрены в главе «Анализ финансово-хозяйственной деятельности ОАО АК «Якутскэнерго». Прочие доходы были определены на основании бизнес-плана на 2006г. В дальнейшем прогнозном периоде предполагается, что доходы от оказания данных услуг будут расти в соответствии с темпами инфляции.

Анализ затрат Общества от текущей деятельности

Оценщики провели анализ структуры и динамики изменения переменных и постоянных затрат Общества на основе ретроспективных данных о величине расходов, исторической отчетности. Были выявлены основные статьи затрат, носящие регулярный характер. Единовременные расходы, связанные необычными или редкими событиями, влекущие за собой расходы, в прогноз не включались.

Прогноз операционных затрат по реализованной продукции производился в разрезе следующих статей:

- расходы по основной (профильной) деятельности:
 - топливо на технологические цели;
 - расходы на персонал;
 - затраты на сырье и материалы;
 - расходы по оплате услуг производственного характера (без учета ремонтов);
 - расходы на проведение работ по ремонту и обслуживанию оборудования;
 - затраты на транспортировку энергии по муниципальным сетям;
 - амортизация;
 - платежи рынка;
 - затраты на покупную электроэнергию;
 - прочие эксплуатационные расходы;
- расходы по сопутствующей деятельности;

Далее подробно описан алгоритм расчета каждой статьи операционных затрат.

За базу для прогнозирования были приняты прогнозные данные на 2006 год, так как они максимально объективно отражают потребность компании в ресурсах и не противоречат ретроспективной информации о величине затрат Общества.

Затраты по основной деятельности

Расходы на топливо

Прогноз затрат на топливо производился в разрезе каждой станции на основе показателей удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии / теплоэнергии по каждой станции, полезного отпуска электроэнергии, отпуска теплоэнергии с коллекторов и цены на условное топливо.

Показатели удельного расхода условного топлива по каждой станции на период прогноза 9 месяцев 2006 года и 2007-2010 гг. были взяты на основе прогнозов менеджмента Общества в соответствии с 5-летним планом-прогнозом. В прогнозном периоде 2011-2010 гг. показатели удельного расхода условного топлива были зафиксированы на уровне 2010 года.

Расход условного топлива на отпуск электроэнергии определялся как произведение показателя удельного расхода условного топлива на полезный отпуск электроэнергии.

Прогнозирование цен на топливо проводилось по видам топлива для каждой станции в расчете на тонны условного топлива для поставки топлива до станции. Изменения видов используемого топлива по каждой отдельно взятой станции в течение прогнозного периода не предполагается. При прогнозировании цен учитывались контрактные условия поставок и сложившаяся структура поставщиков. Базой для прогнозирования послужили заключенные контракты на 2006 год и ретроспективные данные о поставках топлива на станции. Более подробно методы прогнозирования представлены в Приложении к Отчету «Исходные параметры прогнозирования, утвержденные Рабочей группой при Комитете по оценке ОАО РАО «ЕЭС России», в материалах, посвященных утверждению исходных параметров прогнозирования.

Итоговое прогнозирование строилось на основе:

- цены на уголь – на основе инфляционного роста;
- цены на газ – на основе инфляционного роста, поскольку газ, используемый на станциях ОАО АК «Якутскэнерго», закупается по регулируемой цене.
- цены на мазут – по динамике мировых цен в соответствии с прогнозами цен JCC.
- цены на дизельное топливо – в соответствии с динамикой темпа роста цен на мазут.

Результаты прогнозирования представлены в Приложениях к Отчету.

Расходы на персонал

В данную статью расходов включены расходы на оплату труда промышленно-производственного персонала и отчисления на социальные нужды.

Прогноз расходов на персонал осуществлялся на основе результатов анализа среднемесячной заработной платы и среднесписочной численности персонала.

Прогнозируемая среднесписочная численность промышленно-производственного персонала (ППП) ОАО АК «Якутскэнерго», затраты на оплату труда которых включаются в обоснованные расчеты тарифов на тепло и электроэнергию, на 2006 год составляет 2814 человек.

По прогнозным данным менеджмента компании дальнейшее изменение численности промышленно-производственного персонала будет происходить в соответствии с вводом новых мощностей, а именно дизельных электростанций, и вводом в эксплуатацию новых сетевых объектов. Данные по росту численности промышленно-производственного персонала были заложены оценщиками в прогнозную модель.

Определение среднемесячной заработной платы подробно описано в разделе настоящего Отчета, посвященном описанию персонала Общества. Рост среднемесячных выплат спрогнозирован в соответствии с коллективным договором ОАО АК «Якутскэнерго». Данное соглашение предусматривает индексирование заработной платы на величину фактического роста индекса потребительских цен в Российской Федерации на основании данных Госкомстата России.

Для расчетов отчислений на социальные нужды в период прогноза 2006-2020 гг. была принята эффективная ставка ЕСН, которая составила 23,3% от затрат на оплату труда.

Затраты на сырье и материалы

Данные расходы являются условно-постоянными. В период прогноза 9 месяцев 2006 года величина затрат на сырье и материалы была принята на основе данных бизнес-плана компании. Данная величина была разделена на расходы на выработку электроэнергии и тепловой энергии пропорционально расходам на топливо соответствующего вида энергии. Темп роста расходов на сырье и материалы в дальнейшем прогнозном периоде принят равным темпу инфляции в соответствующем периоде. Базой для индексирования является величина расходов на сырье и материалы на выработку электроэнергии в предыдущем году. Аналогично были рассчитаны расходы на сырье и материалы на выработку тепловой энергии.

Затраты на услуги производственного характера

Как было описано в разделе, посвященном анализу деятельности Общества, затраты на услуги производственного характера включают в себя оплату услуг подрядных организаций, включая ремонтные работы, оплату транспорта энергии по сетям, принадлежащим муниципальным образованияам на территории обслуживания энергосистемы, пусконаладочные услуги, транспортных услуги.

В прогнозном периоде данные затраты индексируются по инфляционному росту.

Расходы на покупную электроэнергию

Затраты на покупную электроэнергию представляют собой затраты на покупку электроэнергии от ОАО «Сахаэнерго».

Затраты на покупку электроэнергии ОАО АК «Якутскэнерго» являются выручкой ОАО «Сахаэнерго» от продажи электроэнергии. Расчет выручки ОАО «Сахаэнерго» производится по аналогичному алгоритму, заложенному в финансовую модель. При прогнозировании полезного отпуска электроэнергии и доходов от продажи электроэнергии не учитывается электроэнергия, покупаемая у Чукотэнерго, поскольку она отпускается собственным потребителям и не участвует в формировании тарифа, утверждаемого для ОАО «Сахаэнерго», и соответственно денежного потока ОАО «Якутскэнерго».

Для ОАО «Сахаэнерго» прогнозируется объем выработанной и отпущенной электроэнергии на основании прогноза менеджмента Общества. Затем прогнозируются затраты. Базой для прогнозирования затрат является бизнес-план ОАО «Сахаэнерго» на 2006г. Расход топлива рассчитывается на основе удельных показателей расхода топлива и прогнозных цен на топливо. Тариф определяется на основании необходимой валовой выручки, рассчитанной в рамках метода «затраты +». Данный метод тарифообразования применяется на протяжении всего прогнозного периода.

Затраты на ремонт и обслуживание

Сравнительный анализ объемов ремонтов и капитальных вложений в ретроспективном периоде

По данным бизнес-плана Общества в ретроспективе сумма капитальных вложений значительно превышала величину ремонтов.

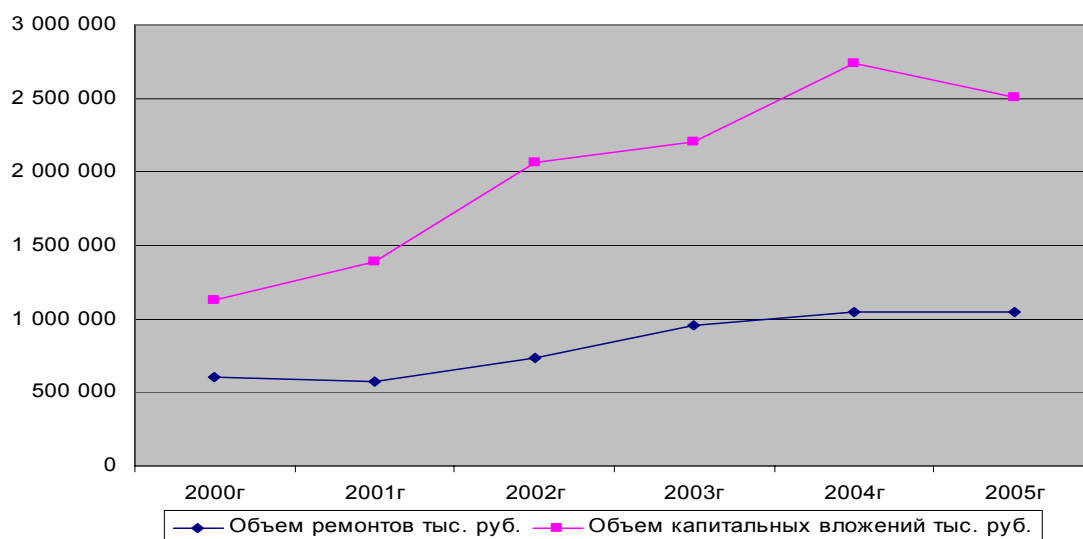


Рис. 48. Динамика ремонтов и капитальных вложений в ретроспективном периоде, тыс.руб.

Превышение капитальных вложений над суммами, идущими на ремонт основных средств, говорит об эффективном управлении компанией. С точки зрения устойчивого развития компании наибольшую экономическую эффективность приносит вложение инвестиций в новые объекты нежели затраты на ремонт старого оборудования, поскольку капитальные вложения увеличивают амортизационный ресурс, являющийся основным источником инвестиций на обновление основных фондов.

Исходя из принципа оценки, который предполагает лишь экономически разумные действия потенциального инвестора в будущем, оценщики прогнозировали ремонты в следующей последовательности:

- Анализируется структура затрат на ремонт в ретроспективном периоде, по видам объектов и проводимых ремонтов;
- На основании интервью с техническими специалистами Общества, сравнения со среднерыночными удельными показателями по видам работ проводится нормализация статей ремонта в части экономически обоснованного перераспределения между капвложениями и ремонтным фондом;
- Строится прогноз ремонтов на основании нормализованных показателей и темпов инфляции.

Анализ структуры затрат на ремонт

В соответствии с бизнес-планом структура ремонтных затрат Общества в ретроспективном периоде выглядела следующим образом:

Таблица 117. Объем и структура затрат на ремонт, тыс. руб.

Ремонтируемые объекты	Ед. измер.	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Генерация	тыс. руб.	348 992	365 776	467 500	574 248	557 050	545 346
Турбоагрегаты, включая гидроагрегаты	тыс. руб.	24 941	32 589	62 245	93 665	98 524	89 589
<i>капитальный и средний ремонт</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>20 086</i>	<i>24 419</i>	<i>53 020</i>	<i>79 976</i>	<i>78 305</i>	<i>68 284</i>
<i>текущий ремонт</i>	<i>тыс. руб.</i>	<i>4 855</i>	<i>8 170</i>	<i>9 225</i>	<i>13 689</i>	<i>20 219</i>	<i>21 305</i>
Здания	тыс. руб.	68 388	74 257	103 722	99 757	97 726	124 541
Сооружения	тыс. руб.	31 098	15 739	30 625	35 371	37 247	17 247
Прочие объекты и работы ¹¹	тыс. руб.	224 565	243 191	270 908	345 455	323 553	313 969
Тепловые сети	тыс. руб.	62 238	77 565	99 267	126 301	172 272	155 287
капитальный и средний ремонт	тыс. руб.	34 684	45 024	61 096	100 878	120 046	107 672
текущий ремонт	тыс. руб.	27 554	32 541	38 171	25 423	52 226	47 615
Электрические сети	тыс. руб.	167 297	120 953	156 726	237 618	286 026	299 597
капитальный и средний ремонт	тыс. руб.	140 877	100 539	131 832	220 256	264 703	271 962
текущий ремонт	тыс. руб.	26 420	20 414	24 894	17 362	21 323	27 635
Прочие объекты и работы	тыс. руб.	6 363	8 595	9 789	8 712	17 415	27 014
Итого ремонт	тыс. руб.	584 890	572 889	733 282	946 879	1032763	1027244

Источник: Данные Общества

Как видно из указанной таблицы и приведенного ниже графика существенную долю в общем объеме ремонтов составляют работы по объектам генерации. Вторыми по затратам являются электрические сети. Затраты на ремонт по электрическим и тепловым сетям в течение ретроспективного периода росли наиболее интенсивно, что объясняется значительным износом сетевых объектов. Значительная доля затрат на ремонт по объектам генерации объясняется вы-

¹¹В состав данной статьи входят ремонты котельного оборудования, КИП, электротехнического и электрического оборудования, генераторов, трансформаторов и т.д.

сокими удельными затратами (по сравнению с остальными группами объектов) на проведение ремонтных мероприятий.

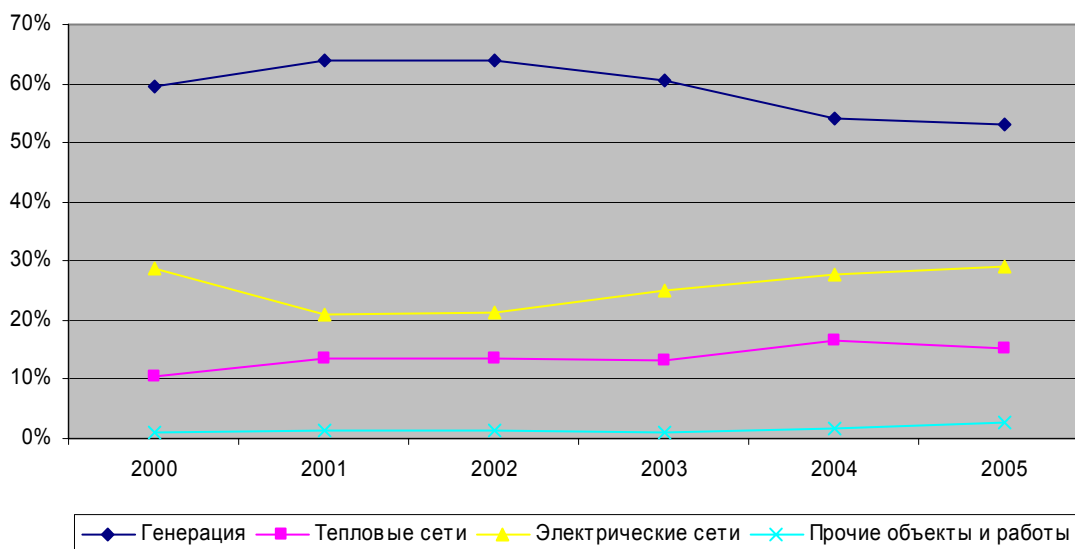


Рис. 49. Относительная структура затрат на ремонты по видам объектов

В рамках анализа ремонтов генерации в ретроспективном периоде были определены удельные затраты на ремонт объектов генерации в ценах 2005 года:

Таблица 118. Анализ ремонтов генерации

Сводная таблица ремонтов		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ремонт генерации	тыс. руб.	348 992	365 776	467 500	574 248	557 050	545 346
тоже в базовых ценах 2005 года	тыс. руб.	619 461	574 085	656 838	723 265	625 289	545 346
Мощность	МВт	1997	1824	1813	1824	1832	1859
Удельные затраты на ремонт (в ценах 2005 года)	тыс.руб./МВт	310	316	360	397	343	298
тоже в долларах США (по курсу 28 руб.)	\$/МВт	11,16	11,39	12,97	14,28	12,35	10,72

Источник: Расчеты оценщиков

Средние удельные затраты на ремонт объектов генерации в ретроспективном периоде составили около 12,1 \$/МВт, что превышает среднерыночные значения (5-8 \$/МВт¹²) более, чем в полтора раза. Это в основном объясняется тем, что в рамках ремонтных мероприятий происходит фактическое обновление основных средств (замена лопаток турбин, поверхностей нагрева котлов, станционных трубопроводов, приобретение оборудования) с изменением их технико-экономических характеристик и продлением срока службы, т.е., по сути, замещение амортизируемых инвестиций. Поэтому при прогнозировании ремонтов генерации оценщики использовали среднерыночные удельные затраты на ремонт (8\$ или 224 руб.) проиндексированные по инфляции, при этом капитальные вложения в прогнозном периоде учитываются в полном объеме (предполагается проведение переоценки для получения в достаточном объеме амортизационного фонда как источника инвестиций). В случае введения новых мощностей (согласно прогнозному энергобалансу) величина ремонтной программы увеличивается исходя из объема вновь введенной установленной мощности и удельного показателя близкого к нижней границе среднерыночного диапазона (150 руб./МВт).

¹²Данные «Методических указаний по разработке 5-летнего плана развития ДЗО РАО ЕЭС России», информация компании «Делойт и Туш СНГ»

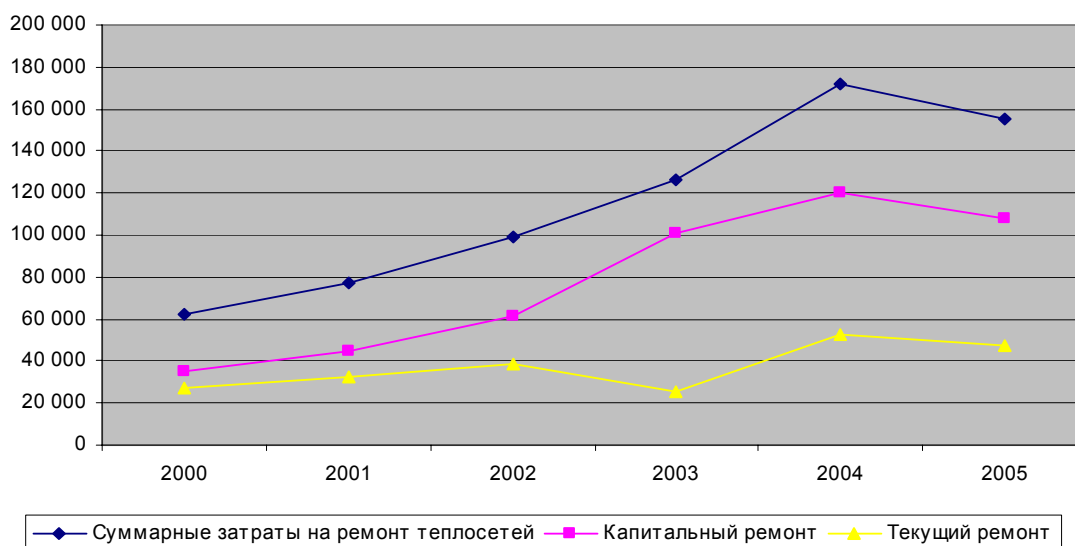


Рис. 50. Анализ ремонтов тепловых сетей, тыс. руб.

Как видно из вышеприведенного графика, значительная часть данной затратной статьи формируется за счет проведения капитальных ремонтов, которые, по своей сути являются поэтапной заменой тепловых сетей (т.е. капвложениями). В рамках нормализации данной статьи оценщики приняли решение отказаться от прогнозирования капитальных ремонтов (обнулить их) и рассматривать данные инвестиции в капвложениях¹³ (что более соответствует их экономической сути). Величина текущих и прочих ремонтов прогнозируется с инфляционным ростом относительно 2005 года.

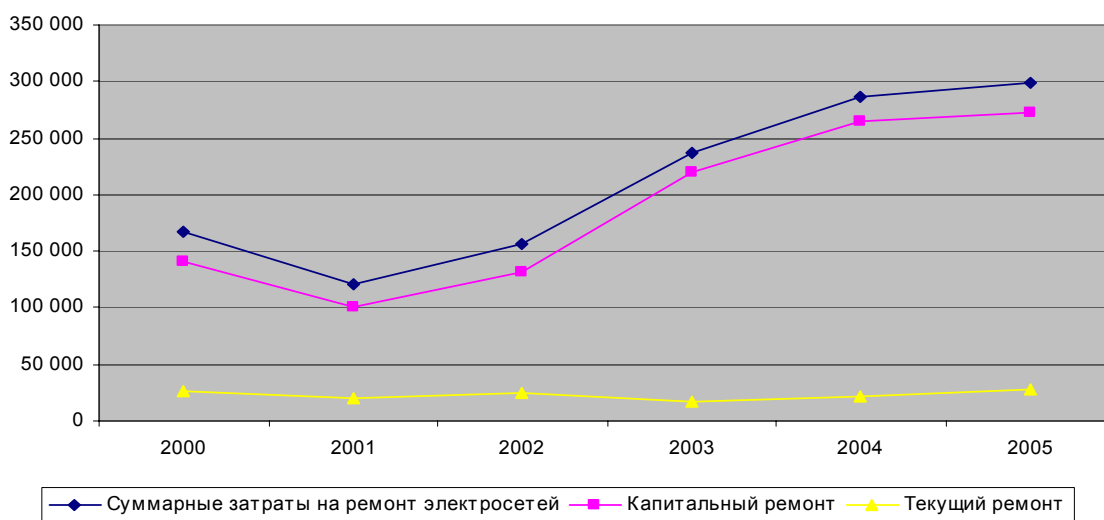


Рис. 51. Анализ ремонтов электрических сетей, тыс. руб.

Как видно из графика, на протяжении ретроспективного периода величина капитальных ремонтов превышала показатели текущих ремонтов (за исключением 2004 года). К капитальным ремонтам Обществом относятся затраты на ремонт (замену) опор высоковольтных линий, основного оборудования подстанций и т.д., т.е. если следовать аналогии изложенной выше (при описании ремонтов теплосетей) все эти затраты справедливо отнести к капитальным вложениям и из прогноза ремонтов исключить. Величина текущих и прочих ремонтов прогнозируется с инфляционным ростом относительно 2005 года.

¹³ Как было сказано ранее источник таких инвестиций после проведения переоценки заложен в объеме амортизационных отчислений

К ремонту прочих объектов относятся затраты на восстановление ограждений подстанций, маслоприемных устройств, дренажных систем, кабельных каналов, а также ремонт административных зданий. Доля данной статьи в общем объеме ремонтов в ретроспективном периоде составляла от 1% до 3%. Для целей прогнозирования за базу был взят средний уровень затрат за последние два года. Данная величина индексировалась в соответствии с темпами инфляции.

Нормализованные затраты на ремонт были приравнены к прогнозам менеджмента в период с 2006 по 2009 год. С переходом на новую систему тарифообразования с 2010 года, проводилась корректировка затрат, направленная на уравнивание затрат на ремонт с нормализованными показателями к 2015 году. Данная схема необходима для недопущения резкого изменения значений тарифа.

Результаты прогнозирования затрат на ремонт по видам имущества приведены в Приложении к настоящему Отчету.

Амортизация

Определение величины амортизационных отчислений ОАО АК «Якутскэнерго» на период прогнозирования проводилось отдельно для существующих основных средств и планируемых капитальных вложений.

При расчете амортизации основных средств использовался линейный способ начисления амортизации в соответствии с нормами, фактически сложившимися у Общества на дату оценки. Для более точного расчета общей величины амортизационных отчислений был проведен расчет амортизации отдельно по каждой группе основных средств. При этом разбивка основных средств по группам основывалась на схожести функциональных характеристик основных средств и сопоставимости сроков их экономической жизни.

Нормы амортизации, фактически сложившиеся в бухгалтерском учете на дату оценки по группам основных фондов, представлены в таблице ниже.

Таблица 119. Нормы амортизации существующих основным средств по группам

Группы основных фондов	Норма амортизации, % в год
Здания	1,75%
Сооружения	2,85%
Машины и оборудование	4,18%
Транспорт	11,49%
Прочее	5,32%

Источник: Данные Общества.

Кроме данных об остаточном сроке полезного использования, при прогнозировании величины амортизации существующих основных средств использовались данные о первоначальной и балансовой стоимости этих объектов. Совокупность этих данных позволяет построить прогноз экономической (а точнее «бухгалтерской») жизни каждого объекта до того момента пока его остаточная стоимость не будет равна нулю.

Сводный прогнозный график амортизации существующих на дату оценки основных фондов приведен на рисунке ниже (без учета переоценки ОФ).

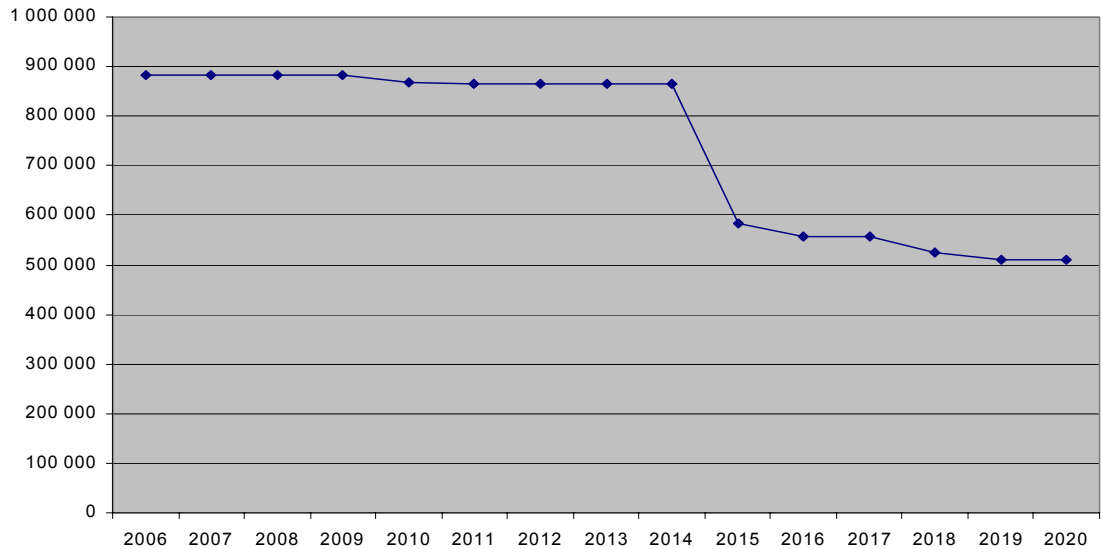


Рис. 52. Прогноз амортизационных отчислений по существующим основным фондам, тыс. руб.

Амортизация капитальных вложений в каждом конкретном году определялась по следующей формуле:

$$A_{kvi} = \left(\sum_{j=1}^{i-1} KB_j + KB_i / 2 \right) * n_{kv} ,$$

где:

- A_{kvi} - амортизационные отчисления по капитальным вложениям в i -м году;
- $\sum_{j=1}^{i-1} KB_j$ - сумма капитальных вложений за j периодов, предшествующих i -му году;
- KB_i - капитальные вложения в i -м году;
- n_{kv} - норма амортизации по капитальным вложениям по группам основных средств.

Прогнозный график амортизации капитальных вложений приведен на следующем рисунке.

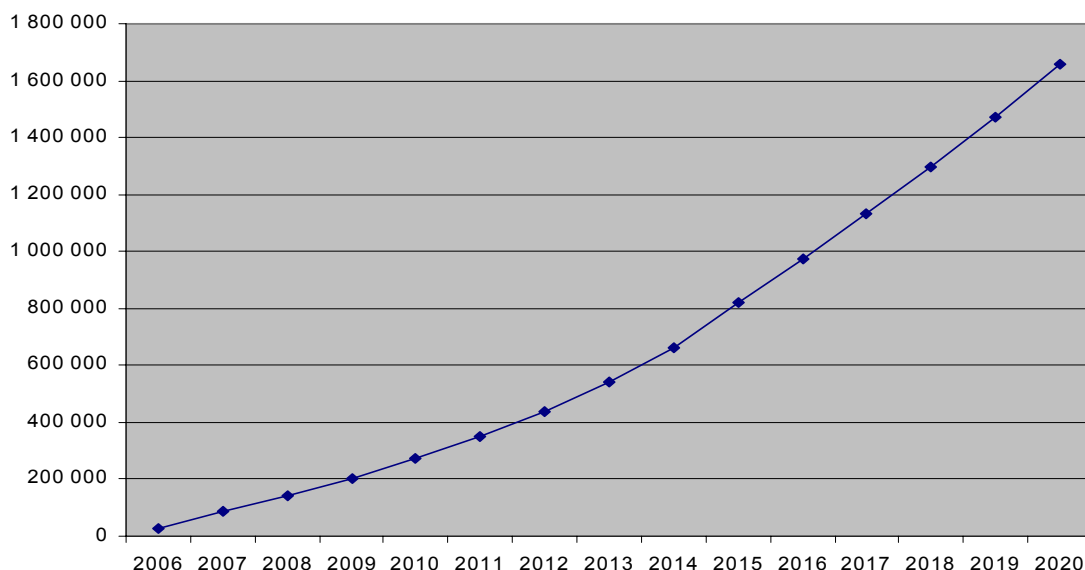


Рис. 53. Прогноз амортизационных отчислений по капитальным вложениям, тыс.руб.

Ежегодно суммируя величины амортизационных отчислений по существующим основным средствам и амортизацию капитальных вложений, получаем следующий итоговый график совокупных амортизационных отчислений в прогнозном периоде. Следует отметить, что итоговый прогнозный график амортизационных отчислений включает в себя переоценку основных фондов, которая проводится в течение прогнозного периода, поэтому результаты, приведенные на указанном ниже графике, не совпадают с суммой по предыдущим двум.

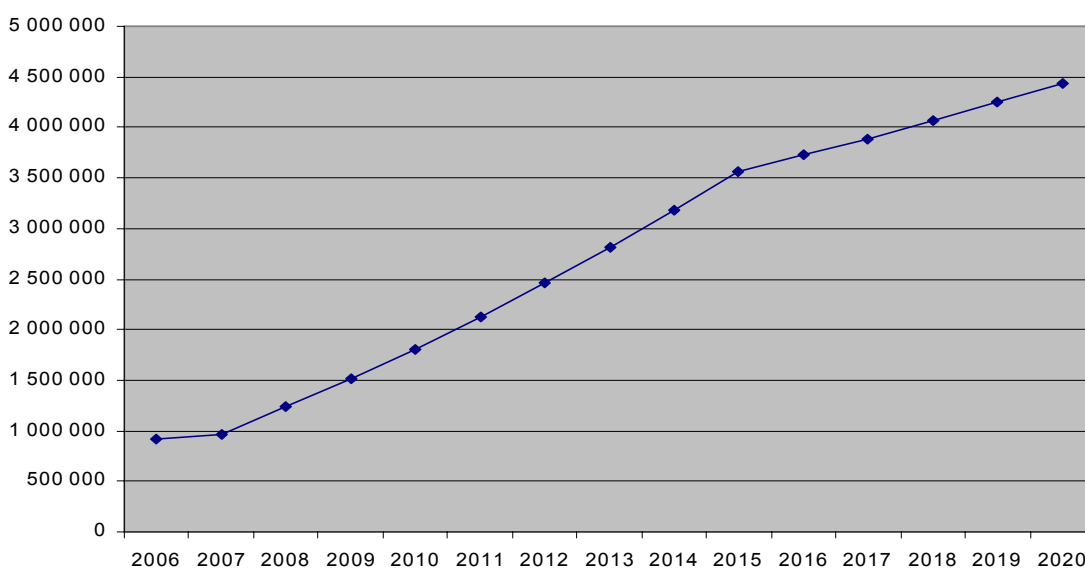


Рис. 54. Прогноз совокупных амортизационных отчислений, тыс. руб.

Прогнозные величины амортизационных отчислений приведены в Приложениях к настоящему Отчету.

Прочие эксплуатационные расходы

В данную группу включены все остальные элементы себестоимости, не выделяемые в отдельные статьи в силу незначительных размеров. Основные статьи расходов, учтенные в данной группе, являются:

- оплата услуг сторонних организаций (наиболее крупная статья - услуги вневедомственной охраны);
- налоги в составе себестоимости.

В финансовой модели предприятия прогноз прочих затрат строился, исходя из величины затрат, планируемых на 2006 год и темпов инфляции.

Плата за услуги НП «АТС»

ОАО АК «Якутскэнерго» является субъектом оптового рынка, поскольку энергоисточник Южного района Нерюнгринская ГРЭС отпускает электроэнергию на ФОРЭМ. Исходя из этого, базовыми величинами для расчета платежей рынку являются мощности и полезный отпуск станций Южного энергорайона.

Для ОАО «Якутскэнерго» расходы за услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), оказываемые НП «Администратор Торговой Системы оптового рынка электроэнергии Единой энергетической системы», определяются как произведение установленного тарифа на объем полезного отпуска электроэнергии собственным потребителям Южного энергорайона.

Тариф на услуги по организации функционирования торговой системы оптового рынка электрической энергии (мощности), оказываемые НП «АТС» субъектам оптового рынка электрической энергии (мощности), функционирующим на территориях субъектов Российской Федерации, на 2006 год установлен в размере 0,581 руб./МВтч в соответствии с приказом ФСТ России № 550-э/1 от 24.11.2005 г.

При прогнозировании величины тарифа за базовую ставку платы была принята ставка, установленная на 2006 год, которая в дальнейшем индексировалась в соответствии с инфляцией.

Плата за услуги ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Расходы за услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые ОАО «Системный оператор - Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы», определяются как произведение установленного тарифа на установленную мощность станций Южного энергорайона (Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ) Общества.

Тариф на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, оказываемые ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» субъектам оптового рынка, на 2006 год установлен в размере 4036,8 руб./МВт в месяц в соответствии с приказом ФСТ России № 550-э/2 от 24.11.2005 г.

При прогнозировании величины тарифа за базовую ставку платы была принята ставка, установленная на 2006 год, которая в дальнейшем индексировалась в соответствии с инфляцией.

Плата за услуги ЗАО «Центр финансовых расчетов»

ОАО АК «Якутскэнерго» отпускает электроэнергию на ФОРЭМ и является субъектом оптового рынка.

Расходы за услуги, оказываемые ЗАО «ЦФР» в 2006 году, определяются в размере 0,03% от стоимости объема электрической энергии (мощности), проданного или купленного субъектом оптового рынка в регулируемом секторе оптового рынка. Данный процент был заложен и в прогнозные значения расходов по оплате услуг ЗАО «ЦФР».

Плата за услуги ОАО РАО «ЕЭС России»

Расходы за услуги ОАО РАО «ЕЭС России» определяются как произведение установленного тарифа на полезный отпуск электроэнергии собственным потребителям Южного энергорайона Общества.

На 2006 год правление Федеральной службы по тарифам утвердило абонентскую плату за услуги ОАО РАО «ЕЭС России» по организации функционирования и развитию Единой энергетической системы России в размере 48,72 руб./МВтч.

Данные расходы Общество осуществляет только в 2006 году; в дальнейшем в модели доходного подхода абонплата РАО не прогнозировалась в связи с их отсутствием после завершения процесса реформирования ОАО РАО «ЕЭС России».

Плата на услуги ОАО «Федеральная сетевая компания»

Расходы по оплате услуг по передаче электроэнергии по сетям ОАО «ФСК» определяются как сумма покупной (проданной) электроэнергии с ФОРЭМ, умноженной на установленный тариф по оплате данных услуг, и величины потерь, умноженной на тариф на электроэнергию, отпускаемую с федерального оптового рынка.

Тариф на услуги по передаче электроэнергии и содержание сетей на 2006 год установлен приказом ФСТ от 6 декабря 2005 г. № 587-э/9 в размере 66,32 руб./МВтч.

ОАО АК «Якутскэнерго» не закупает электроэнергию с ФОРЭМ и сальдопереток является отрицательным, т.е. по сетям ФСК электроэнергия уходит из Якутской энергосистемы. Исходя из этого платежи ОАО «ФСК» не возникает. Принимая для дальнейшего прогноза вышеописанную базу для начисления платежей, Оценщики не прогнозируют платежи ОАО «ФСК».

Расходы от сопутствующей деятельности

Прочие работы и услуги являются сопутствующими производству и реализации электроэнергии и тепловой энергии и представляют собой:

- Поставка топлива ОАО «Сахаэнерго» и подрядчикам;
- Услуги по транспортировке энергии;
- Реализация реактивной энергии;
- Переработка и хранение грузов;
- Техническое обслуживание и ремонт;
- Сдача основных фондов в аренду;
- Обслуживание сетей холодного водоснабжения;
- Оказание коммунальных услуг (водоотведение, холодное водоснабжение);

Доля себестоимости прочей деятельности в составе затрат по производству профильной продукции в 2005 году составила 21%. Более 80% расходов по сопутствующей деятельности относится к расходам по осуществлению закупок топлива для ОАО «Сахаэнерго» и подрядчиков.

Прогноз расходов на закупку дизельного топлива осуществлялся на основании прогноза доходов от продажи дизельного топлива. При продаже топлива не возникает какой-либо рентабельности, а доходы от продажи выше расходов на покупку на сумму начисляемых процентов по кредитам, взятым ОАО АК «Якутскэнерго» для закупки дизельного топлива. Была вычислена доля расходов на закупку топлива в доходах от продажи топлива, которая в 2006г. состави-

ла 89%. Данное соотношение было выбрано для прогнозов, поскольку близко к среднерыночным годовым процентным ставкам по полученным краткосрочным кредитам.

Прочие расходы по сопутствующей деятельности на 2006 год определены на основании данных бизнес-плана за указанный период. В дальнейшем предполагается, что расходы от оказания данных услуг будут расти в соответствии с темпами инфляции.

Результаты расчетов затрат приведены в Приложениях к настоящему Отчету.

Прогноз результатов от прочей операционной и внереализационной деятельности

Прогноз прочих операционных и внереализационных доходов и расходов строился на основе формы 2 и расшифровки формы 2 бухгалтерской отчетности предприятия за 2000-2005 гг., а так же бизнес-плана компании на 2006 год и информации, полученной от менеджмента компании. Анализ проводился по следующему алгоритму:

- Выявлялись и исключались статьи доходов и расходов, носящих экстраординарный (непостоянный) характер или которые не предполагаются в будущем (например, разовые убытки от списания, ликвидации ОФ, пени, штрафы, не носящие систематический характер).
- Выявлялись и исключались неденежные статьи доходов и расходов (списание кредиторской и дебиторской задолженности более 3-х лет, убыток прошлых лет, выявленный в отчетном году и др.).
- Исключались статьи доходов и расходов, носящие корреспондентный характер (сальдо равно или близко к нулю).
- Из оставшейся части расходов и доходов выявлялись наиболее значительные статьи.

В итоге выявлены следующие регулярные статьи доходов и расходов, значения которых учтены в финансовой модели Общества:

- налог на имущество;
- внереализационные доходы (дотации, субвенции и возмещение процентов по кредитам на топливо);
- внереализационные расходы, которые носят регулярный характер (затраты социального характера, затраты на содержание социальной сферы), но не уменьшают налогооблагаемую базу (в соответствии с НК РФ гл. 25).

Налог на имущество

Прогноз налога на имущество строился на основе действующей методологии исчисления базы и ставки налога. Согласно Налоговому Кодексу РФ¹⁴ объектом налогообложения для российских организаций признается движимое и недвижимое имущество (включая имущество, переданное во временное владение, пользование, распоряжение или доверительное управление, внесенное в совместную деятельность), учитываемое на балансе в качестве объектов основных средств в соответствии с установленным порядком ведения бухгалтерского учета.

¹⁴ Ст. 374 гл. 30 второй части НК от 5 августа 2000 г. 117-ФЗ (в действующей редакции).

В качестве базы налога принималась среднегодовая стоимость имущества, рассчитанная как среднее арифметическое остаточной стоимости имущества на начало и конец соответствующего года¹⁵.

Расчеты налога на имущество выполнялись с учетом прогнозных величин капитальных вложений и амортизации. Эффективная ставка налога была рассчитана как среднее арифметическое значение фактических ставок налога на имущество на 2005 г. составила 1,3%. Данное снижение по сравнению с нормативной ставкой налога (2,2%) объясняется учетом на балансе ЛЭП напряжением свыше 220 кВ и дизельных электростанций, которые не облагаются налогом.

Внереализационные доходы

Основной статьей внереализационных доходов в период 2000-2005 гг. являлись «прочие внереализационные доходы». В среднем более 98% данной статьи относилось к доплатам за разницу в тарифах по электроэнергии и теплоэнергии (дотации и субвенции).

Общество получает два вида дотаций. Более подробно описание дотаций приведено в главе «Описание Общества» в разделе «Динамика изменения тарифов». Дотации на теплоэнергию возникают при предоставлении льгот отдельным группам потребителей. В расчетных моделях доходного подхода прогноз выручки от основной реализации прогнозировалась по полному тарифу (то есть, без учета льгот). Таким образом, отдельный учет дотаций на теплоэнергию не требуется.

Дотации на электроэнергию возникают в результате компенсации значительных затрат на производство электроэнергии дизельными электростанциями Сахасельхозэнерго, принятыми на баланс ОАО АК «Якутскэнерго» в 2004г. Данный вид дотации направлен на покрытие убытков, связанных с государственным регулированием цен на электроэнергию. На 2006г. запланировано получение дотации в размере 300 млн. руб. В прогнозной модели предполагается получение данного вида дотации вплоть до 2010г. в период тарифообразования методом «затраты +». Рост данных доходов прогнозируется в соответствии с темпом роста инфляции. Дальнейший принцип тарифообразования предполагает получение адекватного уровня доходности на инвестированный капитал, что позволит отказаться от бюджетной поддержки.

Другие источники внереализационных доходов носили разовый характер либо не были связаны с ведением типичной финансово-хозяйственной деятельности. В составе нормализованных доходов и расходов данные статьи не рассматривались.

Внереализационные расходы

В расчетах был учтен дополнительный отрицательный денежный поток, формируемый за счет прибыли Общества — обязательные выплаты из прибыли. Данные расходы компании включают в себя затраты, которые в соответствии с налоговым кодексом не учитываются при определении налоговой базы

В ходе анализа в составе внереализационных расходов выявлены статьи, носящие регулярный характер.

- прибыль на социальное развитие (расходы на содержание социальной сферы, проведение культурно-массовых мероприятий и взносы на благотворительность);
- прибыль на поощрение (выплаты работникам из прибыли);
- использование прибыли для других целей.

Затраты по содержанию социальной сферы Общество несет на основании решений краевой администрации, что характерно для крупных предприятий. Указанные затраты не типичны для деятельности бизнеса в условиях рыночной экономики. Тем не менее, региональные особенности предопределяют необходимость указанных издержек социальной направленности.

¹⁵ Расчеты среднегодовой стоимости имущества приведены в Приложениях к настоящему Отчету.

Затраты из прибыли на поощрение работников включают в себя дополнительные выплаты работникам, осуществляемые Обществом в соответствии с условиями коллективного договора.

Третью группу внереализационных затрат формируют типичные и повторяющиеся издержки, наблюдавшиеся в течение ретроспективного периода – затраты на проведение ежегодного собрания акционеров, выплаты Совету директоров и ревизионной комиссии, судебные издержки.

Базовым показателем для прогнозирования расходов является фактические затраты на 2005 год, а также данные бизнес-плана Общества за 2006 год. Прогноз затрат осуществляется с учетом инфляционного роста цен.

Расчет чистого денежного потока

Как было отмечено ранее, чистый денежный поток на инвестированный капитал рассчитывается по следующей формуле:

Чистый денежный поток = Чистая прибыль + Амортизация — Капитальные вложения -(+) Увеличение (уменьшение) собственного оборотного капитала – Обязательные выплаты из прибыли

Формирование чистой прибыли Общества

Расчет базы для налога на прибыль за соответствующий период производится по формуле:

$$НБ = В - ОР + ПД - ПР$$

где:

НБ	–	налоговая база;
В	–	выручка от реализации;
ОР	–	операционные расходы;
ПД	–	прочие доходы;
ПР	–	прочие расходы.

В соответствии с НК РФ¹⁶ ставка налога на прибыль составляет 24%. По информации, полученной из бухгалтерии, Общество льгот относительно ставки налога на прибыль не имеет.

Таким образом, чистая прибыль предприятия в данном случае рассчитывается следующим образом:

$$ЧП = НБ \times (1 - 0,24)$$

где ЧП - чистая прибыль.

Результаты расчетов прогнозных значений чистой прибыли предприятия приведены в Приложении к настоящему отчету.

Прогноз капитальных вложений

За период с 2000 по 2005 год сумма капитальных вложений более чем в два раза превышала объемы амортизационных отчислений. Источниками инвестиций являются как собственные средства, так и заемные. Факт превышения объемов капитальных вложений над амортизацией и затратами на ремонт говорит о грамотной политике компании, направленной на расширение и новое строительство объектов энергетики, замещению изношенного и морально-устаревшего оборудования. Осуществление технических мероприятий через инвестиции в строительство новых и реконструкцию действующих предприятий энергосистемы является одним из путей повышения эффективности и надежности функционирования энергосистемы.

¹⁶ Ст. 284 гл. 25 Второй части НК от 5 августа 2000 г. . 117-ФЗ (в действующей редакции).

На следующем графике приведена динамика изменения величин амортизации и капитальных вложений в ретроспективном периоде. Как видно из графика за пять лет сумма амортизации увеличилась почти в четыре раза, что обусловлено значительными капитальными вложениями, а также ежегодной переоценкой основных фондов. Увеличение амортизационного ресурса, являющегося основным источником инвестиций, является положительным моментом деятельности предприятия и обеспечивает реальное воспроизводство основных фондов.

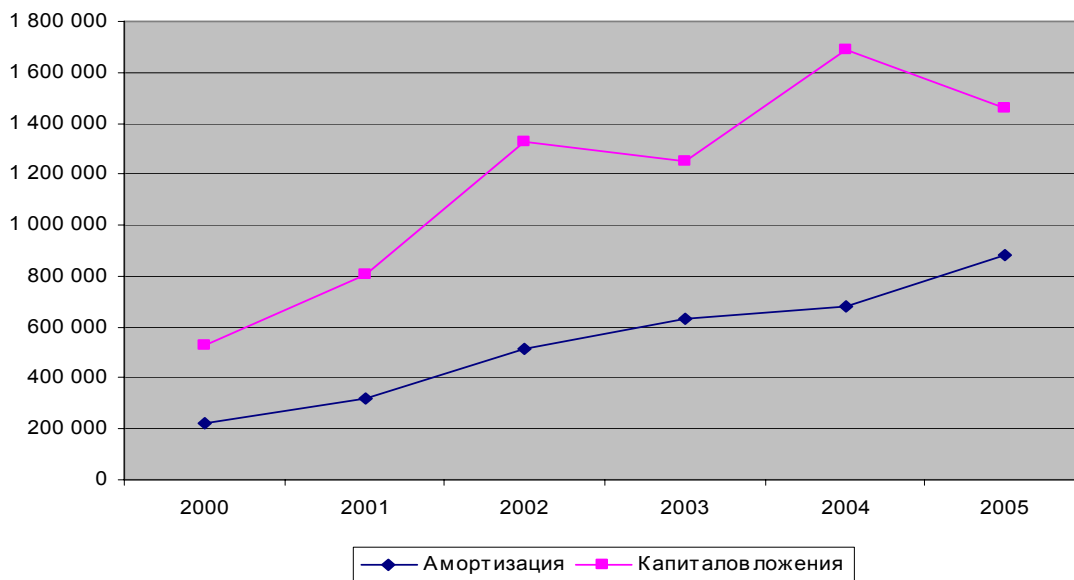


Рис. 55. Динамика изменения амортизации и капитальных вложений, тыс. руб.

Однако, накопленной амортизации не хватает на покрытие необходимых инвестиций. В реальной экономической ситуации, когда стоимость основных фондов отражается на балансе по стоимости близкой к рыночной (а точнее, первоначальная стоимость по балансу близка к полной восстановительной стоимости на ту же дату), размера амортизации, как правило, вполне достаточно для осуществления планового обновления основных фондов предприятия. В этих условиях накопленный износ основных фондов предприятия остается неизменным.

В соответствии с расчетами, проведенными в рамках затратного подхода, совокупный износ основных фондов Якутскэнерго на дату оценки составляет 49%, что является средним показателем для энергосистем РАО «ЕЭС России». Однако балансовая стоимость основных фондов Общества отличается от реальной стоимости (замещения/воспроизводства) примерно в пять раз. В этих условиях финансирование инвестиций исключительно за счет амортизационных средств будет приводить к постепенному увеличению износа энергосистемы, что может закончиться крайне негативными последствиями.

С учетом вышесказанного, оценщики прогнозировали капитальные вложения исходя из следующих допущений:

- 2006 – 2007 годы капитальные вложения определяются инвестиционной программой Общества;
- с 2008 года и до конца прогнозного периода величина капитальных вложений приравнивается к амортизации, при этом во избежание нарастания совокупного износа энергосистемы, в период с 2008 по 2015 годы проводится постепенная (для предотвращения резкого роста тарифов) переоценка основных фондов Общества с целью приведения балансовой стоимости ОФ к их реальному значению;

- в 2010г. и 2013г. предполагается демонтаж старых и ввод новых ГТУ мощностью 60 МВт каждая на Якутской ГРЭС. Общий объем инвестиций составит около 2,5 млрд. рублей. В течение 2006-2012гг. планируется строительство воздушных линий ВЛ 110 кВ «Сулгачи-Эльдикан», «Сунтар-Олекминск», «ЯГРЭС- Хатынг-Юрях» общей сметной стоимостью 1,7 млрд. руб.

Прогноз капитальных вложений приведен на следующем графике (и в Приложениях к настоящему Отчету):

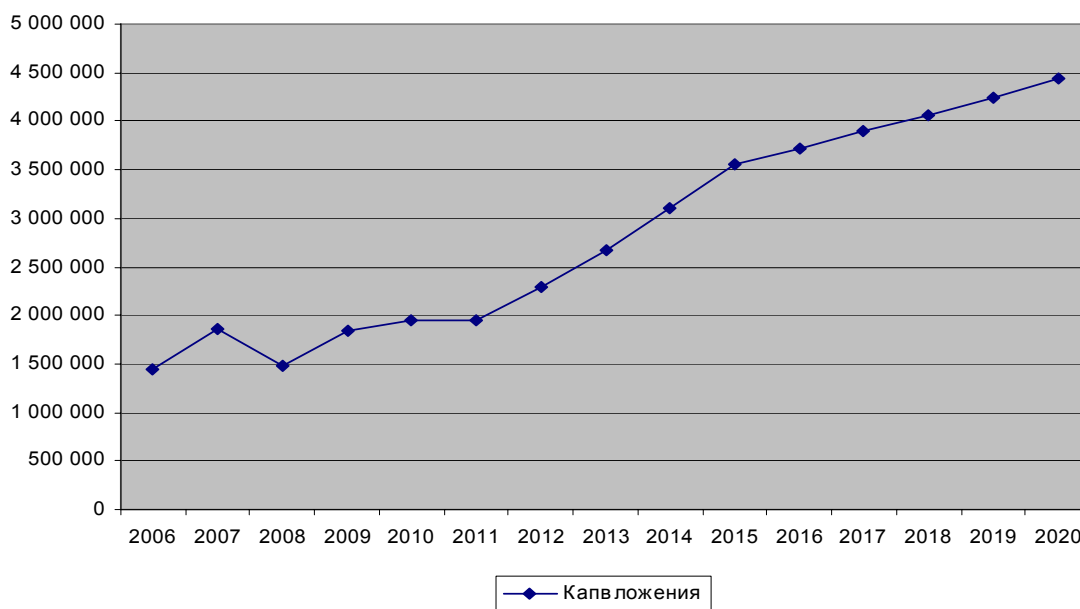


Рис. 56. Прогноз капитальных вложений, тыс. руб.

Прогноз изменения собственного оборотного капитала

Для нормального функционирования промышленного предприятия необходим достаточный объем оборотных средств. Часть оборотных средств предприятия, как правило, финансируется краткосрочными займами и посредством отсрочки погашения кредиторской задолженности. Превышение величины оборотных средств (запасы, средства в расчетах по НДС, дебиторская задолженность) над краткосрочной задолженностью (кредиторская задолженность) свидетельствует о том, что частично оборотные средства финансируются из собственных источников предприятия. Это инвестиции в собственный оборотный капитал (СОК). Прирост инвестиций в СОК является оттоком денежных средств, который необходимо учесть при определении денежного потока.

Для определения величины оборотного капитала применялся следующий алгоритм:

- Проводился анализ и корректировка оборотных активов по состоянию на дату оценки (подробное описание корректировок приведено в разделе «Определение рыночной стоимости собственного капитала Общества на основе затратного подхода»):
 - Было скорректировано балансовое значение дебиторской задолженности в зависимости от сроков ее возникновения и погашения.
 - Балансовое значение запасов уменьшено на величину неликвидных ТМЦ.
 - Был проведен анализ краткосрочных пассивов на дату оценки.

- Были определены периоды оборачиваемости оборотных активов и краткосрочных пассивов исходя из ретроспективной информации за 2005 год. Расчет периодов оборачиваемости дебиторской задолженности произведен в соотношении с величиной выручки от реализации. При расчете периода оборачиваемости запасов, кредиторской задолженности, налога на добавленную стоимость использовался показатель операционных затрат. Расчет произведен на основе скорректированных статей баланса, участвующих в определении величины собственного оборотного капитала, и показателей выручки и операционных затрат компании.
- Базой для расчета коэффициента оборачиваемости топлива служили суммарные затраты на топливо, производимые ОАО АК «Якутскэнерго» как для собственных нужд, так и для нужд ОАО «Сахаэнерго».

Рассчитанные показатели периодов оборачиваемости приведены в таблице ниже.

Таблица 120. Периоды оборачиваемости, рассчитанные на основании информации за 2005 год, дней

Коэффициенты оборачиваемости	2005 г.
Период оборачиваемости дебиторской задолженности (ДЗ/выручка)	87
Период оборачиваемости запасов (без учета топлива) (Запасы)/(Себестоимость-Амортизация-Затраты на топливо))	53
Период оборачиваемости топлива (Запасы топлива/Затраты на топливо)	31
Период оборачиваемости кредиторской задолженности (КЗ/Себестоимость)	81
Период оборачиваемости НДС (НДС/Себестоимость)	10

Источник: Расчеты оценщиков.

- Определение величины оборотного капитала по годам прогнозного периода:
- Полученные показатели оборачиваемости применялись при расчете собственного оборотного капитала в прогножном периоде. На основании произведенного анализа показателей оборачиваемости за 2005 год определялся нормализованный уровень собственного оборотного капитала для каждого расчетного периода (в том числе в постпрогножном периоде) путем умножения соответствующего прогнозного значения выручки от реализации или операционных затрат в расчетном периоде на полученный коэффициент оборачиваемости.

Такие статьи, как денежные средства и краткосрочные финансовые вложения не включены в расчет оборотного капитала, они будут учтены в финансовой модели предприятия (с учетом необходимой корректировки) при расчете чистого долга.

Прогноз изменения собственного оборотного капитала Общества приведен в Приложении к Отчету.

Прогноз долгосрочной дебиторской задолженности

В расчет оборотного капитала не включена долгосрочная дебиторская задолженность. Данная задолженность была учтена в денежном потоке как его элемент, величина которого увеличивает денежный поток. В результате анализа дебиторской задолженности были выявлены сроки ее погашения. В расчетной модели величины дебиторской задолженности учитываются в соответствии с графиком погашения.

Прогноз величины чистого денежного потока

Следует отметить, что, поскольку для дисконтирования применялась долларовая ставка дисконтирования, то полученный рублевый денежный поток был переведен в долларовый с учетом прогнозируемого номинального курса доллара (см. раздел, посвященный прогнозу макроэкономических показателей). Последовательность расчета чистого денежного потока приведена в Приложениях к настоящему Отчету.

Выбор ставки дисконтирования

Величина ставки дисконтирования связана с ожидаемым инвестиционным риском. Концепция риска предполагает, что все инвестиции находятся в промежутке между полной уверенностью в окупаемости денежных средств (нулевой риск) и полной неуверенностью в их окупаемости (бесконечный риск). При рассмотрении двух инвестиционных возможностей, обещающих равную ожидаемую доходность в денежном выражении, инвестор обычно предпочитает инвестиции с наименьшей степенью риска или, напротив, рассчитывает на более высокую доходность по инвестициям с более высокой степенью риска.

Выбор ставки дисконтирования зависит от типа денежного потока, используемого для оценки. Поскольку при оценке используется бездолговой денежный поток, в качестве ставки дисконтирования оценщики применили величину средневзвешенной стоимости капитала (Weighted Average Cost of Capital Concept) после налогообложения.

Средневзвешенная стоимость капитала учитывает в себе все риски, связанные с финансированием инвестиций в бизнес предприятия, как из собственных источников финансирования, так и за счет заемных средств. Стоимость финансирования инвестиций в предприятие за счет собственного капитала (стоимость собственного капитала) отражает все риски, присущие инвестициям в виде акционерного капитала, в то время как стоимость финансирования за счет заемных средств выражается в процентной ставке, по которой предприятию предоставляют кредитные ресурсы.

Средневзвешенная стоимость капитала рассчитывается по формуле:

$$WACC = (1 - t) \times D_d \times W_d + D_e \times W_e$$

где:

WACC	- средневзвешенная стоимость капитала;
t	- ставка налога на прибыль;
D_d	- стоимость заемного капитала;
W_d	- доля заемного капитала;
D_e	- стоимость собственного капитала;
W_e	- доля собственного капитала.

При расчете средневзвешенной стоимости капитала, доли заемных и собственных средств в структуре капитала, в соответствии с Методологией, были рассчитаны следующим образом:

- Определена начальная (текущая) структура капитала компании на основе балансовых данных по состоянию на дату оценки. Данная структура капитала применяется для расчетов ставки дисконтирования для первого прогнозного периода.
- Далее был определен горизонт, в течение которого будет возможно осуществить переход на оптимальную структуру капитала (подробное описание приведено далее в тексте Отчета).
- Для определения оптимального соотношения долга и собственного капитала был использован среднеотраслевой коэффициент D/E, по данным Damodaran on-Line.
- Значение соотношения заемных и собственных средств в период изменения структуры капитала рассчитывалось с применением линейной интерполяции.

Определение стоимости собственного капитала

Для определения стоимости собственного капитала применялась модель оценки капитальных активов (САРМ). Формула САРМ, применительно к российской практике выглядит следующим образом:

$$R_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f) + S_1 + S_2 + S_3$$

где:

- R_e – ожидаемая инвестором ставка дохода (на собственный капитал);
- R_f – безрисковая ставка (в США);
- β – коэффициент бета;
- $R_m - R_f$ – рыночная премия за риск акционерного капитала (в США);
- S_1 – премия за страновой риск (Россия в сравнении с США);
- S_2 – премия за малую капитализацию;
- S_3 – премия за специфический риск оцениваемой компании.

Расчет стоимости собственного капитала указанным методом начинается с определения безрисковой ставки. К данной величине затем прибавляется премия за риск акционерного капитала, умноженная на коэффициент «бета»; премия за страновой риск, премия, присущая компаниям с небольшой капитализацией, а также премия за специфический риск оцениваемой компании.

Далее будет рассмотрен порядок расчета каждого элемента ставки дисконтирования в отдельности.

Определение безрисковой ставки

Безрисковое вложение средств подразумевает то, что инвестор независимо от экономических, политических, социальных и иных изменений в стране получит на вложенный капитал именно тот доход, на который он рассчитывал в момент инвестирования средств. К таким вложениям относятся инвестиции в государственные долговые обязательства. В качестве безрисковой ставки, как правило, используется норма доходности по долгосрочным правительственным облигациям страны с высоким инвестиционным рейтингом со сроком погашения равным сроку жизни предприятия.

В целях настоящей оценки в качестве безрисковой ставки принимается средняя доходность к погашению облигаций Казначейства США с 20-летним сроком погашения на дату оценки, которая по данным информационного агентства Economagic составила 5,07%¹⁷.

Определение рыночной премии за риск акционерного капитала

Премия за риск акционерного капитала (equity risk premium) отражает расхождение в доходности, представленное превышением доходности корпоративных акций над доходностью по казначейским обязательствам Правительства США. Согласно статистике, рассчитанной по данным американского фондового рынка, инвесторы в среднем рассчитывают на премию в размере 3,21%¹⁸ сверх доходности по долгосрочным казначейским обязательствам.

Рыночная премия представляет собой дополнительный доход, который необходимо добавить к безрисковой ставке, чтобы компенсировать инвестору дополнительный риск, связанный с инвестированием в акции компании.

¹⁷ <http://www.economagic.com/em-cgi/data.exe/fedbog/day-tcm20y>.

¹⁸ Значение рыночной премии за риск инвестирования в акционерный капитал определена как среднегеометрическая историческая премия на американском фондовом рынке за период 1964-2004 гг., данные <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histretSP.xls>, Risk Premium, Stocks - T.Bonds.

Определение премии за страновой риск

Для расчета премии за страновой риск мы использовали долгосрочный кредитный рейтинг (Long-term Rating) России – Baa3, установленный агентством Moody's и соответствующую данному рейтингу премию за вероятность дефолта (Default Spread) в размере 1,8%, определенную агентством Bradynet.

Таким образом, премия за страновой риск принята равной 1,8%.

Определение коэффициента бета

В модели CAPM риск разделяется на две категории: систематический риск и несистематический риск. Систематический риск представляет собой риск, связанный с изменением ситуации на фондовых рынках в целом в связи с изменением таких макроэкономических и политических факторов, как процентные ставки, инфляция, изменение государственной политики и т.д. Данные факторы напрямую оказывают влияние на все компании, поскольку они затрагивают экономические и рыночные условия, в которых действуют все предприятия.

Систематический риск учитывается в модели CAPM с помощью коэффициента бета. Коэффициент бета отражает амплитуду колебаний цен на акции конкретной компании (отрасли) по сравнению с изменением цен на акции по всем компаниям на фондовом рынке.

Таким образом, компания, коэффициент бета которой больше единицы, является более рискованной, чем «средняя» компания, в то время как значение бета ниже единицы указывает на меньшую изменчивость цены и, следовательно, меньший риск, чем на рынке в целом.

Несистематический риск связан с отдельными финансовыми и операционными характеристиками данного конкретного предприятия. Несистематический риск может быть разделен на два типа:

- риск бизнеса, связанный с возможностью предприятия достичь ожидаемого уровня прибыли в связи с неопределенностью таких факторов, как уровень доходов и затрат, конкуренция, уровень менеджмента и т.д.
- финансовый риск, связанный с финансовой структурой бизнеса (такими показателями как, например, ликвидность, сумма долга и фиксированных обязательств).

Необходимость расчета и использования коэффициента бета заключается в том, что акции различных компаний обладают неодинаковой чувствительностью к макроэкономическим факторам. Более низкая чувствительность к систематическому риску предполагает и более низкую рыночную премию.

Как правило, коэффициент бета рассчитывают на основе ретроспективной информации с фондового рынка за последние 5-10 лет. При этом предполагается, что значение бета сохранится на данном уровне и в дальнейшем прогнозном периоде.

На первом этапе нами рассчитывается бета, очищенная от эффекта финансового рычага (Unlevered Beta), которая служит показателем предпринимательского риска. Формула расчета бездолговой беты выглядит следующим образом:

$$\beta_U = \beta_L / \left(1 + (1 - t) \times \frac{D}{E} \right)$$

где:

- β_U – коэффициент бета без долговой нагрузки;
- β_L – коэффициент бета с долговой нагрузкой;
- t – предельная ставка налога на прибыль;
- D – рыночная стоимость заемного капитала;
- E – рыночная стоимость собственного капитала.

Расчет бездолговой беты

В качестве коэффициента бездолговой беты использовалось среднеотраслевое значение данного коэффициента для отрасли Electric Utility, рассчитанное New York University's Stern School of Business (Damodaran on-line) с использованием наиболее полной базы данных по предприятиям США компании Value Line за пятилетний период. Значение коэффициента беты без долговой нагрузки, скорректированной на денежные средства для компаний отрасли Electric Utility (Central) (как наиболее соответствующих российским компаниям) составило 0,56.

На следующем этапе были рассчитаны коэффициенты бета с учетом целевого соотношения долга и собственного капитала предприятия в каждом прогнозном периоде (Relevered Beta) по следующей формуле:

$$\beta_{RL} = \beta_m \times \left(1 + (1 - t) \times \frac{D}{E} \right)$$

где:

- β_{RL} – коэффициент бета с учетом рассчитанного финансового рычага оцениваемой компании;
- β_m – медианное значение коэффициента бета без учета финансового рычага по сопоставимым компаниям (для электроэнергетических компаний развивающихся стран составляет 0,47; обоснование приведено выше);
- t – налоговая ставка, используемая налоговой компанией (24% в соответствии с действующим законодательством);
- D/E – показатель соотношения заемных и собственных средств (в соответствии с целевой структурой).

Соотношение заемных и собственных средств в период 2006-2009 гг. принят по фактически сложившейся структуре капитала Общества на 31.12.2005 г. В дальнейшем предусмотрен постепенный переход данного показателя к среднеотраслевому коэффициенту D/E, равному, по данным Damodaran on-Line, 0,73 или 42,17/57,83 (42,17% - заемные средства, 57,83% - собственные средства). В соответствии с Методологией предполагается, что окончательный переход к целевой (оптимальной) структуре капитала произойдет к 2015 году.

Таким образом, коэффициент бета для оцениваемой компании на дату оценки составил — 0,63 с постепенным увеличением (в зависимости от структуры капитала) до 0,87 к 2015 году, когда структура капитала достигнет оптимального соотношения долга и собственного капитала (обоснование приведено выше).

Премия за малую капитализацию

Необходимость введения данной поправки обуславливается тем, что при вложениях в небольшие компании инвесторы требуют большую компенсацию за риск, нежели при вложении в крупные компании. Это связано, прежде всего, с теми преимуществами, которые имеет крупная компания: относительно более легкий доступ к финансовым рынкам при необходимости привлечения дополнительных ресурсов, а также большая стабильность бизнеса, по сравнению с малыми конкурентами. Относительно небольшие фирмы имеют более неустойчивую динамику развития, чем их крупные отраслевые конкуренты. Именно в связи с этим инвесторы требуют дополнительную норму дохода для покрытия риска, возникающего в связи с малостью размера компании.

Показатель премии за риск инвестирования в компании с той или иной капитализацией рассчитывается как разница между средней исторической доходностью по инвестициям на фондовом рынке США и средней исторической доходностью по инвестициям в бизнес таких компаний.

Премия за размер компании: результаты многочисленных исследований свидетельствуют о том, что у более мелких компаний норма прибыли выше, чем у более крупных компаний. Результаты исследований в этой области, проведенных компанией Ibbotson, приведены в таблице ниже.

Таблица 121. Расчет долгосрочной прибыли сверх CAPM для портфелей десятичных групп NYSE/AMEX/NASDAQ (1926-2003 гг.)

Десятичные группы	Рыночная капитализация (в миллионах долл. США)		Премия за размер (прибыль сверх CAPM)
	наименьших компаний	наибольших компаний	
1- максимальное значение	14 099,878	342 087,219	-0,37%
2	6 258,530	14 096,886	0,60%
3	3 473,335	6 241,953	0,75%
4	2 234,146	3 464,104	1,07%
5	1 607,931	2 231,707	1,44%
6	1 098,284	1 607,854	1,75%
7	746,249	1 097,603	1,86%
8	506,410	746,219	2,36%
9	262,974	505,437	2,86%
10 — минимальное значение	1,393	262,725	6,41%
средняя капитализация (группы 3-5)	1 607,931	6 241,953	0,95%
малая капитализация (группы 6-8)	506,410	1 607,854	1,81%
предельно малая капитализация (группы 9-10)	1,393	505,437	4,02%

Источник: Ibbotson Associates, Ежегодник за 2005 год.

Таким образом, в рамках данного Отчета для оцениваемого Общества мы использовали значение премии за малую капитализацию равное 4,02%.

Премия за специфический риск оцениваемой компании

Премия за специфический риск оцениваемой компании отражает дополнительные риски, связанные с инвестированием в оцениваемую компанию, которые не были учтены в коэффициенте бета и премии за страновой риск.

Основными факторами, оказывающими влияние на специфический риск оцениваемой компании, являются:

- зависимость от ключевых сотрудников;
- качество корпоративного управления;
- зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла;
- зависимость от ключевых поставщиков;
- ограничение доступа к заемному капиталу;
- падение спроса на электроэнергию в результате внедрения энергосберегающих технологий;
- риск замедления реформы электроэнергетики и либерализации рынка газа.

В соответствии с Методологией, рекомендуемый диапазон премии за специфический риск оцениваемой компании лежит в пределах от 3 до 8%. Причем, 3% - учитывает фактор риска реформирования отрасли, а значения риска в диапазоне 0-5% отражают специфические риски непосредственно оцениваемой компании.

Для определения премии за специфический риск оцениваемой компании, согласно Методологии, использовался следующий алгоритм, приведенный в следующей таблице.

Таблица 122. Алгоритм определения степени риска оцениваемой компании

Фактор риска	Степень риска		
	Низкая	Средняя	Высокая
Зависимость от ключевых сотрудников;	1	2	3
Корпоративное управление;	1	2	3
Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла;	1	2	3
Зависимость от ключевых поставщиков;	1	2	3
А. Итого (сумма):			
Б. Рассчитанная степень риска (Б=А/4):			

Источник: «Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО ПАО «ЕЭС России».

Таблица 123. Алгоритм расчета премии за специфический риск

Степень риска	Рассчитанное значение	Размер премии за специфический риск
Низкая	≤ 1 но $< 1,5$	0 - 1%
Средняя	$> = 1,75$ но $< 2,25$	2 - 3%
Высокая	$> = 2,75 - 3$	4 - 5%

Источник: Методология

Таблица 124. Алгоритм определения величины факторов риска

Фактор риска	Степень риска	Проявления
Зависимость от ключевых сотрудников	Низкая	Отсутствие зависимости от ключевых сотрудников.
	Средняя	Средняя степень зависимости – часть ключевых сотрудников может быть заменена на новых в случае их ухода.
	Высокая	Имеется высокая зависимость от ключевых сотрудников (генерального директора, главного инженера, начальника планово-экономического отдела, начальника ПТО, главного бухгалтера).
Корпоративное управление	Низкая	Прозрачность структуры собственности и отсутствие негативного влияния крупных акционеров на интересы других заинтересованных лиц. Соблюдение прав финансово заинтересованных лиц (проведение собраний, порядок голосования, право собственности, защита против поглощения). Финансовая прозрачность, своевременность и доступность информации, наличие независимых аудиторов. Представление интересов всех акционеров в Совете директоров, независимость и ответственность директоров.
	Средняя	Наличие информации о структуре собственности, возможно преобладание интересов крупных акционеров, права миноритарных акционеров в целом защищены. Имеются отдельные недостатки, но в целом права финансово заинтересованных лиц соблюдаются. Отдельные недочеты в области качества финансовой отчетности, раскрытия и своевременности предоставления информации. В Совете директоров могут доминировать представители крупных акционеров и руководства компании, ответственность Совета может быть ограничена, может отсутствовать четкая политика в отношении оценки результатов работы и вознаграждения директоров.
	Высокая	Непрозрачность структуры собственности, негативное влияние крупных акционеров на интересы других заинтересованных лиц, ущемление прав миноритарных акционеров. Несоблюдение прав финансово заинтересованных лиц (нарушения порядка проведения собраний, порядка голосования, прав собственности, отсутствие защиты против поглощения). Отсутствие финансовой прозрачности, несвоевременность и недоступность информации, отсутствие независимых аудиторов. Представление интересов отдельных акционеров в Совете директоров, неспособность Совета директоров обеспечить контроль за качеством работы менеджмента, отсутствие независимости и ответственности директоров.
Зависимость от ключевых потреби-	Низкая	Имеется широко диверсифицированная клиентская база потребителей электроэнергии и тепла.

Фактор риска	Степень риска	Проявления
телей электроэнергетики и тепла	Средняя	Имеется несколько крупных потребителей электроэнергии и тепла (до 10%), однако их возможный уход не окажет существенного материального влияния на результаты работы оцениваемой компании.
	Высокая	Имеется несколько крупных потребителей электроэнергии и тепла (30–40% от выручки), уход которых может оказать существенное материальное влияние на результаты работы оцениваемой компании.
Зависимость от ключевых поставщиков	Низкая	Отсутствует зависимость от поставщиков продукции или услуг определенного вида (топлива, электроэнергии, ремонтных услуг и т.д.)
	Средняя	Имеется несколько основных поставщиков продукции (топлива, электроэнергии, оборудования) и услуг (ремонт), которые могут быть заменены в случае необходимости.
	Высокая	Имеется зависимость от поставщиков продукции или услуг определенного вида, например: <ul style="list-style-type: none"> ▪ топлива – для объектов генерации (уголь определенной марки, природный газ по цене ниже рыночной в рамках установленных лимитов); ▪ электроэнергии – для сетевых компаний (для покрытия потерь на передачу); ▪ электроэнергии – для сбытовых компаний; ▪ оборудования – для генерирующих и сбытовых компаний. При этом, смена поставщика может оказать негативный материальный эффект на деятельность оцениваемой компании.

Источник: Методология.

Далее приводятся комментарии и обоснование позиций оценщиков относительно выбора той или иной степени риска.

Фактор реформирования отрасли

В период реформирования, как отмечается в Методологии, компании могут быть подвержены воздействию следующих рисков:

- риск замедления реформы и либерализации рынка газа;
- ограничение доступа к заемному капиталу;
- падение спроса на электроэнергию в результате внедрения энергосберегающих технологий.

Риски переходного периода оцениваются в размере 3%.

Зависимость от ключевых сотрудников

Основными направлениями кадровой политики компании являются:

- оптимизация численности персонала;
- организация подготовки, переподготовки и повышения квалификации персонала;
- обеспечение задач качественного формирования и эффективного использования персонала;
- совершенствование системы формирования и работы с резервом кадров, обеспечение карьерного роста и продвижения молодых специалистов;
- внедрение современных методик компенсации и мотивации труда;

- осуществление эффективной кадровой политики, используя новейшие кадровые технологии;
- обеспечение с помощью качественного подбора кадров максимальной производительности труда, эффективных направлений производственной деятельности;
- создание условий для обеспечения социально-экономических потребностей работников.

Исходя из специфики деятельности оцениваемой компании, можно говорить, что кадровый фактор (за исключением крайних случаев) вряд ли может оказать очень существенное воздействие на деятельность предприятия. Поэтому, оценщики принимают минимальный уровень риска по данному фактору.

Корпоративное управление

ОАО РАО «ЕЭС России» является основным акционером Общества, владеющим пакетом акций в размере 46,8% от уставного капитала. Номинальным держателем акций так же является Закрытое Акционерное Общество "Депозитарно-Клиринговая Компания" (28,82% акций). С помощью корпоративного управления акционеры имеют реальную возможность осуществлять свои права, связанные с участием в Обществе.

Корпоративное управление ОАО АК «Якутскэнерго» защищает такие права акционеров, как:

- отчуждение или передача акций Общества;
- получение необходимой информации об Обществе на своевременной и регулярной основе;
- участие и голосование на общих собраниях акционеров;
- участие в выборах правления Общества.

В своей деятельности ОАО АК «Якутскэнерго» руководствуется действующим законодательством РФ, в том числе Гражданским кодексом РФ, Налоговым кодексом РФ, Федеральным законом «Об акционерных обществах». Деятельность компании прозрачна, финансовая отчетность, протоколы собраний акционеров периодически публикуется в открытых источниках информации.

С другой стороны, сложившаяся структура акционерного капитала создает предпосылки для возникновения конфликта интересов основных акционеров Общества, что снижает эффективность корпоративного управления. В Совете директоров доминируют представители крупных акционеров и руководства компании. По этой причине, для целей дальнейших расчетов риск корпоративного управления принят на среднем уровне.

Зависимость от ключевых потребителей электроэнергии и тепла

ОАО АК «Якутскэнерго» осуществляет энергосбытовую деятельность на потребительском рынке в составе Объединенной Энергетической Системы Востока, функционирующей изолированно от ЕЭС «России».

Основным потребителем услуг электроэнергии является АК «Алроса» - 41% объема полезного отпуска электроэнергии. Таким образом, финансовый результат Общества существенным образом зависит от единственного потребителя. К тому же около 20% полезного отпуска электроэнергии отпускается на ФОРЭМ. Снижение объемов потребления в 2005 году привело к снижению эффективности операционной деятельности. С выходом на проектную мощность Светлинской ГЭС и Бурейской ГЭС имеющиеся потребности в электроэнергии ОАО АК «Якутскэнерго» сократятся. Однако, развитие алмазо и золотодобывающей промышленности позволяют говорить о сохранении спроса на электроэнергию Якутской энергосистемы.

Функционирование Якутской энергосистемы в условиях изолированности от ЕЭС России, а также предоставление льгот отдельным группам потребителей, ставили финансовый результат деятельности Общества в зависимость от объемов сбыта ограниченному кругу наиболее крупных потребителей. Однако, структура потребления оставалась относительно стабильной в течение последних 5 лет. Прогнозы развития энергосистемы, рассматриваемые в совокупности с развитием других объектов электроэнергетики Дальневосточного региона, также говорят о стабильном функционировании ОАО АК «Якутскэнерго».

С учетом приведенных выше доводов для целей дальнейших расчетов риск зависимости от ключевых потребителей оценщики приняли на среднем уровне.

Зависимость от ключевых поставщиков

Основным элементом себестоимости произведенной продукции является топливо (уголь, природный газ). Единственным поставщиком угля для ОАО «Якутскэнерго» является ОАО «Якут-уголь». Поставка газа осуществляется ОАО «Якутгазпром», ОАО «Ленагаз», ЗАО «Алроса-газ». Удаленность региона от других территорий РФ определяет зависимость Общества от условий поставок, устанавливаемых данными поставщиками топлива.

Однако, у Общества сложились прочные связи с поставщиками. К тому же весь объем газа поставляется по регулируемой цене. Цена на уголь для НГРЭС определяется близостью Нерюн-гринского разреза, что обуславливает получение относительно дешевого топлива. ОАО АК «Якутскэнерго» является социально значимым предприятием, получающим поддержку Правительства Республики Саха (Якутия), что позволяет говорить о том, что поставки топлива будут производиться на выгодных для Общества условиях.

Резюмируя вышесказанное, риск зависимости по данному фактору можно признать средним.

Итоговое значение премии за специфический риск оцениваемой компании приведено в таблице ниже.

Таблица 125. Определение премии за специфический риск

Факторы риска	Степень риска			Результат
	Низкая	Средняя	Высокая	
Зависимость от ключевых сотрудников	*			1
Корпоративное управление		*		2
Зависимость от ключевых потребителей		*		2
Зависимость от основных поставщиков			*	2
Итого сумма				7
Рассчитанная степень риска				1,75
Размер премии за специфический риск				2,0%
Размер премии переходного периода				3,0%
Премия за специфический риск				5,0%

Источник: Расчеты оценщиков.

Таким образом, в соответствии с моделью CAPM, требуемая норма прибыли на собственный капитал составляет:

Таблица 126. Расчет стоимости собственного капитала

Показатель	База	2006	2007	2008	2009	2010
Безрисковая ставка (номинальная)	5,07%	5,07%	5,07%	5,07%	5,07%	5,07%
Рыночная премия	3,21%	3,21%	3,21%	3,21%	3,21%	3,21%
Скорректированный коэффициент Бета	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Рассчитанный коэф. бета для ГК	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,67
Предварительная стоимость собственного капитала	7,08%	7,08%	7,08%	7,08%	7,08%	7,21%

Показатель	База	2006	2007	2008	2009	2010
Премия за размер	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%
Специфический риск оцениваемой компании	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Страновой риск	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
Окончательная стоимость собственного капитала оцениваемой компании	17,90%	17,90%	17,90%	17,90%	17,90%	18,03%

Продолжение

Показатель	2011	2012	2013	2014	2015-2020
Безрисковая ставка (номинальная)	5,07%	5,07%	5,07%	5,07%	5,07%
Рыночная премия	3,21%	3,21%	3,21%	3,21%	3,21%
Скорректированный коэффициент Бета	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Рассчитанный коэф. бета для ГК	0,71	0,75	0,79	0,83	0,87
Предварительная стоимость собственного капитала	7,34%	7,47%	7,60%	7,73%	7,86%
Премия за размер	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%	4,02%
Специфический риск оцениваемой компании	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Страновой риск	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%
Окончательная стоимость собственного капитала оцениваемой компании	18,16%	18,29%	18,42%	18,55%	18,68%

Источник: Расчеты оценщиков.

Определение стоимости заемного капитала

Стоимость заемных средств принимается на уровне 9,9% на основании данных ЦБ РФ о средних по России ставках по долгосрочным кредитам свыше 3-х лет, выданным юридическим лицам в валюте в период с марта 2005 г. по март 2006 г. 19

Расчет средневзвешенной стоимости капитала (WACC)

При расчете средневзвешенной стоимости капитала, необходимо использовать стоимость банковских кредитов за минусом налогов. Стоимость банковских кредитов за вычетом налогов на прибыль определяется путем умножения размера ставки процентов по банковским кредитам на выражение $(1 - \text{ставка налога})$. Затем определяется WACC путем умножения стоимости собственного капитала на удельный вес собственного капитала в общей структуре капитала и стоимости банковских кредитов за минусом налогов на удельный вес банковских кредитов в общей структуре капитала.

Расчет средневзвешенной стоимости капитала (WACC) приведен ниже.

Таблица 127. Расчет средневзвешенной стоимости капитала по первому варианту

Наименование показателя	База	2006	2007	2008	2009	2010
Стоимость заемных средств (до налогов)	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%
Ставка налога на прибыль	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%
Стоимость заемных средств (после налогов)	7,52%	7,52%	7,52%	7,52%	7,52%	7,52%
Стоимость привилегированных акций	0,189	0,189	0,189	0,189	0,189	0,190
Соотношение долга к собственному капиталу	15,70%	15,70%	15,70%	15,70%	15,70%	25,23%

¹⁹ Бюллетень банковской статистики, www.cbr.ru.

Наименование показателя	База	2006	2007	2008	2009	2010
Собственный капитал	86,43%	86,43%	86,43%	86,43%	86,43%	79,85%
Заемный капитал	13,57%	13,57%	13,57%	13,57%	13,57%	20,15%
Средневзвешенная стоимость капитала	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	16,49%	15,91%

Продолжение

Наименование показателя	2011	2012	2013	2014	2015-2020
Стоимость заемных средств (до налогов)	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%	9,90%
Ставка налога на прибыль	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%	24,00%
Стоимость заемных средств (после налогов)	7,52%	7,52%	7,52%	7,52%	7,52%
Стоимость привилегированных акций	0,192	0,193	0,194	0,196	0,197
Соотношение долга к собственному капиталу	34,77%	44,31%	53,85%	63,38%	72,92%
Собственный капитал	74,20%	69,30%	65,00%	61,21%	57,83%
Заемный капитал	25,80%	30,70%	35,00%	38,79%	42,17%
Средневзвешенная стоимость капитала	15,42%	14,99%	14,61%	14,27%	13,98%

Источник: Расчеты оценщиков.

Расчет терминальной стоимости

Остаточная стоимость отражает величину ожидаемых денежных потоков в постпрогнозном периоде. Результаты деятельности компании в постпрогнозном периоде характеризуются стабильной степенью роста выручки и стабильной нормой прибыльности. Предполагается, что денежный поток оцениваемой компании в постпрогнозном периоде будет характеризоваться следующим образом:

- более низкая степень риска по сравнению с периодом роста;
- отдача на капитал, близкая или равная стоимости инвестированного капитала;
- финансовый рычаг, близкий или равный среднеотраслевому показателю.

При определении величины денежного потока в постпрогнозном периоде предполагается, что капитальные вложения будут направлены на замену выбывающих и поддержание существующих основных средств, то есть капитальные вложения в постпрогнозном периоде равны амортизационным отчислениям.

Терминальная стоимость предприятия на начало постпрогнозного периода представляет собой стоимость денежных потоков за все периоды, которые остаются за рамками прогнозного периода. Стоимость компании на начало постпрогнозного периода определяется в данной работе с помощью модели Гордона по следующей формуле:

$$TV = \frac{CF_n \text{adj} * (1 + g)}{r - g},$$

где:

- $CF_n \text{adj} * (1 + g)$ - скорректированный денежный поток в год, следующий за последним годом прогнозного периода;
- r - ставка дисконтирования (равна средневзвешенной стоимости капитала на конец прогнозного периода);
- g - ожидаемые темпы роста в постпрогнозном периоде (соответствует долгосрочному прогнозу инфляции для доллара США).

Денежный поток в постпрогнозном периоде

Метод дисконтированных денежных потоков предусматривает деление временного интервала на: прогнозный период, в течение которого явно прогнозируются все компоненты денежного потока от деятельности компании и их изменения, и постпрогнозный период, для которого принимается допущение, что денежный поток стабилизировался, а все его возможные изменения интегрируются в терминальной ставке капитализации в виде единой поправки к ставке дисконтирования (модель Гордона).

Величина денежного потока в постпрогнозном периоде базируется на степени роста выручки, прибыльности от операционной деятельности, эффективной налоговой ставке, амортизации, капитальных вложениях и изменениях в оборотном капитале. Денежный поток в постпрогнозном периоде рассчитывается на основе следующих допущений:

- рост выручки равен долгосрочному прогнозу инфляции для России;
- прибыльность от операционной деятельности равна прибыльности в последний год прогноза;
- эффективная налоговая ставка равна эффективной налоговой ставке в последний год прогноза;
- объем капитальных вложений будет равен амортизационным отчислениям;
- величина оборотного капитала равна величине оборотного капитала в последний год прогноза, скорректированной на долгосрочный темп роста денежного потока в постпрогнозный период.

Особенности учета капитальных вложений в постпрогнозном периоде

Капитальные вложения в прогнозный период определяются исходя из планов предприятия по выводу, замене и продлению ресурса основных производственных мощностей с учетом прогнозной загрузки станции, данных о техническом состоянии и предполагаемом остаточном сроке службы активов.

При определении величины капитальных вложений в постпрогнозном периоде предполагается, что ежегодные капитальные вложения в основные средства стабилизируются на уровне, достаточном для поддержания их технического состояния. Таким образом, ежегодные капитальные вложения должны компенсировать реальный износ активов в течение года обеспечивать воспроизводство станций.

Если рассматривать станцию как единый имущественный комплекс, то он изнашивается темпами, обратно пропорциональными средневзвешенному сроку службы составных компонентов. Базой для расчета износа должна являться полная стоимость замещения станции за вычетом тех затрат на создание, которые не надо восстанавливать в процессе эксплуатации станции. К таким затратам относятся общепроектные затраты, которые могут составлять около 10% от полной стоимости замещения станции.

Исходя из допущения стабилизированного денежного потока, амортизационные отчисления в постпрогнозном периоде предполагаются равными ежегодным капитальным вложениям. В том случае, когда первоначальная балансовая стоимость основных средств станции соответствует их полной стоимости замещения, это допущение корректно, поскольку размер годовой амортизации действительно будет равен реальному годовому износу.

На практике первоначальная балансовая стоимость станций, как правило, существенно ниже их полной стоимости замещения за счет искажений в бухгалтерском учете в период гиперинфляции и массовых переоценок. Новые капитальные вложения — исторические в последние годы и прогнозируемые в течение прогнозного периода — отражаются на балансе по рыночной стоимости и амортизируются по нормам, соответствующим реальным темпам износа. Если к концу прогнозного периода на балансе станции остались несамортизированные «старые» ос-

новые средства, которые имели заниженную первоначальную стоимость, то годовая амортизация будет ниже стабилизированного уровня необходимых капитальных вложений.

Капитальные вложения в постпрогнозный период предполагаются на постоянном (нормализованном) уровне, достаточном для поддержания активов в том состоянии, в котором они будут находиться в конце прогнозного периода.

Нормализованные капитальные вложения определяются на основе:

- полной стоимости замещения с учетом предполагаемой загрузки за вычетом невосстанавливаемых затрат на создание станции (проектные работы, подготовка площадки и т.п.);
- средневзвешенного срока службы ОС.

Расчет капитальных вложений в постпрогнозный период приведен в Приложениях к настоящему Отчету.

Расчет поправки на нормализацию амортизационных отчислений

Как было отмечено выше, модель постпрогнозной стоимости предполагает равенство в постпрогнозный период амортизации и капвложений. Однако такое равенство в реальности единомоментно (на начало постпрогнозного периода) достигнуть невозможно. В связи с данным обстоятельством, в период нормализации амортизационных отчислений до уровня капвложений Общество будет «переплачивать» налог на прибыль. Этот факт необходимо учесть, рассчитав поправку на нормализацию амортизационных отчислений.

В целях единообразного подхода к определению величины поправки, в соответствии с Методологией, используется следующий алгоритм расчета:

- определяется период нормализации (срок, в течение которого происходит полная амортизация активов, находящихся на балансе на начало постпрогнозного периода) на основе данных о балансовой стоимости и нормы амортизации ОС;
- на протяжении периода нормализации амортизационные отчисления равномерно приводятся к уровню нормализованных капитальных вложений, начиная от расчетного уровня амортизационных отчислений за последний прогнозный год;
- рассчитывается поправка, вычитаемая из терминальной стоимости, которая учитывает «переплаченный» налог на прибыль, как сумма дисконтированных разниц между величинами капвложений и амортизационных отчислений в течение периода нормализации, умноженная на величину налога на прибыль (0,24).

Расчет поправки на нормализацию амортизационных отчислений приведен в Приложениях к настоящему Отчету.

Результаты расчета терминальной стоимости

Расчет терминальной стоимости приведен в следующей таблице:

Таблица 128. Расчет терминальной стоимости

Показатель	Первый год постпрогнозного периода (2021 год)
Прибыль до вычета налогов, процентов и амортизации (ЕБИТДА), тыс. руб.	14 729 452
- Амортизация, тыс. руб.	-4 467 755
- Налог на ЕБИТ, тыс. руб.	-2 548 043
Чистая операционная прибыль (NOPLAT), тыс. руб.	7 713 654
+ Амортизация, тыс. руб.	4 467 755

Показатель	Первый год постпрогнозного периода (2021 год)
- Капитальные вложения, тыс. руб.	-4 467 755
Оборотный капитал в % от выручки	18,94%
+/- Изменения оборотного капитала, тыс. руб.	-315 103
Денежный поток, тыс. руб.	7 398 551
Прогнозный курс доллара	37,71
Денежный поток, тыс. долл.	196 187
Долгосрочная инфляция долл. США, %	2,5%
Постпрогнозная (терминальная) стоимость, тыс. долл. США	1 709 283

Источник: Расчеты оценщиков.

Расчет стоимости собственного капитала Общества на основании доходного подхода

Стоимость инвестированного капитала рассчитывается как сумма дисконтированных денежных потоков за период прогноза (2-4 квартал 2006-2020 гг.) и стоимости предприятия в постпрогнозный период (терминальной стоимости), дисконтированной на дату оценки, а также активов (обязательств), стоимость которых не была учтена при прогнозировании денежного потока. Следует отметить, что коэффициенты текущей стоимости в прогнозируемом периоде рассчитывались на середину периода в предположении о равномерном распределении денежного потока в течение года.

При расчете стоимости инвестированного капитала необходимо учесть стоимость активов / обязательств, которые не были учтены при прогнозировании денежного потока в рамках доходного подхода, — непрофильные активы.

В качестве непрофильных активов рассматривались:

- Объекты социального назначения, состоящие на балансе Общества;
- Активы Энерготрансснаба
- Долгосрочные финансовые вложения.

Неоднократные интервью руководства Общества привели оценщиков к выводу, что передача непрофильных активов на баланс муниципалитета возможна исключительно безвозмездно. Администрации не имеют средств на сегодняшний день на содержание объектов социальной сферы, не говоря уже об оплате стоимости самих объектов. Все эти факторы позволили оценщикам принять решение, что стоимость передачи объектов для Общества равняется нулю.

Активы Энерготрансснаба не участвуют в формировании денежного потока Общества в связи с выделением его в дочернее общество. Однако, данные активы числятся на балансе Общества и имеют рыночную стоимость, которая была определена в рамках затратного подхода. Таким образом, при расчете инвестированного капитала необходимо учесть активы Энерготрансснаба по рыночной стоимости.

Долгосрочные финансовые вложения включены в модель доходного подхода по рыночной стоимости, определенной в рамках затратного подхода.

Оценка собственного капитала основывается на результатах расчета стоимости инвестированного капитала методом дисконтированных денежных потоков.

Для получения стоимости собственного капитала компании необходимо скорректировать величину текущей стоимости полученных бездолговых денежных потоков на сумму чистого долга компании по состоянию на дату оценки, а также на величину забалансовых обязательств.

Сумма чистого долга компании рассчитывается как сумма полученных компанией кредитов и займов за вычетом суммы денежных средств и краткосрочных финансовых вложений, а также кредитов и займов, выданных компанией другим предприятиям.

В результате анализа забалансовых активов и пассивов обязательств, которые могли бы повлиять на стоимость компании, выявлено не было.

В таблицах ниже представлен расчет рыночной стоимости собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго» на основе доходного подхода.

Таблица 129. Результаты расчетов рыночной стоимости собственного капитала для деятельности по производству электроэнергии

Наименование показателя	Значение
Сумма текущих стоимостей в прогнозный период, тыс. долл.	388 531
Текущая величина терминальной стоимости, тыс. долл.	233 045
Рыночная стоимость непрофильных активов, тыс. долл.	4 444
Рыночная стоимость инвестированного капитала, тыс. долл.	626 019
Рыночная стоимость инвестированного капитала, тыс. руб.	17 379 915
Чистый долг (денежные средства), тыс. руб.	- 2 603 481
Рыночная стоимость собственного капитала, тыс. руб.	14 776 434
Рыночная стоимость собственного капитала, тыс. долл.	532 242

Источник: Расчеты оценщиков.

Таким образом, рыночная стоимость собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго», рассчитанная с применением доходного подхода, на дату оценки 31.03.2006 года составляет с учетом округления:

14 776 434 000 (Четырнадцать миллиардов семьсот семьдесят шесть миллионов четыреста тридцать четыре тысячи) рублей.

Определение рыночной стоимости собственного капитала Общества на основе затратного подхода

В рамках затратного подхода стоимость ОАО АК «Якутскэнерго» была определена методом накопления активов.

Общие положения

Стоимость, определенная методом накопления активов, есть рыночная или иная (далее в общем случае — скорректированная²⁰) стоимость (приобретения, создания) активов предприятия — далее по тексту раздела скорректированная стоимость или стоимость, — за вычетом скорректированной стоимости его обязательств. Следовательно, задача оценки 100% пакета акций сводится к оценке отдельных активов, принадлежащих предприятию, и оценке его обязательств.

Оценка активов действующего предприятия имеет некоторую особенность — иногда стоимость определенного актива предприятия проявляется лишь при использовании его на данном предприятии в конкретных целях, при продаже такого актива стоимость его реализации гораздо ниже стоимости, определяемой его полезностью на данном предприятии. И наоборот, есть активы, стоимость которых проявляется только при продаже компании или ее части — например, деловая репутация предприятия и другие. Такая особенность оценки бизнеса затратным подходом должна быть учтена при выборе подходов и методов для оценки каждого вида активов.

Процедура оценки методом накопления активов включает в себя следующие этапы:

- Изучение бухгалтерской отчетности предприятия и состава активов/обязательств на последнюю отчетную дату.
- Определение скорректированной стоимости всех активов предприятия (недвижимости, оборудования, нематериальных активов, запасов, дебиторской задолженности, финансовых вложений и пр.) и текущей стоимости выручки от реализации избыточных активов.
- Определение скорректированной стоимости обязательств.
- Составление «экономического» баланса предприятия, в котором активы и пассивы отражены по их скорректированной стоимости.
- Определение рыночной стоимости собственного капитала путем вычитания из скорректированной стоимости активов предприятия скорректированной стоимости всех его обязательств.

²⁰ В общем случае (по умолчанию), под скорректированной стоимостью понимается рыночная стоимость за вычетом налоговых последствий совершения потенциальной сделки. Частные случаи определения скорректированной стоимости будут описаны в соответствующих разделах настоящего Отчета.

Далее в настоящем Отчете описано последовательное выполнение процедуры оценки стоимости ОАО АК «Якутскэнерго» методом накопления активов.

Изучение бухгалтерской отчетности Общества

Исходной информацией в методе накопления активов являются балансовые показатели. В общем случае балансовые показатели корректируются с учетом финансовой истории предприятия, положения предприятия на рынке выпускаемой продукции, динамики развития предприятия, состояния рынка и т.д. Из балансовых показателей необходимо исключить факторы, нетипичные для предприятия, и учесть факторы, которые не учитываются в балансе предприятия по тем или иным причинам.

Основой для проведения оценки послужила бухгалтерская отчетность ОАО АК «Якутскэнерго» по состоянию на 31.12.2005 г.²¹ Балансовая стоимость активов и пассивов Общества приведена ниже.

Таблица 130. Активы и пассивы ОАО АК «Якутскэнерго» по состоянию на 31.12.2005г.

Наименование показателя	Балансовая стоимость, тыс. руб.
АКТИВЫ	
Внеоборотные активы	16 666 199
Нематериальные активы	3 572
Основные средства	14 103 939
Вложения во внеоборотные активы	2 241 170
Долгосрочные финансовые вложения	163 817
Отложенные налоговые активы	153 701
Оборотные активы	5 645 590
Запасы	1 433 245
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	412 521
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты)	497 314
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты)	3 245 257
краткосрочные финансовые вложения	4 519
Денежные средства	52 734
Итого активы	22 311 789
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА	
Долгосрочные пассивы	1 091 239
Займы и кредиты	663 738
Отложенные налоговые обязательства	426 325
Прочие долгосрочные обязательства	1 176
Краткосрочные пассивы	4 463 812
Займы и кредиты	2 003 434
Кредиторская задолженность	2 264 222
Задолженность участникам по выплате доходов	43 980
Доходы будущих периодов	152 176
Итого обязательства	5 555 051
Собственный капитал	16 756 738

²¹ Далее по тексту раздела, оценщики рассматривают балансовые показатели финансовой отчетности предприятия как актуальные на дату оценки (31 марта 2006 года), см. раздел «Ограничивающие условия и обстоятельства, существенные предположения и допущения».

Источник: Бухгалтерский баланс ОАО АК «Якутскэнерго» на 31.12.2005 г.

Таким образом, собственный капитал Общества в соответствии с бухгалтерским балансом по состоянию на 31.12.2005 г. составляет 16 756 738 тыс. руб.

Оценка активов Общества

Ниже приведено последовательное описание процедуры корректировки стоимости активов Общества, сгруппированных в соответствии с вышеприведенной таблицей.

Оценка нематериальных активов

В составе нематериальных активов Общества отражены расходы на НИОКР. В силу того, что данная статья отражает затраты на опытно - конструкторские разработки, окончательные результаты деятельности по которым пока не сформированы. Положительный исход таких работ и их ценность не очевидны. Оценщик не нашел информации, подтверждающей экономическую целесообразность проводимых исследований, поэтому принимая во внимание незначительную долю данных активов в валюте баланса, оценщиками принято решение скорректированную стоимость нематериальных активов Общества приравнять нулю.

Оценка основных средств

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитываются основные средства на сумму 14 103 939 тыс. руб. Структура основных фондов представлена в описании имущества в Общей части настоящего Отчета.

По состоянию на дату оценки на балансе Общества учитываются объекты, незавершенные строительством. Общая сумма этой статьи составляет 2 241 170 тыс. руб. Перечень объектов незавершенных строительством приведен в Приложениях к настоящему Отчету.

Подробное описание применения подходов и методов оценки, обоснования и расчет стоимости основных фондов и объектов, незавершенных строительством, приведены в Приложениях к настоящему Отчету.

Скорректированная стоимость основных фондов и вложений во внеоборотные активы Общества без учета внешнего износа составляет 63 494 184 тыс. руб.

Оценка долгосрочных финансовых вложений

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитываются долгосрочные финансовые вложения в размере 163 817 тыс. руб.

Перечень долгосрочных финансовых вложений Общества согласно «Инвентаризационной описи финансовых вложений ОАО АК «Якутскэнерго» приведен в таблице ниже.

Таблица 131. Перечень долгосрочных финансовых вложений Общества

Наименование организации	Вид вклада	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Доля от УК общества, в которое произведено вложение, %	Основные виды деятельности
Инвестиции в дочерние общества				
ОАО «Сахаэнерго»	акции обыкновенные	149 191	100	Производство, передача и реализация электро- и теплотенергии
ОАО «Якутская энергоремонтная компания»	акции обыкновенные	1 607	100	Ремонт, монтаж, наладка энергооборудования электростанций, тепловых и электрических сетей; ремонт, монтаж, налад-

Наименование организации	Вид вклада	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Доля от УК общества, в которое произведено вложение, %	Основные виды деятельности
				ка технологического оборудования
ОАО «Нерюнгри-энергоремонт»	акции обыкновенные	8 886	100	Ремонт, монтаж, наладка энергооборудования электростанций, тепловых и электрических сетей; ремонт, монтаж, наладка технологического оборудования.
Инвестиции в другие организации				
ОАО «Спортивный клуб «Энергетик».	акции обыкновенные	100	13,700000	организация спортивных мероприятий
ОАО ИФ «Саха-инвест»	акции обыкновенные	267	0,310000	добыча всех видов полезных ископаемых и пр.
ОАО САК «Энергогарант»	акции обыкновенные	336	0,050000	страховая деятельность
ОАО «Терминал»	акции обыкновенные	2	0,280000	лесопиление и деревообработка и пр.
РАО «ЕЭС России»	акции обыкновенные	196	0,000038	управление ЕЭС и пр.
Договоры совместной деятельности				
ЗАО Реабилитационный медицинский центр «ЮРОВО»	-	3 004,60	-	мед. реабилитация
ОАО «Терминал»	-	227,7	-	лесопиление и деревообработка и пр.
Итого:		163 817		

Источник: Данные, предоставленные Обществом.

В состав долгосрочных финансовых вложений Общества входят инвестиции в дочерние зависимые общества (ДЗО), в которых ОАО АК «Якутскэнерго» имеет 100% долю в уставном капитале. Все ДЗО на дату оценки являются действующими предприятиями.

Результаты деятельности ДЗО отражены в финансовой отчетности предприятий (итоги III раздела баланса «Капитал и резервы»). Приняв во внимание незначительный вклад долгосрочных финансовых вложений в валюту баланса ОАО АК «Якутскэнерго» (0,73% в валюте баланса), в качестве скорректированной стоимости долгосрочных финансовых вложений в ДЗО была принята стоимость, отраженная в строке 490 раздела «Капитал и резервы» балансов дочерних зависимых обществ (см. таблицу ниже).

Стоимость ОАО «Сахаэнерго» была принята по балансу с учетом корректировки стоимости основных фондов ОАО «Сахаэнерго». Внешний износ к скорректированной на физический износ стоимости основных фондов и незавершенных строительством объектам не применялся, так как ОАО «Сахаэнерго» не имеет убыточных тарифов, инвестиционная составляющая оплачивается в полном объеме через тариф, по которому энергию закупает ОАО АК «Якутскэнерго».

Оценка рыночной стоимости 100% пакета акций ОАО «Нерюнгриэнергоремонт» производилась на 01.10.2005 г. Скорректированная стоимость финансовых вложений в данное ДЗО была принята в соответствии с результатами проведенной оценки.

Таблица 132. Скорректированная стоимость финансовых вложений в ДЗО

Наименование организации	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Итоги III раздела баланса «Капитал и резервы» на 31.12.2005, тыс. руб.	Результат оценки рыночной стоимости 100% пакета акций, тыс. руб.	Скорректированная стоимость, тыс. руб.
ОАО «Сахаэнерго»	149 191	25 800	-	1 836 983
ОАО «Якутская энергоремонтная компания»	1 607	6 245	-	6 245
ОАО «Нерюнгриэнергоремонт»	8 886	-	22 600	22 600
Итого:	161 014			1 865 828

Источник: Данные, предоставленные Обществом, выводы оценщиков.

Обыкновенные акции ОАО «РАО ЕЭС» имеют обращение в системе «Классический рынок», акции, включены в Котировальный лист А1. Стоимость финансовых вложений в акции ОАО «РАО ЕЭС» определялась по ценам реальных сделок с миноритарными пакетами акций данной компании на дату оценки. По итогам торгов на классическом рынке акций на 31.03.06 г²². средняя цена одной акции - 0,649 USD, полученная при этом стоимость пакета акций ОАО АК «Якутскэнерго» (исходя из доли в УК - 0,000038) составляет 1 012 281 USD, что по курсу ЦБ РФ на дату оценки (1 USD = 27,7626 руб.) соответствует 28 104 тыс. руб.

Другие организации, в которые Общество вкладывало инвестиции, являются действующими, акции этих компаний не имеют обращения на фондовом рынке. Учитывая малую долю Общества в уставном капитале этих организаций, а также незначительную величину стоимости ДФВ в валюте баланса, корректировка стоимости данных статей не проводилась.

Согласно информации, предоставленной специалистами Заказчика, деятельность ОАО «Спортивный клуб «Энергетик», практически прекращена, предприятие находится в стадии ликвидации, возвращение вложенных средств невозможно.

Вероятность возврата вложений по договору совместной деятельности с ЗАО Реабилитационный медицинский центр «ЮРОВО» маловероятна.

Поэтому стоимость данных финансовых вложений была принята оценщиками равной нулю.

Таблица 133. Скорректированная стоимость финансовых вложений Общества

Наименование предприятия	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скоррект. стоимость, тыс. руб.
ОАО «Сахаэнерго»	149 191	1 836 983
ОАО «Якутская энергоремонтная компания»	1 607	6 245
ОАО «Нерюнгриэнергоремонт»	8 886	22 600
ОАО «Спортивный клуб «Энергетик».	100	-
ОАО ИФ «Сахаинвест»	267	267
ОАО САК «Энергогарант»	336	336
ОАО «Терминал»	2	2
РАО «ЕЭС России»	196	28 104
ЗАО Реабилитационный медицинский центр «ЮРОВО»	3 005	-
ОАО «Терминал»	228	228
Итого	163 817	1 894 765

Источник: Данные, предоставленные Обществом. выводы и расчеты оценщиков.

²² по данным сайта <http://www.rts.ru>, средневзвешенная цена по последней сделке.

Таким образом, скорректированная стоимость долгосрочных финансовых вложений Общества составляет 1 894 765 тыс. руб.

Оценка отложенных налоговых активов Общества

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитываются отложенные налоговые активы в размере 153 701 тыс. руб. Данный актив сформирован из разницы амортизации основных средств по бухгалтерскому и налоговому учету. Расшифровка данной строки баланса, предоставленная бухгалтерией Общества, приведена в таблице ниже.

Таблица 134. Расшифровка отложенных налоговых активов Общества

Причина возникновения ОНА	на 01.01.2005 г., тыс. руб.	Оборот за период	Балансовая стоимость на 31.12.2005 г., тыс. руб.
Переплата по налогу на прибыль, всего	6 058	111 088	117 146
Начисленные ОНА	25 172	11 468	36 640
Списание ОНА (стр. 15008 ф. №2)		-85	-85
Итого по строке 148 баланса	31 230	122 471	153 701

Источник: Данные, предоставленные Обществом.

Данные активы в будущем должны привести к уменьшению налога на прибыль, подлежащего уплате в бюджет в последующих периодах.

Так как финансовым службам Заказчика было затруднительно предоставить точную аналитическую информацию о сроках предполагаемого использования актива, оценщиками рассматривались три различных варианта по срокам возврата (зачета) данного актива: 5, 10 и 15 лет равными долями. Выполняя расчеты, оценщики исходили из предположения, что погашение данного налогового актива Общества начинается с даты оценки.

Стоимость отложенных налоговых активов была переведена в текущую стоимость, исходя из предполагаемых сроков погашения, указанных выше.

Данный актив переведен в текущую стоимость по ставке для отложенных налоговых активов. В качестве ставки дисконтирования была использована стоимость капитала компании, которая рассчитывается на основе средневзвешенной стоимости капитала (WACC) в долларовом эквиваленте.²³

Результаты расчета стоимости отложенных налоговых активов Общества по трем вариантам приведены ниже.

Таблица 135. Расчет стоимости отложенных налоговых активов

Скорректированная сумма	Срок возврата		
	5 лет	10 лет	15 лет
Значение скорректированной стоимости, тыс. руб.	117 000	87 952	68 492
Среднее значение скорректированной стоимости, тыс. руб.	91 158		

Источник: Расчеты оценщиков.

Итоговая стоимость была определена как среднее значение скорректированных стоимостей по трем вариантам.

Скорректированная стоимость отложенных налоговых активов представлена в таблице ниже.

²³ Подробный расчет ставки дисконтирования проведен в разделе «Расчет средневзвешенной стоимости капитала (WACC)» настоящего Отчета.

Таблица 136. Скорректированная стоимость отложенных налоговых активов

Вид отложенных налоговых активов	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скорректированная стоимость, тыс. руб.
Отложенные налоговые активы, тыс. руб.	153 701	91 158

Источник: Расчеты оценщиков.

Таким образом, скорректированная стоимость отложенных налоговых активов Общества на дату оценки 31 марта 2005 года составляет 91 158 тыс. руб.

Оценка запасов

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитываются запасы в размере 1 433 245 тыс. руб. Топливо, входящее в состав Госрезерва на балансе Общества не числится.

В ходе проведения анализа финансово-экономического состояния Общества, данная статья была разделена на профильные и непрофильные запасы. К непрофильным активам были отнесены неликвидные запасы и готовая продукция для перепродажи. Данный факт будет также учтен при расчете собственного оборотного капитала в рамках доходного подхода для оптимизации структуры оборотного капитала Общества.

Таблица 137. Структура запасов Общества

Наименование	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Доля в составе запасов	Скоррект. стоимость, тыс. руб.
Профильные	1 357 845	94,74%	1 329 742
Мазут	6 078	0,45%	6 125
Уголь	65 508	4,82%	68 974
Дизельное топливо	264 697	19,49%	295 926
Другое технологическое топливо	282	0,02%	283
Запасные части/ Прочее сырье и материалы	714 295	52,61%	651 448
Расходы будущих периодов	306 986	22,61%	306 986
Непрофильные	75 400	5,26%	27 497
Неликвидные запасы	47 903	63,53%	0
Готовая продукция для перепродажи	27 497	36,47%	27 497
Итого	1 433 245	100%	1 357 239

Источник: Данные Заказчика.

В соответствии с Методологией, для формирования рыночной стоимости товарно-материальных запасов, балансовую стоимость необходимо уменьшить на величину неликвидных и устаревших запасов.

По результатам интервьюирования экономических служб Общества был составлен перечень неликвидных запасов. По состоянию на 31.12.2005 г. неликвидные запасы составляют 47 903 тыс. руб., их стоимость в соответствии с Методологией была приравнена к нулю.

Оценка сырья и материалов проводилась исходя из следующих предпосылок.

Топливо является ликвидным активом

Уголь и мазут оценивались по рыночной стоимости топлива за тонну, которая сложилась в регионе. Данные о стоимости топлива переданы в таблице ниже.

Таблица 138. Цены на уголь и мазут

Вид топлива	Средняя цена за тонну без НДС, руб.
Уголь	
Нерюнгринский КС-0-30, СС-0-50, СС-0-300	770

Вид топлива	Средняя цена за тонну без НДС, руб.
Мазут	5 907

Источник: данные Заказчика, расчеты оценщиков.

Рыночная стоимость бензина, дизельного топлива и прочего топлива рассчитывалась сравнительным подходом на основе оптовых цен сформировавшихся на дату оценки (см. таблицу ниже). Рыночная стоимость позиций, по которым отсутствовала информация необходимая для применения сравнительного подхода, рассчитывалась индексным методом (на основе индексов цен производителей).

Таблица 139. Цены на бензин, дизельное и прочее топливо

Наименование	Цена за литр, руб.
Бензин А/76	10,77
керосин	12,36
Бензин 80	13,60
Масло индуст.И-40	12,57
Солидол	13,56
Графитная смазка	14,36
Бензин АИ/92	15,08
Бензин АИ-95	16,02
Масло М8-В моторное	16,10
Масло И-20	17,12
Масло диз.М10Г2	21,09
Масло диз.М10Г2К	21,09
Масло ТУРБИННОЕ ТП-22	18,14
Масло ТУРБИННОЕ ТП-22С	18,14
Масло трансм.ТСП-15к	18,15
Масло МОТОРНОЕ	18,24
Масло КС-19	18,31
Масло трансм.ТАП-15	19,03
Масло диз.МТ-16П	19,39
Масло ТРАНСФОРМАТ.ГК	19,49
Масло трансмис.Т-3	20,34
Масло гидравл. ВМГЗ	21,19
Масло - М5	21,47
Масло трансм. ТАД 17	22,69
Литол-24	24,42
Жидкость тормозная	30,88
Циатим 201	69,49
Тормозная жидкость РОСДОТ-4	35,17
Циатим 221	409,32
Мазут	5,17
Дизельное топливо ДТ 3-0,2-35	15,34
Дизельное топливо летнее ДТ Л-0,2-62	13,22
Масло МС-20 авиационное	25,34
Масло GTD 1 л	168,64
Масло VISKO 3000 4 л	330,51
Масло CAE 10W30	54,15
масло CAE-90	57,46

Наименование	Цена за литр, руб.
Масло К-17	22,20
Тосол	21,44
Топливо котельное ТКМ-16	4,24
Масло ТМ 5-18	20,76
Масло ВМ 6	87,46
Масло МГЕ-10	211,86
Масло ТКП	19,31
Масло ТСп-10 (ТМ-3-9)	16,67
Масло веретенное	18,90
Масло трансмиссионное ТМ-5 «Лукойл»	39,12
Смазка 1-13	44,07

Источник: данные Интернет-ресурсов.

При оценке товарно-материальных запасов в соответствии с Методологией необходимо выделить устаревшие запасы.

В состав статей «Запасные части» и «Прочее сырье и материалы» входят запасные части к энергетическому и технологическому оборудованию, электротехнические изделия, метизы, лакокрасочные и отделочные материалы, сыпучие смеси, изделия из резины, изделия из ткани, хоз. инвентарь и прочие материалы.

На основе опыта оценки подобных компаний был сделан вывод о том, что запасы, приобретенные более пяти лет назад (до 2001 года), имеющие небольшую стоимость одной единицы (менее 100 тыс. руб.), являются полностью устаревшими. Товарно-материальные запасы, приобретенные от трех до пяти лет назад (в период 2002 – 2003 гг.) теряют порядка 50% своей полезности.

Исключением являются товарно-материальные запасы, имеющие стоимость одной единицы более 100 тыс. руб. Срок экономической жизни данных запасов чаще всего значительно превышает пять лет. Поэтому были проанализированы позиции, чья стоимость одной единицы превышает 100 000 рублей. Анализ показал, что срок экономической жизни данных позиций действительно превышает 5 лет. С принятым допущением о консервации этих объектов, рыночная стоимость была рассчитана с применением индекса цен производителей. Рыночная стоимость запасов приобретенных в 2005 г., стоимость одной единицы которых превышает 100 000 рублей, принята на уровне балансовой стоимости.

Структура статей «Запасные части» и «Прочее сырье и материалы» в зависимости от срока приобретения приведены ниже в таблице. В основной массе это запасы, приобретенные за последние два года. Товарно-материальные запасы оценивались по группам, разделенным по срокам:

- Группа запасов приобретенных до 2001 года – рыночная стоимость приравнивается 0 руб.
- Группа запасов приобретенных в период 2002 – 2003 гг. - рыночная стоимость приравнивается 50% балансовой стоимости.
- Группа запасов приобретенных в период 2004 – 2005 гг. – рыночная стоимость приравнивается балансовой стоимости.

Результаты оценки статей «Запасные части» и «Прочее сырье и материалы» приведены ниже в таблице.

Таблица 140. Структура статей «Запасные части» и «Прочее сырье и материалы» в зависимости от срока приобретения

Дата возникновения	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Доля в структуре актива	Скорректированная стоимость, тыс. руб.
2001г. и ранее	68 988	10%	34 552
2002г.	6 163	1%	3 232
2003г.	52 185	7%	26 355
2004г.	272 379	38%	272 440
2005г.	314 581	44%	314 868
Итого	714 295	100%	651 448

Источник: данные Общества, расчеты оценщиков.

Статья «Расходы будущих периодов» связана с приобретением программных продуктов, подписных периодических изданий, необходимых для ведения основной деятельности предприятия, поэтому на дату оценки реально существует выгода, связанная с этими расходами. Рыночная стоимость расходов будущих периодов была оценена по балансовой стоимости, которая по состоянию на 31.12.2005 г. равна 306 986 тыс. руб.

Готовая продукция и товары для перепродажи на сумму 27 497 тыс. руб. является непрофильным активом, приобретенным в 2005 г. Приняв во внимание незначительный вклад данной статьи в валюту баланса ОАО АК «Якутскэнерго» (0,12% в валюте баланса) рыночная стоимость приравнивалась балансовой стоимости.

Таким образом, скорректированная стоимость запасов Общества на дату оценки 31 марта 2006 года составляет 1 357 239 тыс. руб.

Оценка статьи «Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям»

Балансовая стоимость НДС, отраженная в балансе ОАО АК «Якутскэнерго» на 31.12.2005г., составляет 412 521 тыс. руб.

Доля налога на добавленную стоимость в валюте баланса на 31.12.2005г. составляет 1,87%.

Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям подлежит возмещению из бюджета.

Оборачиваемость НДС рассчитывалась в рамках проведения финансового анализа предприятия и по состоянию на 31.12.2005г. составляет менее одного месяца.

Для целей данной оценки в соответствии с Методологией в качестве рыночной стоимости данной статьи принимается ее балансовая стоимость.

Таким образом, скорректированная стоимость НДС (стр. 220) на дату оценки 31 марта 2006 года составляет 412 521 тыс. руб.

Оценка дебиторской задолженности

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитывается дебиторская задолженность (строки 230 и 240 баланса) в размере 3 742 571 тыс. руб.

В ходе проведения анализа финансово-экономического состояния Общества, статьи 230 и 240 баланса были разделены на дебиторскую задолженность, связанную с профильным и непрофильным видом деятельности (подробное обоснование приведено в соответствующем разделе настоящего отчета).

Для определения рыночной стоимости дебиторской задолженности была проанализирована структура задолженности на дату оценки, включая:

- сроки возникновения;
- сроки погашения в соответствии с заключенными договорами;
- вероятность оплаты (текущая, невозможная к взысканию, реструктурированная).

По результатам анализа предоставленных бухгалтерией Общества расшифровок, дебиторская задолженность была распределена оценщиками на следующие группы:

- текущая операционная задолженность;
- текущая неоперационная задолженность;
- долгосрочная задолженность;
- реструктурированная задолженность;
- невозможная к взысканию.

В дальнейшем информация вышеприведенной таблицы будет учтена в расчетах потребности в собственном оборотном капитале при прогнозной оптимизации структуры СОК Общества.

Согласно Методологии, текущая дебиторская задолженность была принята по балансовой стоимости, рыночная стоимость невозможной к взысканию задолженности определяется путем списания данной величины в 100% размере. При расчете рыночной стоимости долгосрочной и реструктурированной задолженности определялась текущая стоимость путем дисконтирования ожидаемых платежей.

В качестве ставки дисконтирования была использована стоимость капитала компании, которая рассчитывается на основе средневзвешенной стоимости капитала (WACC).²⁴

Итоговый результат определения стоимости дебиторской задолженности представлен в таблице ниже.

Таблица 141. Результат оценки стоимости дебиторской задолженности

Вид задолженности	Срок погашения в течении						Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скоррект. стоимость, тыс. руб.
	2006г.	2007г.	2008г.	2009г.	2010г.	после 2010г.		
Текущая операционная, тыс. руб.	2 757 927	-	-	-	-	-	2 757 927	2 761 093
Текущая неоперационная, тыс. руб.	432 771	-	-	-	-	-	432 771	433 268
Долгосрочная, тыс. руб.	29 143	375 564	83	50	-	-	404 840	352 028
Реструктурированная, тыс. руб.	141 159	3 731	-	-	-	-	144 890	144 527
Невозможная к взысканию, тыс. руб.	2 143	-	-	-	-	-	2 143	-
Итого							3 742 571	3 690 917

Источник: Данные Общества, расчеты оценщиков.

²⁴ Подробный расчет ставки дисконтирования проведен в разделе «Расчет средневзвешенной стоимости капитала (WACC)» настоящего Отчета.

Таким образом, скорректированная стоимость дебиторской задолженности (строки 230 и 240 баланса) Общества на дату оценки 31.03.2006 года составляет 3 690 917 тыс. руб.

Краткосрочные финансовые вложения

На дату оценки на балансе Общества отражаются краткосрочные финансовые вложения в размере 4 519 360 руб. Согласно расшифровке строки «Краткосрочные финансовые вложения», предоставленной бухгалтерией Общества, по состоянию на 31.12.2006 г. на балансе Общества учитываются векселя Сбербанка РФ (50 шт.) на общую сумму 3 105 000 руб. и векселя АК «АЛРОСА» (7 шт.) на общую сумму 1 414 360 руб.

Таблица 142. Расшифровка строки Краткосрочные финансовые вложения

Наименование эмитента	Вид векселя	Количество векселей, шт.	Номинал всего, руб.	Покупная стоимость всего, руб.	Дата покупки	Предполагаемая дата передачи векселя	Скоррект. стоимость всего, руб.
АК «АЛРОСА»	простой	7	1 600 000	1 414 360	21.11.05	2009 - 2010гг.	1 307 336
Сбербанк РФ	простой	50	3 105 000	3 105 000	30.12.05	2006г., по предъявлению	3 105 000
Итого		57	4 705 000	4 519 360			4 412 336

Источник: Данные, предоставленные Обществом, расчеты оценщиков.

В связи с тем, что срок оплаты векселей Сбербанка РФ «по предъявлению», корректировка данных вложений не производилась.

Векселя АК «АЛРОСА» были приобретены в ноябре 2005 г. по стоимости ниже номинала, что обеспечивает среднегодовую доходность векселя в 2% - 3%. Эта величина доходности сравнивалась с доходностью векселей банков первой группы надежности. Средняя доходность по простым векселям ОАО «Акционерный коммерческий Сберегательный банк РФ» на дату оценки составляет 5%²⁵, что в два раза превышает доходность оцениваемого векселя, приобретенного в ноябре 2005 г.

Риск инвестиций в ценные бумаги Сбербанка РФ может быть оценен как один из минимальных по сравнению с риском инвестиций в ценные бумаги других российских компаний. Поэтому, по нашему мнению, доходность векселей АК «АЛРОСА» не может быть меньше, чем доходность по простым векселям ОАО «Акционерный коммерческий Сберегательный банк РФ». В связи с этим финансовые вложения по векселям АК «АЛРОСА» были скорректированы оценщиками исходя из доходности 5% и предполагаемой даты погашения векселя в конце 2009 г.

Таким образом, скорректированная стоимость статьи «Краткосрочные финансовые вложения» по состоянию на дату оценки 31.03.2006 года составляет 4 412 тыс. руб.

Денежные средства

По состоянию на 31.12.2005 г. размер денежных средств Общества составлял 52 734 тыс. руб. Так как денежные средства обладают 100% ликвидностью, эта статья в ходе оценки не корректировалась.

Таким образом, стоимость денежных средств Общества на дату оценки 31 марта 2006 года составляет 52 734 тыс. руб.

²⁵ По данным <ftp://ftp.rtsnet.ru/pub/info/stats/nqs/>.

Итоговое суждение о стоимости активов

Полученные в результате корректировки стоимости активов Общества приведены в таблице ниже.

Таблица 143. Скорректированная стоимость активов Общества

Наименование показателя	Скорректированная стоимость, тыс. руб.
Внеоборотные активы	68 900 138
Нематериальные активы	0
Основные средства	63 494 184
Вложения во внеоборотные активы	3 420 031
Долгосрочные финансовые вложения	1 894 765
Отложенные налоговые активы	91 158
Оборотные активы	5 517 823
Запасы	1 357 239
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	412 521
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты)	
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты)	3 690 917
краткосрочные финансовые вложения	4 412
Денежные средства	52 734
Итого активы	74 417 961

Источник: выводы и расчеты оценщиков.

Таким образом, скорректированная стоимость активов Общества на дату оценки 31 марта 2006 года составляет 74 417 961 тыс. руб.

Оценка обязательств Общества

Структура обязательств, учитываемых на балансе Общества по состоянию на 31.12.2005 г. приведена ниже. Далее приведена процедура корректировки обязательств Общества по группам.

Таблица 144. Структура обязательств Общества

Структура обязательств	Балансовая стоимость, тыс. руб.
Долгосрочные обязательства	1 091 239
Займы и кредиты	663 738
Отложенные налоговые обязательства	426 325
Прочие долгосрочные обязательства	1 176
Краткосрочные обязательства	4 463 812
Займы и кредиты	2 003 434
Кредиторская задолженность	2 264 222
Задолженность участникам по выплате доходов	43 980
Доходы будущих периодов	152 176
Итого обязательства	5 555 051

Источник: Данные Заказчика.

Корректировка долгосрочных обязательств

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитываются долгосрочные обязательства в размере 1 091 239 тыс. руб. Согласно информации, предоставленной бухгалтерией Общества, в составе данных обязательств учтены займы и кредиты, отложенные налоговые обязательства и прочие долгосрочные обязательства.

Оценка долгосрочных займов и кредитов

По состоянию на 31.12.2006г. на балансе Общества учитываются долгосрочные кредиты на общую сумму 644 108 тыс. руб. и задолженности по выплаченным процентам в размере 19 630 тыс. руб.

Таблица 145. Долгосрочные займы и кредиты ОАО АК «Якутскэнерго»

Кредитное учреждение	№ кредитного договора	Назначение кредита	Дата получения кредита	Сумма кредита, тыс. руб.	Срок гашения по договору	% ставка по дог.	Остаток задолженности по балансу на 01.01.06г., тыс. руб.		Скорректированная стоимость на 01.01.06, тыс. руб.
							основной долг	проценты	
ООО «Сателлит» (ООО «Эриэл»)	займ	текущая деятельность	11.03.2001	40 832	01.11.2007	-	33 195	-	33 195
Минфин РС(Я)	б/н	топливо	26.06.1995	39 495	30.11.2010	-	32 913	-	32 913
ГроссБухАудит (ИК БД «Восток»)	В-102/12-2002	строительство	10.12.2002	93 000	30.03.2010	14	93 000	1 106	94 106
ЗАО «Международный Промышленный филиал» (Уфимский филиал)	100	строительство	14.10.2003	50 000	02.03.2006	15	50 000	-	50 000
ЗАО Международный Промышленный филиал (Уфимский филиал)	126	текущая деятельность	25.12.2003	19 143	02.03.2006	15	19 143	-	19 143
ЗАО Международный Промышленный филиал (Уфимский филиал)	7	капвложения	22.01.2004	15 857	02.03.2006	15	15 857	-	15 857
АКБ «ТРАСТ»	Облигационный займ	капвложения		400 000	31.08.2006	16	400 000	18 524	418 524
ИТОГО							644 108	19 630	663 738

Источник: Данные Общества, расчеты оценщиков

Основную часть долгосрочных кредитов Общества составляет облигационный займ на капитальные вложения. По данным Общества задолженность по процентам будет погашена в течение 2006 г.

Согласно Методологии, долгосрочные займы и кредиты оцениваются по балансовой стоимости с учетом величины основной суммы кредита и накопленных процентов на дату оценки.

Таким образом, скорректированная стоимость долгосрочных займов и кредитов Общества на 31.03.2006г. составляет: 663 738 тыс. руб.

Оценка отложенных налоговых обязательств

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитываются отложенные налоговые обязательства в размере 426 325 тыс. руб. Расшифровка данной строки баланса, предоставленная бухгалтерией Общества, приведена в таблице ниже.

Таблица 146. Перечень отложенных налоговых обязательств Общества

Вид отложенных налоговых активов	Балансовая стоимость, тыс. руб.
Списанные отложенные обязательства	-4 088
Начисленные налоговые обязательства, в том числе:	430 413
Амортизация основных средств и объектов незавершенного строительства	411 220
Прочие	19 193
Итого	426 325

Источник: Данные, предоставленные Обществом.

Учитывая незначительный вклад отложенных налоговых обязательств в валюту баланса (1,91%), а также отсутствие информации о сроках погашения актива, стоимость статей «Списанные ОНО», «Прочие налоговые обязательства» была признана оценщиками текущей и принята по балансу.

По информации налоговых служб Заказчика, статья «Амортизации основных средств и объектов незавершенного строительства» представляет собой недоначисленные суммы налога на прибыль из-за расхождения налогового (в соответствии с гл.25 НК РФ) и бухгалтерского учетов (ПБУ 18/02) на предприятии. Такая ситуация складывается в связи с различными методами и базами исчисления амортизации основных средств в рамках бухгалтерского учета, принятого на предприятии и в рамках налогового учета²⁶.

Данная сумма предполагается к возврату после окончания сроков налоговой амортизации основных средств или их выбытия равными частями в течение оставшегося срока бухгалтерской амортизации. Предполагается, что зачет суммы «Отложенные налоговые обязательства по амортизации основных средств и объектов незавершенного строительства» начнется немедленно.

При корректировке данной статьи рассматривались различные сроки их списания (аналогично расчету корректировки отложенных налоговых активов).

Результаты расчета стоимости отложенных налоговых обязательств Общества по трем вариантам приведены ниже.

Таблица 147. Расчет стоимости статьи «Отложенные налоговые обязательства по амортизации основных средств и объектов незавершенного строительства»

Скорректированная сумма	Срок возврата		
	5 лет	10 лет	15 лет
Значение скорректированной стоимости, тыс. руб.	294 509	214 121	164 241
Среднее значение скорректированной стоимости по срокам возврата, тыс. руб.	224 290		

Источник: Расчеты оценщиков.

Итоговая стоимость определялась как среднее значение скорректированных стоимостей по трем вариантам срока возврата.

²⁶ Об этом уже упоминалось в разделе «Оценка отложенных налоговых активов Общества» настоящего Отчета.

Скорректированная стоимость отложенных налоговых обязательств представлена в таблице ниже.

Таблица 148. Скорректированная стоимость отложенных налоговых обязательств

Содержание (расшифровка)	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скоррект. стоимость, тыс. руб.
Списанные отложенные обязательства	-4 088	-4 088
Начисленные налоговые обязательства, в том числе:	430 413	263 063
Амортизация основных средств и объектов незавершенного строительства	411 220	243 870
Прочие	19 193	19 193
Итого	426 325	258 975

Источник: Данные Общества, расчеты оценщиков.

Таким образом, скорректированная стоимость отложенных налоговых обязательств Общества на дату оценки 31 марта 2005 года составляет 258 975 тыс. руб.

Оценка краткосрочных займов и кредитов

По состоянию на 31.12.2005г. на балансе Общества учитываются краткосрочные кредиты на общую сумму 2 001 734 тыс. руб. и задолженности по выплаченным процентам в размере 1 700 тыс. руб.

Таблица 149. Краткосрочные кредиты ОАО АК «Якутскэнерго»

Кредитное учреждение (наименование, место расположения)	№ кредитного договора	Дата получения кредита	Сумма кредита, тыс. руб.	Срок погашения по договору	% ставка по дог.	Остаток задолженности по балансу на 01.01.06г., тыс. руб.		Скоррект. стоимость, тыс. руб.
						основной долг	проценты	
АК Сбербанк	№62-05	21.03.2005	145 000	20.03.2006	12,5	105 000	72	105 072
АК Сбербанк	№85-05	04.04.2005	290 000	30.03.2006	12,5	103 000	71	103 071
ОАО "Альфа-Банк"	№268/К	28.04.2005	65 700	28.04.2006	12,5	65 700	113	65 813
АК Сбербанк	№104-05	29.04.2005	144 300	29.04.2006	12,5	84 300	58	84 358
ОАО "Альфа-Банк"	№273/К	24.05.2005	357 700	24.05.2006	12,5	152 999	459	153 458
ОАО "Альфа-Банк"	№272/К	24.05.2005	100 000	24.05.2006	12,5	50 000	98	50 098
ОАО "Альфа-Банк"	№279/К	08.06.2005	124 300	31.05.2006	12,5	124 300	213	124 513
ОАО "Альфа-Банк"	№281/К	16.06.2005	45 000	28.04.2006	12,5	45 000	77	45 077
ОАО "ТрансКредит-Банк"	№К2600/05-0129КС/Д000	29.06.2005	200 000	29.06.2006	12,5	200 000	-	200 000
АК Сбербанк	№193-05	29.07.2005	55 700	25.01.2006	12	25 700	17	25 717
ОАО "ТрансКредит-Банк"	К2600/05-0138КС/Д000	27.07.2005	380 000	27.07.2006	12,5	256 000	-	256 000

Кредитное учреждение (наименование, место расположения)	№ кредитного договора	Дата получения кредита	Сумма кредита, тыс. руб.	Срок погашения по договору	% ставка по дог.	Остаток задолженности по балансу на 01.01.06г., тыс. руб.		Скоррект. стоимость, тыс. руб.
ОАО "Альфа-Банк"	№287/К	29.07.2005	107 300	28.04.2005	12,5	82 300	156	82 456
АК Сбербанк	№226-05	29.08.2005	67 000	24.02.2006	12	67 000	44	67 044
ОАО Внешторгбанк	№144-10/КР	29.08.2005	120 000	22.02.2006	12	120 000	-	120 000
АК Сбербанк	№277-05	29.09.2005	54 600	27.03.2006	12	54 600	36	54 636
ОАО Внешторгбанк	№152-10/КР	04.10.2005	120 835	29.09.2006	12,5	120 835	-	120 835
АК Сбербанк	№315-05	31.10.2005	50 000	27.04.2006	12	50 000	33	50 033
ЗАО Международный Промышленный филиал (Уфимский филиал)	№109	10.11.2005	70 000	31.01.2006	10	70 000	-	70 000
АК Сбербанк	№351-05	30.11.2005	30 000	29.11.2006	12	30 000	20	30 020
АКБ "Росбанк"	№РК/237/05	27.12.2005	195 000	26.12.2006	11	195 000	235	195 235
Итого						2 001 734	1 700	2 003 434

Источник: Данные Общества, расчеты оценщиков.

Основную часть краткосрочных кредитов Общества составляют топливные кредиты и кредиты на пополнение основных средств. По данным Общества задолженность по процентам будет погашена в течение 2006 г.

Согласно Методологии, краткосрочные кредиты оцениваются по балансовой стоимости с учетом величины основной суммы кредита и накопленных процентов на дату оценки.

Таким образом, скорректированная стоимость краткосрочных кредитов Общества на 31.03.2006г. составляет: 2 003 434 тыс. руб.

Оценка прочих долгосрочных обязательств, кредиторской задолженности, задолженности участникам (учредителям) по выплате доходов и доходов будущих периодов

По состоянию на 31.12.2005 г. на балансе Общества учитываются:

- кредиторская задолженность перед бюджетом, реструктуризированные налоги (строка 52008 баланса) в размере 1 176 тыс. руб.
- кредиторская задолженность (строка 620 баланса) в размере 2 264 222 тыс. руб.
- задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов в размере (строка 630) в размере 43 980 тыс. руб.
- доходы будущих периодов (строка 640 баланса) в размере 152 176 тыс. руб.

По результатам анализа предоставленных бухгалтерией Общества расшифровок строк 52008 и 620 баланса, задолженность была распределена оценщиками на группы по срокам возникновения задолженности.

В ходе проведения анализа финансово-экономического состояния Общества, данные статьи были разделены на задолженность, связанную с профильным и непрофильным видом деятельности (подробное обоснование приведено в соответствующем разделе настоящего отчета).

Таблица 150. Кредиторская задолженность (строка 620 баланса) и прочая долгосрочная задолженность (строка 52008) Общества

Вид задолженности	Дата возникновения						Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скоррект. стоимость, тыс. руб.
	до 1 года назад	до 2 лет назад	до 3 лет назад	до 4 лет назад	до 5 лет назад	более 5 лет назад		
Операционная	1 831 391	164 238	60 665	12 997	0	1 278	2 070 569	2 070 569
Неоперационная	146 401	18 633	14 814	14 981	0	0	194 829	194 829
Балансовая стоимость (строки 620 и 52008), тыс. руб.							2 265 398	2 265 398
в том числе:							-	-
Строка 52008							1 176	1 176
Строка 620							2 264 222	2 264 222

Источник: Данные Общества и расчеты оценщиков.

В дальнейшем информация вышеприведенной таблицы будет учтена в расчетах потребности в собственном оборотном капитале при прогнозной оптимизации структуры СОК Общества.

Согласно Методологии, кредиторская задолженность и прочая долгосрочная задолженность принимаются по балансовой стоимости.

Таким образом, скорректированная стоимость кредиторской задолженности Общества на дату оценки 31.03.2006 года составляет 2 265 398 тыс. руб., в том числе прочие долгосрочные обязательства (строка 52008) - 1 176 тыс. руб., кредиторская задолженность (строка 620) – 2 264 222 тыс. руб.

Согласно Методологии, задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов (строка 630) и доходы будущих периодов (строка 640) принимаются по балансовой стоимости.

Таким образом, скорректированная стоимость задолженность участникам (учредителям) по выплате доходов и доходов будущих периодов на дату оценки 31 марта 2006 года составляет соответственно 43 980 тыс. руб. и 152 176 тыс. руб.

Итоговое суждение о стоимости обязательств Общества

Итоговое значение скорректированной стоимости обязательств Общества на дату оценки 31 марта 2006 года составляет 5 387 700 тыс. руб.

Составление экономического баланса Общества, определение стоимости собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго»

На основе проведенных в предыдущих разделах настоящего Отчета расчетов рыночной стоимости активов и обязательств ОАО АК «Якутскэнерго» был сформирован экономический баланс Общества. Стоимость собственного капитала определена как превышение скорректированной стоимости активов над скорректированной стоимостью обязательств Общества.

Экономический баланс и расчет рыночной стоимости собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго» приведен ниже.

Таблица 151. Экономический баланс и расчет рыночной стоимости собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго»

Наименование показателя	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скорректированная стоимость, тыс. руб.
АКТИВЫ		
Внеоборотные активы	16 666 199	68 900 138
Нематериальные активы	3 572	0
Основные средства	14 103 939	63 494 184
Вложения во внеоборотные активы	2 241 170	3 420 031
Доходные вложения в материальные ценности	0	0
Долгосрочные финансовые вложения	163 817	1 894 765
Отложенные налоговые активы	153 701	91 158
Оборотные активы	5 645 590	5 517 823
Запасы	1 433 245	1 357 239
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	412 521	412 521
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты)	497 314	3 690 917
Дебиторская задолженность (платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты)	3 245 257	
краткосрочные финансовые вложения	4 519	4 412
Денежные средства	52 734	52 734
Итого активы	22 311 789	74 417 961
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА		
Долгосрочные пассивы	1 091 239	923 889
Займы и кредиты	663 738	663 738
Отложенные налоговые обязательства	426 325	258 975
Прочие долгосрочные обязательства	1 176	1 176
Краткосрочные пассивы	4 463 812	4 463 812
Займы и кредиты	2 003 434	2 003 434
Кредиторская задолженность	2 264 222	2 264 222
Задолженность участникам по выплате доходов	43 980	43 980
Доходы будущих периодов	152 176	152 176
Итого обязательства	5 555 051	5 387 700
Итого	16 756 738	69 030 261

Источник: Данные Общества, расчеты оценщиков.

Таким образом, рыночная стоимость собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго», рассчитанная в рамках затратного подхода, на дату оценки без учета внешнего износа с учетом округления составляет

69 030 261 (шестьдесят девять миллионов тридцать тысяч двести шестьдесят одна) тысяча рублей.

Согласование результатов оценки

Целью работы, результаты которой излагаются в настоящем Отчете, является оценка рыночной стоимости одной обыкновенной и одной привилегированной акций ОАО АК «Якутскэнерго» в составе 100%-го пакета для принятия обоснованного решения относительно коэффициентов конвертации в рамках реформирования энергосистем Дальнего Востока. Согласно техническому заданию на оценку были выполнены расчеты с использованием двух общепринятых подходов к оценке — затратного и доходного. Применение сравнительного подхода было обосновано признано оценщиками невозможным (не реализуемым).

Результаты выполненных расчетов собственного капитала Общества, представлены в нижеследующей таблице.

Таблица 152. Результаты оценки стоимости собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго» (до учета внешнего износа)

Подход	Результат, руб.
Доходный	14 776 434
Затратный ²⁷	69 030 261

Источник: Расчеты оценщиков.

Как было отмечено ранее, стоимости основных фондов и незавершенного строительства (внеоборотные активы) использовались (при вычислении приведенного выше предварительного результата «затратной оценки») без учета внешнего износа.

Основными факторами внешнего износа активов Общества, по мнению оценщиков, являются:

- утверждаемый регулятором на дату оценки тариф не обеспечивает в достаточном объеме отдачу на инвестированный капитал;
- балансовая стоимость основных средств занижена, амортизационных отчислений недостаточно для финансирования обновления активов Общества.

Таким образом, устранение факторов внешнего износа возможно:

- при проведении на дату оценки (единовременно и в полном объеме) переоценки основных средств с отражением на балансе их стоимости по реальной стоимости замещения;
- при переходе с первого года на метод расчета тарифа на основании экономически обоснованной доходности инвестированного капитала (ROR), причем регулятор принимает в тарифе норму доходности соответствующую WACC.

С учетом вышесказанного, а также в соответствии с Методологией величина внешнего износа определяется по следующей формуле:

²⁷ без учета внешнего износа внеоборотных активов

$$I_{\text{вн}} = \left(1 - \frac{\sum DCF_{\text{факт}}}{\sum DCF_{\text{треб}}} \right)$$

$I_{\text{вн}}$ - величина внешнего износа внеоборотных активов, %

$\sum DCF_{\text{факт}}$ - сумма дисконтированных денежных потоков на инвестированный капитал, ожидаемых от деятельности Общества (в соответствии с тарифом, прогнозируемым в доходном подходе) за вычетом стоимости оборотных активов Общества;

$\sum DCF_{\text{треб}}$ - сумма дисконтированных денежных потоков, ожидаемых от разумных замещающих инвестиций в предположении отсутствия факторов внешнего износа.

В качестве величины $\sum DCF_{\text{факт}}$ используются результаты оценки, полученные в процессе применения доходного подхода (и после вычитания рыночной стоимости оборотных активов, отложенных налоговых активов и долгосрочных финансовых вложений). В результате данная величина составила 12 023 834 тыс.руб.

Для определения величины $\sum DCF_{\text{треб}}$ также используется модель доходного подхода, однако в неё вносятся корректировки для устранения факторов внешнего износа²⁸. В результате данная величина составила 55 400 189 тыс.руб.

Таким образом, внешний износ внеоборотных активов Общества составил – **80,4%**.

В результате учета величины внешнего износа внеоборотных активов экономический баланс Общества примет следующий окончательный вид:

Таблица 153. Окончательный экономический баланс Общества

Наименование показателя	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скорректированная стоимость, тыс. руб.	Рыночная стоимость, тыс. руб.
АКТИВЫ			
Внеоборотные активы	16 666 199	68 900 138	15 129 464
Нематериальные активы	3 572	0	
Основные средства	14 103 939	63 494 184	12 471 766
Вложения во внеоборотные активы	2 241 170	3 420 031	671 775
Долгосрочные финансовые вложения	163 817	1 894 765	1 894 765
Отложенные налоговые активы	153 701	91 158	91 158
Оборотные активы	5 645 590	5 517 823	5 517 823
Запасы	1 433 245	1 357 239	1 357 239
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	412 521	412 521	412 521
Долгосрочная дебиторская задолженность	497 314	3 690 917	3 690 917
Краткосрочная дебиторская задолженность	3 245 257		
Краткосрочные финансовые вложения	4 519	4 412	4 412
Денежные средства	52 734	52 734	52 734
Итого активы	22 311 789	74 417 961	20 647 287
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА			

²⁸ На дату оценки проводится полноценная переоценка основных средств, а также с самого начала прогнозного периода происходит переход на новую систему тарифообразования

Наименование показателя	Балансовая стоимость, тыс. руб.	Скорректированная стоимость, тыс. руб.	Рыночная стоимость, тыс. руб.
Долгосрочные пассивы	1 091 239	923 889	923 889
Займы и кредиты	663 738	663 738	663 738
Отложенные налоговые обязательства	426 325	258 975	258 975
Прочие долгосрочные обязательства	1 176	1 176	1 176
Краткосрочные пассивы	4 463 812	4 463 812	4 463 812
Займы и кредиты	2 003 434	2 003 434	2 003 434
Кредиторская задолженность	2 264 222	2 264 222	2 264 222
Задолженность участникам по выплате доходов	43 980	43 980	43 980
Доходы будущих периодов	152 176	152 176	152 176
Итого обязательства	5 555 051	5 387 700	5 387 700
Итого	16 756 738	69 030 261	15 259 587

Источник: Расчеты оценщиков

Итоговая стоимость собственного капитала Общества определяется в следующей таблице:

Таблица 154. Результаты оценки стоимости собственного капитала ОАО АК «Якутскэнерго»

Подход	Результат, руб.
Доходный	14 776 434
Затратный	15 259 587
Согласованная стоимость (вес подходов – 50/50)	15 018 010

Источник: Расчеты оценщиков

Таким образом, рыночная стоимость 100% пакета акций ОАО «Якутскэнерго» составляет на дату оценки 31.03.2006 г.

15 018 010 000 рублей.

Начисление скидок и премий

Согласно статье 75 ФЗ «Об акционерных Обществах», акционеры ОАО АК «Якутскэнерго», проголосовавшие против реорганизации Общества в форме выделения ОАО «Южно-Якутская Энергетическая Компания» или не принимавшие участия в голосовании, имеют право предъявить свои акции к выкупу по цене, определенной независимым оценщиком и утвержденной советом директоров Общества.

Представляется очевидным, что в этом случае в качестве объекта оценки должна рассматриваться миноритарная акция (т.е. акция в составе неконтрольного пакета), т.к. если владельцы контрольного пакета против реорганизации, то решение о реорганизации не может быть принято и реорганизация не может быть начата. Поэтому, определенная в разделе «Итоговый расчет стоимости» рыночная стоимость акции в составе 100% пакета акций Общества (без учета скидки за неликвидность) должна быть скорректирована для целей определения рыночной цены, а именно, стоимость акции в составе 100% пакета должна быть уменьшена на величину скидок за неконтрольный характер и низкую ликвидность.

Оценка скидки за неконтрольный характер

Одним из важнейших факторов, влияющих на стоимость акции в составе пакета, является степень контроля, которую получает собственник последнего. Контрольный пакет акций дает собственнику такие существенные права как право назначать управляющих, определять величину оплаты их труда, влиять на стратегию и тактику работы компании, продавать или покупать его активы; реструктурировать и даже ликвидировать данную компанию; принимать решение о поглощении других компаний; определять величину дивидендов и т.д. В силу того, что покупаются большие права, стоимость такого пакета, как правило, будут выше, чем в случае оценки неконтрольного пакета акций.

Премия за контроль и скидка за неконтрольный характер взаимосвязаны следующим образом:

Скидка за отсутствие контроля = $[1 - \{1/(1 + \text{премия за контроль})\}]$.

При этом понимается, что премия относится к существующему контрольному пакету, а скидка к пакету, соответствующему оставшейся миноритарной доли уставного капитала.

Фактически (и статистически), величина скидки определяется разницей в стоимостях между продажами контрольных и неконтрольных пакетов.

В настоящем Отчете при определении скидки оценщики ориентировались на международную практику и на рекомендуемые российским законодательством значения скидки за неконтрольный характер. Размер такой скидки в каждом конкретном случае и в большей степени зависит от размера пакета и типа оцениваемой собственности. Различные авторы указывают на различные уровни скидок за неконтрольный характер, определенные методом наблюдений за рынком. Этот уровень варьируется от 2% до 90% в зависимости от отрасли, финансового состояния компании, отношений между продавцом и покупателем, т.п. По данным некоторых за-

рубежных источников²⁹, максимальная скидка достигает 40%-50% соответственно (для минимально возможных пакетов), другие³⁰ отмечают возможность применения в некоторых случаях скидки до 90%. В целом результаты проведенного исследования показывают, что среднее значение скидки за неконтрольный характер составляет округленно 23%, что продемонстрировано в следующей таблице.

Таблица 155. Таблица 1. Величина скидки за недостаточность контроля по данным Mergerstat Review

год	медианное значение премии	скидка за отсутствие контроля
1985	27,7%	21,7%
1986	29,9%	23,0%
1987	30,8%	23,5%
1988	30,9%	23,6%
1989	29,0%	22,5%
1990	32,0%	24,2%
1991	29,4%	22,7%
1992	34,7%	25,8%
1993	33,0%	24,8%
1994	35,0%	25,9%
1995	29,2%	22,6%
1996	27,3%	21,4%
1997	27,5%	21,6%
1998	30,1%	23,1%
1999	34,6%	25,7%
Медианное значение	30,1%	23,1%

Источник: Mergerstat review³¹

Применение определенной на основе статистических данных зарубежного рынка скидки на неконтрольный характер не противоречит рекомендуемому в нормативной документации значению. В российской практике скидка на неконтрольный характер при приватизации государственного или муниципального имущества определяется в соответствии с Постановлением Правительства РФ №369 от 31.05.2002 г. «Об утверждении Правил определения нормативной цены подлежащего приватизации государственного или муниципального имущества» (далее – Постановление) и может составлять 20 - 40% в зависимости от размера миноритарного пакета. Исходя из принципа консервативности, изначально не желая необоснованно занижать стоимость акции, при определении стоимости миноритарного пакета акций оценщики использовали величину скидки за неконтрольный характер, полученную на основе исследований Mergerstat Review – 23,1%, которая находится у нижней границы диапазона, рекомендуемого Постановлением.

Оценка скидки за недостаточную ликвидность

Одним из важнейших факторов, влияющих при оценке на стоимость компании и ее имущества, является степень ликвидности этой собственности. Рынок готов платить премию за активы, которые могут быть быстро обращены в деньги с минимальным риском потери части стоимости. Поэтому стоимость непубличных компаний должна быть ниже стоимости аналогичных публичных компаний.

²⁹ Mergerstat Review (www.mergerstat.com). Руководство по оценке стоимости бизнеса. Перевод с англ. под ред. д. э. н. проф. В. М. Рутгайзера. – М.: ЗАО «Квинто-Консалтинг», – 2000).

³⁰ Гленн М. Десмонд, Ричард Э. Келли. Руководство по оценке бизнеса. Перевод с англ. – И. Л. Артеменков, А. В. Воронков. М.: РОО Академия оценки, – 1996.

³¹ Mergerstat Review 2004; Mergerstat Global Merger & Acquisitions Information; Los Angeles, CA

С точки зрения методики, величина скидки за недостаточную ликвидность определяется разницей в стоимостных мультипликаторах для публичных и частных компаний. В частности, агентство Mergerstat определяет скидку за недостаточную ликвидность на базе соотношения средних оценочных коэффициентов P/E, рассчитанных на основании данных о приобретении публичных и частных компаний.

Таблица 156. Величина скидки за отсутствие ликвидности к стоимости публичных компаний по данным Mergerstat Review

год	медиана P/E публичные	количество компаний	медиана P/E частные	количество компаний	скидка за отсутствие ликвидности
1995	19,4	239	15,5	16	20,1%
1996	21,7	288	17,7	31	18,4%
1997	25	389	17	83	32,0%
1998	24	632	16	207	33,3%
1999	21,7	434	18,4	174	15,2%
среднее значение		1995-1999			23,8%
медианное значение		1995-1999			20,1%

Источник: Методология Deloitte & Touche

По оценкам WP Valuation Services³² премии за ликвидность составляют порядка 20% - 50% стоимости компании. Согласно другим западным исследованиям, скидка за неликвидный характер пакета находится в диапазоне от 15% до 50% (данные исследований глобального рынка).

Как видно из приведенной ниже таблицы, среднее значение скидок за отсутствие ликвидности, определенных на основе анализа продаж акций публичных компаний, имеющих временно ограничение в обращении, составляет около 30%.

Таблица 157. Величина скидки за отсутствие ликвидности в области акций, ограниченных в обращении

Источник информации	Средняя	Медиана
SEC Overall Average (1969)	25,8%	-
SEC Nonreporting OTC Companies (1969)	32,6%	-
Gelman Study (1970)	33%	-
Trout (1972)	33,45%	-
Moroney (1973)	35,6%	33%
Maher (1973)	35,43%	-
Standard Research Consultant Study (1982)	-	45%
Williamette Management Consultant Study (1984)	35%	-
Silber (1988)	33,75%	-
FMV Oppinions, Inc (1992)	23%	-

Источник: Методология Deloitte & Touche, данные исследований глобального рынка, представленные Высшей школой финансового менеджмента

Среднее значение скидок за отсутствие ликвидности определенных на основе анализа судебных решений, составляет около 36% (см. следующую таблицу).

Таблица 158. Величина скидки за отсутствие ликвидности на основании данных о судебных решениях

Источник информации	Средняя
R. Moroney (1975)	51,0%

³² Valuation Update: Marketability and Lack of Control Discounts; Whitley Penn • WP Valuation Services; Fort Worth, Texas; March 2002

Источник информации	Средняя
T. Solberg (1978)	37,4%
P. Moore (1982)	23,8%
Virginia Z. Harwood v. Commissioner	35,0%
Estate of Mark Gallo (1985)	36,0%
Estate of Martha B. Watts (1987)	35,0%
Estate of Joyce C. Hall (1989)	36,0%

Источник: Методология Deloitte & Touche

Исходя из принципа консервативности при определении стоимости миноритарного пакета акций с ограниченным уровнем ликвидности, оценщики использовали величину скидки за отсутствие ликвидности, полученную на основе репрезентативной выборки по глобальному рынку, подготовленной агентством Mergerstat – 20,1%, которая принципиально не противоречит данным других исследований.

Окончательное суждение о рыночной стоимости объекта оценки

Рыночная стоимость одной обыкновенной акции Общества в составе миноритарного пакета определялась на базе рыночной стоимости акционерного капитала путем последовательного применения вышеописанных скидок за неконтрольный характер и недостаточную ликвидность, а также с учетом среднерыночного соотношения стоимости обыкновенных и привилегированных акций. Результаты расчета приведены в таблице ниже. С учетом коэффициента соотношения привилегированных и обыкновенных акций 0,9158³³ в следующей таблице представлены результаты оценки Объектов оценки:

Таблица 159. Результаты определения рыночной стоимости объектов оценки

Показатель	Обыкновенные акции	Привилегированные акции
Рыночная стоимость 100% пакета, руб.	15 018 010 000	
Количество выпущенных акций, шт.	7 966 144 182	1 370 042 264
Рыночная стоимость 1 акции в составе 100% пакета, руб.	1,63	1,49
Скидка на неликвидность, %	20,1%	
Скидка на неконтрольный характер, %	23,1%	
Рыночная стоимость 1 акции в составе миноритарного пакета, руб.	1,00	0,92

Источник: Расчеты оценщиков

Таким образом, рыночная стоимость 1 (Одной) обыкновенной акции в составе миноритарного пакета ОАО АК «Якутскэнерго» на дату оценки 31.03.2006 года составляет

1,00 (один) рубль.

Рыночная стоимость 1 (Одной) привилегированной акции ОАО АК «Якутскэнерго», на дату оценки 31.03.2006 года составляет

0,92 (девятьсот две) копейки.

³³ См. главу 2 настоящего Отчета, раздел «Допущения и ограничивающие условия частного характера»

Сведения об оценщиках и сертификат качества оценки

Сведения об оценщиках, состав выполненных ими работ

Эдомский С.Р. — руководитель департамента оценки. Действительный член Российского общества оценщиков. Член экспертного совета Российского общества оценщиков. Председатель экспертного совета Санкт-Петербургского отделения Российского общества оценщиков. Арбитр судебной палаты Санкт-Петербургского международного коммерческого арбитража по спорам в сфере недвижимости и оценки. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 9,5 лет.

Ответственный исполнитель Отчета, общее руководство работами по оценке, разработка общей концепции Отчета, формирование ограничивающих обстоятельств, расчеты в рамках доходного подхода, описание раздела «Согласование результатов оценки», рецензирование Отчета.

Богатова Е.М. — заместитель руководителя департамента оценки. Действительный член Российского общества оценщиков. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 7,5 лет.

Сбор информации, общее руководство работами по оценке, разработка общей концепции Отчета, прогнозирование натуральных показателей реализации, прогнозирование тарифов, расчет стоимости бизнеса в рамках доходного подхода, описание соответствующих разделов Отчета, рецензирование Отчета.

Бухарин Н.А. — к.т.н., доцент, старший оценщик-консультант. Действительный член Российского общества оценщиков. Член экспертного совета Российского общества оценщиков. Член Правления Российского общества оценщиков. Председатель Правления Санкт-Петербургского отделения Российского общества оценщиков. Арбитр судебной палаты Санкт-Петербургского международного коммерческого арбитража по спорам в сфере недвижимости и оценки. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 11 лет.

Сбор информации, прогнозирование натуральных показателей реализации, прогнозирование тарифов; оценка стоимости основных фондов и незавершенного строительства в рамках затратного подхода, описание соответствующих разделов Отчета; описание соответствующих разделов Отчета.

Шабля Е.Я. — к.ф.-м.н., заместитель руководителя департамента оценки. Действительный член Российского общества оценщиков. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 4,5 года

Сбор информации, проведение расчетов в рамках затратного подхода, описание соответствующей главы Отчета, описание Общества,

Иванова Н.П. — оценщик. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 8 лет.

Сбор информации, проведение расчетов в рамках затратного подхода, описание соответствующей главы Отчета, описание Общества,

Панкратова Е.О. — оценщик. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 3,5 года.

Сбор информации, проведение расчетов в рамках затратного подхода, описание соответствующей главы Отчета, описание Общества,

Баканова Л. — аналитик.

Сбор информации, анализ финансово-хозяйственной деятельности; описание соответствующего раздела Отчета.

Сагьяева Т.С. — оценщик. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 3 года.

Сбор информации, обзор региона, описание Общества, прогнозирование параметров для доходного подхода, описание соответствующих разделов Отчета.

Назарова И.В. — оценщик. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 4 года.

Описание Общества, прогнозирование параметров для доходного подхода, описание соответствующих разделов Отчета.

Гудков А.А. — оценщик. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 3 года.

Сбор информации, оценка стоимости основных фондов и незавершенного строительства в рамках затратного подхода, описание соответствующих разделов Отчета.

Вахитов А.Р. — оценщик. Стаж работы в качестве профессионального оценщика — 1 год.

Сбор информации, оценка стоимости основных фондов в рамках затратного подхода, описание соответствующих разделов Отчета.

Сертификат оценки

(Заявление авторов о качестве работы, добросовестности участников и распределении профессиональной ответственности)

Мы, нижеподписавшиеся, настоящим удостоверяем, что:

- изложенные в отчете факты соответствуют действительности;
- оценщики предприняли все возможные шаги с тем, чтобы, путем применения установленных процедур, получить результаты, в максимальной мере обоснованные с учетом существенных ограничивающих обстоятельств, к которым, в первую очередь необходимо отнести неразвитость рынка российских энергетических компаний (как и российского фондового рынка в целом) и недостаточный уровень развития в России статистики, необходимой для выполнения существенно доказательных оценок;

- сделанный анализ, высказанные мнения и полученные выводы действительно исключительно в пределах оговоренных в настоящем Отчете допущений и ограничивающих условий и являются нашими персональными, непредвзятыми профессиональными анализами, мнениями и выводами;
- у нас нет личной заинтересованности, или какой бы то ни было предвзятости в подходе к оценке объектов, рассматриваемых в настоящем Отчете, или в отношении сторон, имеющих к ним отношение;
- размер вознаграждения за работу по оценке изначально определен в Договоре на оценку и не зависит от расчетного значения рыночной стоимости;
- никто, кроме упомянутых выше лиц, не оказывал нам существенной профессиональной помощи в выполнении работ.

Руководитель департамента оценки

Эдомский С. Р.

Заместитель руководителя департамента оценки

Богатова Е. М.

Заместитель руководителя департамента оценки

Шабля Е. Я.

Руководитель отдела оценки имущества, к. т. н.

Бухарин Н. А.

Настоящий отчет подписан оценщиками лично в моем присутствии.

Именно они несут персональную профессиональную ответственность за качество работы. Юридическую ответственность перед Заказчиком несет ООО «Институт проблем предпринимательства».

Директор
ООО «Институт проблем предпринимательства»



Романовский В.Б.

Генеральный директор
ЗАО «АБМ Партнер»



Мошкович Б.Е.

Генеральный директор
ЗАО «Центральная финансово-оценочная компания»
19.05.2006 г.



Долматов М. М.

Перечень нормативных документов и использованной литературы

1. Федеральный закон № 135-ФЗ от 29.07.1998 г. «Об оценочной деятельности в РФ».
2. Федеральный закон № 208-ФЗ от 26.12.1995 г. «Об акционерных обществах».
3. Федеральный закон № 129-ФЗ от 21.11.1996 г. «О бухгалтерском учете».
4. Федеральный закон № 35-ФЗ от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике».
5. Федеральный закон № 41-ФЗ от 14.04.1995 г. «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».
6. Федеральный закон № 39-ФЗ от 22.04.1996 г. «О рынке ценных бумаг».
7. Стандарты оценки, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 6.07.2001 г. №519.
8. Международные стандарты оценки (шестое издание) МСО-2003.
9. Международные стандарты финансовой отчетности МСФО-2000.
10. Постановление Госстроя СССР № 94 от 11 мая 1983 г.
11. «Стратегии развития энергетики России на период до 2020 года».
12. Концепция Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2003 — 2008 гг. «5+5», Москва, 2003 г.
13. Общероссийский классификатор основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. N 359).
14. Межрегиональный информационно-аналитический бюллетень «Индексы цен в строительстве» Ко-Инвест, выпуск № 47, Москва, 2004 г.
15. «Экономика предприятия энергетического комплекса» В.С. Самсонов, М.А. Вяткин, «Высшая школа», Москва, 2001
16. Фишмен Джей, Пратт Шэннон, Гриффит Клиффорд, Уилсон Кейт «Руководство по оценке стоимости бизнеса», М.: ЗАО «КВИНТО-КОНСАЛТИНГ», 2000 г.
17. Десмон Гленн М., Келли РичардЭ. «Руководство по оценке бизнеса», М., РОО, 1996 г.

18. Коупленд Т., Коллер Т., Муррин Дж. McKinsey & Company, «Стоимость компаний: оценка и управление», М., ЗАО «Олимп-Бизнес», 1999 г.
19. Григорьев В.В., Федотова М.А. «Оценка предприятия», М., Инфра-М, 1997 г.
20. Шеннон П. Пратт «Оценка бизнеса. Анализ и оценка закрытых компаний».
21. Методический журнал «Вопросы оценки», Москва, РОО.
22. Материалы журналов «Эксперт».
23. Материалы журналов «Экономической газеты».
24. Методические рекомендации, опубликованные в бюллетене «Российский оценщик», подшивка за 1996-2004 гг., Москва, РОО.
25. Отраслевой обзор электроэнергетики, составленный аналитическим управлением (www.avk.ru).
26. Материалы с официальных сайтов ОАО РАО «ЕЭС России» и ОАО АК «Якутскэнерго».
27. Материалы информационных агентств и печатных изданий.
28. Методология и руководство по проведению оценки бизнеса и/или активов ОАО РАО «ЕЭС России» и ДЗО ОАО РАО «ЕЭС России»; Deloitte&Touche, март 2005.
29. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (проблемы функционирования и развития электроэнергетики), МГФ «Знание», 2001 г.

Перечень Приложений

1. Приложение 1. Копии документов Исполнителя и оценщиков.
 - Лицензия на осуществление оценочной деятельности.
 - Полис страхования гражданской ответственности.
 - Дипломы оценщиков.
2. Приложение 2. Документы Заказчика.
 - Свидетельство о регистрации ОАО АК «Якутскэнерго».
 - Отчет об итогах выпуска акций.
 - Бухгалтерский баланс (форма №1, форма №2) по состоянию на 31.12.2005 г.
 - Структура себестоимости за период с 2004 по 2006 гг.
 - Постановления РСТ на 2006 год
3. Приложение 3. Расчеты Оценщика в рамках доходного подхода.
 - Расчет операционных расходов ОАО АК «Якутскэнерго».
 - Расчет выручки и тарифа ОАО АК «Якутскэнерго».
 - Расчет собственного оборотного капитала ОАО АК «Якутскэнерго».
 - Анализ капиталовложений и расчет амортизации ОАО АК «Якутскэнерго».
 - Финансовая модель ОАО АК «Якутскэнерго» в рамках доходного подхода.
4. Приложение 4. Определение рыночной стоимости основных фондов ОАО АК «Якутскэнерго».