**Введение**

Энергия – один из главных факторов производства и формирования современного общества в целом. Электроэнергетика является ведущим звеном энергетики страны. Рассматриваемая как производственно-технологический комплекс, она включает установки для генерирования электроэнергии, совместного (комбинированного) производства электрической и тепловой энергии, а также передачи электроэнергии к абонентским установкам потребителей.

Электроэнергетика призвана выполнять следующие важные общественные функции:

- надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей в соответствии с действующими государственными стандартами параметров качества электро-энергии;

- обеспечение дальнейшей электрификации хозяйства как процесса расширения использования электроэнергии для получения разных форм конечной энергии (механической, тепловой и др.);

- развитие теплофикации городов: процесса высокоэффективного централи-зованного теплоснабжения на основе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Теплофикация в традиционном понимании отечественных специалистов – энергетиков означает централизованное теплоснабжение на основе комбинированного производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.

Эффект теплофикации выявляется при сравнении комбинированного производства с альтернативным раздельным на конденсационных электро-станциях и в котельных. Он складывается:

- из экономии топлива;

- сокращения выбросов токсичных и парниковых газов;

- повышения надежности электроснабжения (за счет приближения ТЭЦ к центрам электрических нагрузок);

- снижения затрат в электрической сети и уменьшения потерь электроэнергии при ее передаче.

Известно, что комбинированный способ выработки тепловой и электрической энергии является высокоэффективной технологией преобразования химической энергии топлива в тепло и электричество с коэффициентом полезного исполь-зования топлива (общим кпд ТЭЦ) до 80-85%. Раздельное получение электро-энергии на конденсационных электростанциях и теплоэнергии в котельных всегда ведет к суммарному перерасходу топлива по сравнению с комбинированным производством (до 25-30%). Можно отметить следующие экономические преиму-щества ТЭЦ:

- срок окупаемости проектов строительства находится на приемлемом уровне 3-7 лет (в зависимости от условий);

- срок строительства – всего до 1 года (с задания на проектирование до пуска объекта в эксплуатацию);

- близость к центрам электрических нагрузок – короткие сети, малые потери, повышенная надежность, низкая плата за сетевые услуги;

- техническая и экологическая надежность объекта, определяемая современными технологиями и высоким уровнем амортизации;

- удельные капиталовложения в новое строительство 450-500 долларов /кВт и в реконструкцию – 320-370 долларов /кВт.

Максимальная тепловая экономичность ГТУ-ТЭЦ обеспечивается при условии, что ее электрическая мощность соответствует гарантированной в течение всего года тепловой нагрузке. Важное их достоинство – возможность создания автономных источников электропотребления для индивидуальных потребителей.

Цель практики – провести анализ себестоимости производства энергии на ТЭЦ.

Основная задача практики - осуществить сбор и обработку необходимого практического материала для выполнения дипломной работы.

Задачи практики:

1) собрать необходимую информацию о предприятии;

2) провести анализ себестоимости производства энергии;

3) выявить слабые и сильные стороны деятельности ТЭЦ;

4) выявить главную проблему, выбрать и обосновать мероприятие для

снижения себестоимости производства энергии;

5) рассчитать итоговые финансовые показатели, на улучшение которых

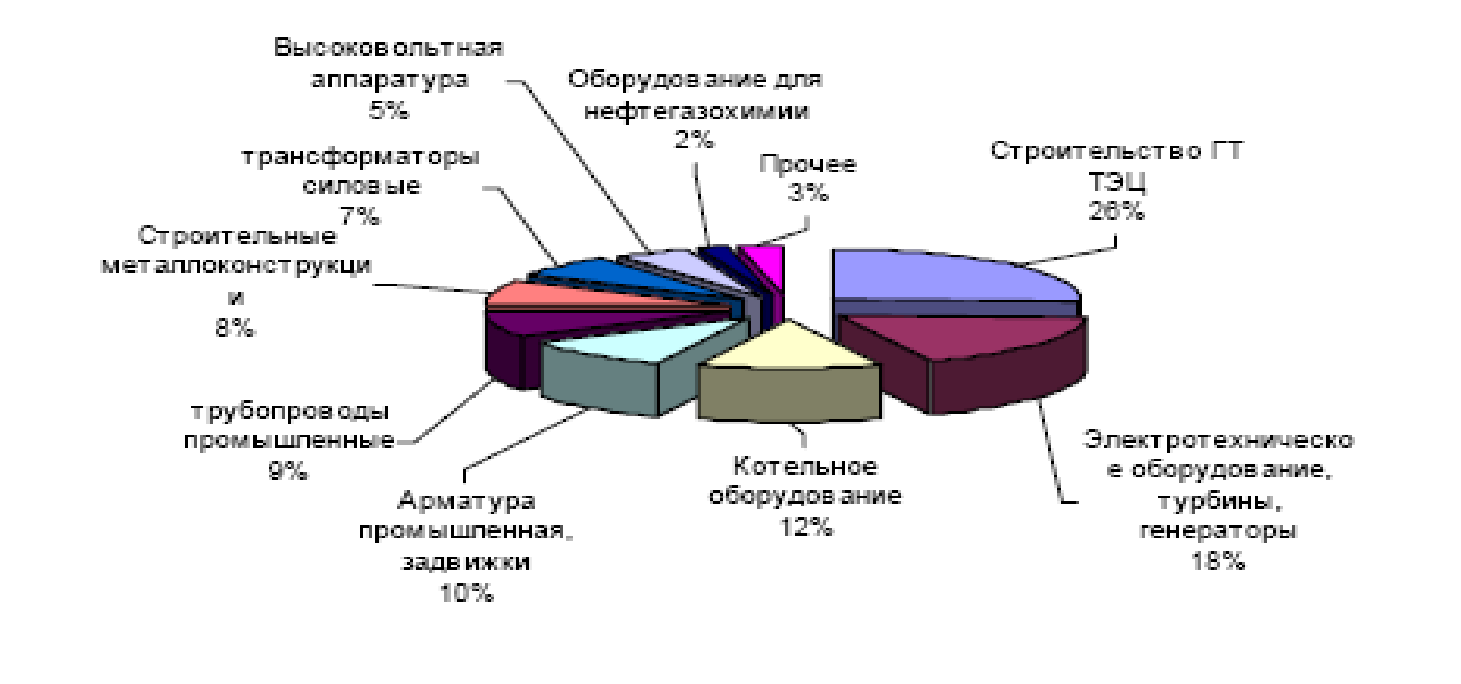
повлияет выбранное мероприятие.

Объектом исследования данной работы будет ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго» филиал в г. Екатеринбурге, входящая в состав группы «Энергомаш».

**1. Общие сведения о компании**

Производственные комплексы Группы "Энергомаш" проводят полный цикл работ по технологической подготовке, изготовлению и выпуску широкой номенклатуры готовой продукции, включая энерготехнологические котлы и трубопроводную арматуру, трубопроводы для тепловых и атомных электростанций, газовые турбины, турбо- и гидрогенераторы, оборудование для нефте-газохими-ческого комплекса, крупные водяные и химические насосы, трансформаторы, высоковольтное оборудование, металлоконструкции промыш-ленного, мостового и бытового строительства. Успех деятельности Группы обусловлен наличием уникального отечественного и зарубежного оборудования, высоким уровнем выполняемых работ и услуг, внедрением новых технологий производства, эффективно работающими службами продаж и закупок, налаженной разветвленной сбытовой сетью. Главное преимущество Группы перед конкурентами заключается в том, что «Энергомаш» осуществляет полный цикл строительства объектов "под ключ" от начала разработки проектов до ввода готовых объектов в промышленную эксплуатацию. Помимо продажи энергетического оборудования, «Энергомаш» успешно реализует программу строительства серии газотурбинных ТЭЦ с последующей продажей тепловой и электрической энергии. Это новое стратегическое направление Группы, в котором "Энергомаш" выполняет полный объем работ от проектирования и строительства до пусконаладки и согласования с надзорными органами. Большую часть всей номенклатуры используемой при возведении ГТ ТЭЦ продукции группа также производит своими силами. Таким образом, именно энергетика стала отраслью, определяющей устойчивость бизнеса Группы "Энергомаш". На рисунке 1 показана структура выручки Группы Энергомаш.

Рисунок 1 Структура выручки Группы Энергомаш



Как видно из рисунка, стратегическое направление развития бизнеса Группы предприятий «Энергомаш» - малая энергетика, создание собственной энергогене-рирующей компании ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго». Энергетический сектор Российской Федерации, на который делает ставку Группа, является очень перспективным, хотя и капиталоемким, рынком. Степень износа существующих генерирующих мощностей и энергооборудования очень высока, а потери на передачу тепла на дальние расстояния слишком значительны. По данным Госстроя Российской Федерации физический износ активной части производственных фондов генерирующих компаний, износ инженерного оборудования и сетей в регионах России составляет в среднем 50 - 70%. При этом до половины передаваемого потребителям тепла теряется в протяженных физически устаревших теплосетях. На основе этих данных руководство Группы предприятий «Энергомаш» пришло к выводу о целесообразности строительства малых ТЭЦ вблизи центров потребления тепловой энергии (электроэнергия может рассматриваться как продукт комбинированной выработки энергоресурсов). В перспективе развития - создание собственной сети газотурбинных станций, способных решить проблемы энергообеспечения предприятий и муниципальных образований.

Малая энергетика признана перспективным направлением и активно развивается не только в России, но и за рубежом, например, в Дании, где потребности населения и промышленных предприятий в тепло- и электроэнергии удовлетворяются за счет ввода маломощных энергостанций. В Германии количество действующих, строящихся и проектируемых малых ТЭЦ достигает двух тысяч. В Японии каждый строящийся крупный объект обязательно оборудуется малой ТЭЦ. Ежегодно в мире продается 800 газотурбинных станций и теплоцентралей. Внутренний спрос в Российской Федерации оценивается специалистами в 1 000 блоков электрической мощностью 9 МВт и тепловой до 40 Гкал/ч.

Основа энергетического направления Группы “Энергомаш” была заложена путем создания хорошо оснащенных инженерных подразделений, разработавших в короткие сроки оригинальные типовые проекты многоблочных модульных газотурбинных станций, а также с помощью организации новых сборочных производств и центров обслуживания в различных регионах страны. Следует отметить следующие ключевые факторы привлекательности проекта:  
- себестоимость выработанного 1 кВт\*ч электроэнергии ниже существующих аналогов на российском и зарубежном рынках;

- срок строительст78ва и монтажа основного оборудования ГТ ТЭЦ не превышает 9 месяцев;

- срок окупаемости объекта не превышает пяти- семи лет;- ресурс газотурбинной установки значительно превышает срок службы российских и зарубежных аналогов и составляет 150 000 часов;

- возможен независимый график выдачи электрической и тепловой энергии.  
 Назначенный ресурс установки (150000 часов) обеспечивается относительно низкой (по сравнению с последними ГТУ инофирм и отечественными авиадви-гателями) тепловой и механической напряженностью основных узлов и деталей, использованием современных материалов и технологий, а в части облопачивания - применением проверенных в длительной эксплуатации прототипов.

Коэффициент использования топлива станций Группы предприятий «Энергомаш» существенно превышает средний КПД эксплуатируемых тепловых электростанций, стоимость постройки ГТ ТЭЦ Группы на 30-50% ниже зарубежных аналогов. Экономическая эффективность обеспечивается также за счет высокой надежности установки и удобства ее обслуживания. Тот факт, что Группа может выдавать тепло и электроэнергию конечным потребителям, свидетельствует, что ее станции намного прогрессивнее существующих по оснащению и легко вписываются в существующие системы. В 2001 году Группа «Энергомаш» начала процесс строительства сети малых газотурбинных ТЭЦ на территории России. Этому предшествовала тщательная конструкторская проработка проекта. Конструкции основного оборудования, такого как газовая турбина, турбогенератор, рекуперативный воздухоподогреватель (рекуператор), котел-утилизатор, шкафы управления, и многого другого, были разработаны инженерными центрами Группы "Энергомаш". Также был самостоятельно вы-полнен проект самой станции. Новые ТЭЦ не используют масло, и поэтому пожаробезопасны и могут строиться в непосредственной близости от жилых строений. Таким образом, имеется абсолютно новый проект станции с абсолютно новым оборудованием. За последние несколько лет права на технические решения, созданные предприятиями Группы, только в рамках реализации проекта ГТ ТЭЦ защищены более чем 50 заявками на изобретения и 30 патентами.

Производственные комплексы Группы завершили выпуск оборудования для блоков первой серии станций, ГТ-009, и продолжают изготовление агрегатов модернизированных серий, ГТ-009М и ГТ-009МЭ. Строители и монтажники возвели корпуса более двух десятков объектов, смонтировав в них значительную часть оборудования. Конструкторы отправили на заводы чертежи агрегатов третьего поколения, ГТ-009МЭ, а на введенных в действие ГТ ТЭЦ уверенно ведется коммерческая эксплуатация. Пущены в коммерческую эксплуатацию Вельская (Архангельская обл.), Белгородская, Режевская (Свердловская обл.), Орловская станции. Состоялся ввод в эксплуатацию Крымской и Барнаульской станций, а также «холодный» пуск турбоблоков Саранской и Всеволжской ГТ ТЭЦ.   
 В различных стадиях строительства находятся более двух десятков станций. Заключены договоры на поставку газа, в том числе долгосрочные, а также на продажу энергии от Вельской, Белгородской, Режевской, Барнаульской и Орловской ГТ ТЭЦ. По остальным станциям подписаны соглашения о намерениях с потенциальными потребителями. В настоящее время в проработке находится несколько сотен заявок на строительство подобных объектов от крупных предприятий и глав районных и областных администраций. Программа в целом рассчитана до 2015 года и включает в себя станции с различным набором блоков. ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» прорабатывает вопрос строительства ГТ ТЭЦ в конкретном регионе, изначально ориентируясь на реализацию тепла и электроэнергии населению города. Планируемая доля рынка в регионах строительства составит до 5% по реализации электрической энергии и до 50% - тепловой энергии. К данному проекту уже проявили заинтересованность иност-ранные компании. Так, при организации встречи с потенциальными зарубежными инвесторами, которую швейцарский банк UBS в мае 2006 г. провел под девизом «Скрытые сокровища европейской части России», из представителей маши-ностроительных компаний были приглашены только руководители Группы «Энергомаш», являющейся, по мнению организаторов встречи, одной из наиболее успешных и динамично развивающихся компаний среди крупнейших предприятий энергетического машиностроения России.

Постановления региональных экономических комиссий на 2006 год подтверждают результативность политики Группы Энергомаш. В тарифы для «ГТ-ТЭЦ Энерго» включены инвестиционная составляющая (амортизация) и проценты по кредитам. При этом стоимость энергии для конечных покупателей остается на 5–10% ниже, чем у конкурентов благодаря высокой эффективности станций, разработанных и построенных Группой.

Основными клиентами ГТ-ТЭЦ являются крупные промышленные и муниципальные потребители, работа с которыми строится на основании договоров прямых поставок электроэнергии. «ГТ-ТЭЦ Энерго» стало участником оптового рынка электроэнергии и в дальнейшем будет увеличивать объем поста-вок на оптовый рынок. Высокая эффективность станций, использующих обору-дование, произведенное материнской Группой Энергомаш, позволяет компании «ГТ-ТЭЦ Энерго» предлагать на рынке конкурентные тарифы. Привлечение займа направлено на финансирование завершающей части проекта и ввода оставшихся станций проекта 120 блоков. Факторы, оказывающие влияние на креди-тоспособность группы показаны в таблице 1.

Таблица 1. Факторы, оказывающие влияние на кредитоспособность группы

|  |  |
| --- | --- |
| Положительные | Отрицательные |
| 1. Увеличивается уставный капитал ГТ-ТЭЦ, тем самым несколько смягчается влияние роста объемов привлекаемых заемных средств.  2. Долг ГТ-ТЭЦ представлен только долгосрочными займами, доля краткосрочных минимальна.  3. Стратегический партнер в осуществлении проекта — Сбербанк.  4. Позитивная история на рынке облигаций.  5. Станции второй очереди практически построены и начнут генерировать денежные потоки в 2007 году, что приведет к значительному росту выручки «ГТ-ТЭЦ Энерго». Станции третьей очереди будут введены в эксплуатацию в 2008 году. Ожидается, что выручка за 2008 год вырастет по сравнению с 2006 годом в 15 раз до 9 млрд рублей.  6. Успешный дебютный выпуск LPN Группы в апреле 2006 года позволил выйти на международные рынки капитала.  7. Группа ориентирована на работу в отрасли электроэнергетики, испытывающей значительный дефицит генерирующих мощностей. Это позволит ей занять определенную нишу в данном секторе. | 1. «ГТ-ТЭЦ Энерго» — инновационный потенциально прибыльный проект, экономическая эффективность которого пока не подтверждена реальными доходами. При этом он находится только в середине развития.  2. Сдача объектов «ГТ-ТЭЦ Энерго» отстает от предварительных план–графиков.  3. Высокая долговая нагрузка «ГТ-ТЭЦ Энерго».  4. Невысокая текущая рентабельность деятельности Группы, связанная с низкой нормой прибыли по поставкам оборудования для проекта «ГТ-ТЭЦ Энерго».  5. На дальнейшую деятельность Группы будет оказывать влияние успешность реализации проекта «ГТ-ТЭЦ Энерго». |

Подробнее рассмотрим филиал ОАО «ГТ – ТЭЦ Энерго» в г. Екатеринбурге.

**SWOT АНАЛИЗ ПРОЕКТА «ГТ-ТЭЦ ЭНЕРГО»**

|  |  |
| --- | --- |
| Сильные стороны  • Технологическая эффективность стан-ций (высокий КПД и гибкость при изменении нагрузок)  • Собственные инжиниринговые разра-ботки и уникальный опыт эксплуатации газотурбинных станций.  • Долгосрочные соглашения о поставках газа и обширный список потребителей электроэнергии и тепла  • Контроль за подведением сетевой инфраструктуры и внешнего газоснаб-жения | Возможности  • Переход к установлению тарифов с привязкой к стоимости инвестирован-ного капитала, от которого выиграют наиболее эффективные станции  • Либерализация рынка электроэнергии и увеличение продаж в секторе сво-бодной торговли  • Увеличение продаж на локальных рынках за счет близости к потенциаль-ным клиентам  • Использование новых инженерных разработок и снижение затрат на ввод новых станций |
| Слабые стороны  • Устаревшая методика установления тарифа в РЭК, при которой расчеты привязаны к затратам.  • Непрозрачность отношений и высокая зависимость от субподрядчиков при строительстве сетевой инфраструктуры | Угрозы  • Резкий рост стоимости газа на внутреннем рынке  • Изменения конъюнктуры долгового рынка  • Нарушение сроков строительства объектов инфраструктуры и задержка ввода станций |

**2. ОПИСАНИЕ ГАЗОТУРБИННОЙ ТЭЦ РАЗРАБОТКИ**

**ОАО «ЭНЕРГОМАШ (ЮК) ЛИМИТЕД»**

Газотурбинная ТЭЦ (ГТ ТЭЦ) предназначена для теплоэлектроснабжения потребителей и состоит из двух энергетических блоков, каждый из которых включает в свой состав газотурбинную установку ГТ-009М, генератор ТФЭ- 10-2У3/б000, рекугiератор, водогрейный котел-утилизатор и пиковый водогрейный котел. Электрическая мощность ТЭЦ составляет 18 МВт, тепловая около 100 МВт. Работа оборудования предусматривается на природном газе давлением для ГТУ на входе в главный корпус 1,0 МПа и давлением около 0,4 МПа для водогрейных котлов. Резервным топливом для котлов является природный газ из второго источника. Максимальный расход газа на ТЭЦ - 15 тыс. нм3/ч в том числе 5 тыс. нм3/ч газа для пиковых водогрейных котлов.

Оборудование размещается в объединенном главном корпусе (ОГК). ГТ ТЭЦМ в г. Екатеринбурге электрической мощностью 18 МВт и максимальной тепловой мощностью 80 Гкал/час предназначена для обеспечения электроэнергией и теплом завода ОАО «Уралэлектротяжмаш» и оптовых потребителей.

В состав основного энергетического оборудования ТЭЦМ входят 2 энергоблока электрической мощностью 9 МВт и 40 Гкал/ч каждый.

Основным энергетическим оборудованием ТЭЦМ является:

- газовые турбины ГТ-009М — 2 шт.

- турбогенератор Тфэ УЗ — 2 шт.

- котел-утилизатор водогрейный КУВ-23,2-170М — 2 шт.

- котел водогрейный КВ-Г-23,3-170 — 2 шт.

- регенератор РВП-2200-02 — 2 шт.

В состав I пускового комплекса включены сооружения и оборудование, обеспечивающие работу ТЭЦ по электрическому графику без отпуска тепла потребителям. В состав II пускового комплекса включены сетевая установка, водогрейные котлы типа КВ-Г-23 ,3 -170, обеспечивающие их работоспособность электротехнические устройства и системы АСУТГI, ИТП и тепловые сети, хозяйство пропан-бугана.

Екатеринбург является городом областного подчинения центром Свердловской области. Численность городского населения составляет около 1336.0 тыс. человек. Город расположен на восточном склоне Среднего Урала по берегам реки Исеть в 1667 км к востоку от Москвы и является крупным транспортным узлом и связан с другими регионами страны железнодорожными путями, линиями автомобильного и воздушного сообщения. Город является крупным промышленным, научным и культурным центром Урала. Ведущими отраслями является тяжелое машиностроение. Крупнейшими предприятиями являются ПО «Уралмаш», заводы «Уралхиммаш», «Уралэлектротяжмаш», «Турбомоторный».

Площадка ГТ ТЭЦ находится в г. Екатеринбурге на территории завода ОАО «Уралэлектротяжмаш» находящегося в промышленной зоне города по ул. Фронтовых бригад 22. По прилегающим к территории завода улицам осуществляется движение городского пассажирского транспорта. Недалеко от завода находится станция метро. Территория завода связана подъездными и внутризаводскими железнодорожными путями. Площадь промплощадки ГТ ТЭЦ 0,5 га. В соответствии со СниП 23-01-99 район строительства характеризуется следующими климатологическими данными:

- среднегодовая температура наружного воздуха + 1 ,2 °С

- средняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки - 35°С

- средняя температура наружного воздуха наиболее холодных суток - 40°С

- абсолютная минимальная температура наружного воздуха - 47 °С

- абсолютная максимальная температура наружного воздуха + 38 °С

- продолжительность периода со среднесуточной температурой О °С 168 суток

- среднемесячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца 73 %, наиболее жаркого месяца 56 %

- количество осадков за год 497 мм.

**3. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА**

Работа энергоблоков осуществляется следующим образом.

Атмосферный воздух поступает во всасывающий патрубок компрессора, пройдя комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ), размещенное на кровле здания. В КВОУ осуществляется очистка воздуха от пыли в механических или рукавных фильтрах и шумоглушение. Очищенный воздух сжимается в компрессоре до давления около 0,7 МПа, проходит через регулируемый по расходу воздуха рекугтератор, установленный за газовой турбиной (где предварительно нагревается выхлопными газами), и поступает в камеру сгорания, в которую подается природный газ с давлением около 1,0 МПа.

Подача газа в камеру сгорания обеспечивается по индивидуальному для каждого блока газопроводу от пункта подготовки газа. На линии подачи газа к камере сгорания установлены два быстродействующих предохранительных клапана, кран с электроприводом, фильтры, расходомер, регулирующий клапан и необходимое число продувочных свечей. Образующиеся в процессе сгорания газа продукты поступают в газовую турбину, где расширяясь, производят работу используемую для привода компрессора и электрического генератора для выдачи мощности в систему предусмотрено использование частотного преобразователя с выходной частотой 50 Гц.

В качестве основного вида топлива принят природный газ ГОСТ 5542-87 (давлением Р=1,2МПа). Низшая теплота сгорания 8000 ккал/м. Расчетная теплота сгорания 8529 ккал/ м. Для расчетов принята теплотворная способность газа - 8000 ккал/м. Расходы природного газа (t=20C и Р= 0,103 МПа) приведены в таблице 2.

Таблица 2. Расходы природного газа

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование | Размерность | На одну ГТ-009М | На один котел | Всего |
| 1 | Максимальный рабочий расход |  | 4750 | 2670 | 14840 |
| 2 | Минимальный рабочий расход |  | 250 |  |  |

После газовой турбины продукты сгорания топлива проходят через рекугтератор, где нагревают воздух и далее поступают в водогрейный котел-утилизатор, предназначенный для отпуска тепла потребителям в горячей воде. На входе газов в котел-утилизатор установлен регулирующий клапан, обеспе-чивающий перераспределение потоков газа, проходящих через поверхности нагрева котла и байпасный газоход.

В зависимости от местных условий, и текущей величины тепловых нагрузок возможны следующие режимы работы:

- режим без отпуска тепла потребителям

- режим с отпуском тепла потребителям

При необходимости дополнительного увеличения тепловой нагрузки включается пиковый водогрейный котел, работающий на природном газе. для выброса в атмосферу продуктов сгорания устанавливаются одна дымовая труба (одна труба на два блока) диаметром 3,0 м, с относительной отметкой верха трубы +26,000.

Подача газа к турбинам и котлам обеспечивается по индивидуальным газопроводам. Для подачи газа на ГТ-009М в главном корпусе ТЭЦ предусмотрена прокладка двух газопроводов Ду15О с установкой запорного устройства с электроприводом на вводе газопровода внутри помещения и продувочных свеч. Вся остальная запорная, регулирующая, предохранительная арматура, устройства измерения расхода газа и фильтры входят в блок топливоподачи и поставляются комплектно с ГТ-009М. Арматурный блок топливоподачи размещается в машинном зале в непосредственной близости к турбине. Для запуска ГТУ при температуре газа в топливном трубопроводе ниже 200 С предусмотрен узел подогрева газа (УПГ). УПГ выполнен в виде греющих кабелей, закрепленных на внешней поверхности газопровода, и обеспечивает подогрев газа при розжиге горелочных устройств и пуске ГТУ. Выдача электроэнергии в электросеть предусматривается по подземным кабельным линиям напряжением 6 (10) кВ.

На ТЭЦ предусматривается полная автоматизация технологического процесса с обеспечением необходимого комплекса защит, блокировок, сигнализации. Это обеспечивается системой АСУ ТП. Аппаратный комплекс АСУ ТП построен на базе персональных компьютеров и размещается в помещении оператора площадью 14 м2. Помещение оператора по своему функциональному назначению является помещением группового щита управления (ГрЩУ) ТЭЦ.

Основные технико-экономические показатели приведены в таблице 3.

Таблица 3. Технико – экономические показатели

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование показателей | Размер-ность | Величина  IПусковой Конечное  комплекс развитие  конечное  развитие | |
| 1 | Установленная электрическая мощность | МВт | 18 | |
| 2 | Установленная тепловая мощность | Гкал/ч | 82 | |
| 3 | Состав основного оборудования | - | 2 х ГТ-009 М +  2 х КУВ-23,2(20)-170М + 2 х КВ-Г-23,3-170 | |
| 4 | Коэффициент теплофикации | - | - | 1 |
| 5 | Число часов использования установленной мощности | час/год | 7770 | 7880 |
| 6 | Число часов использования тепловой мощности | час/год | - | 2460 |
| 7 | Расход электроэнергии на собственные нужды  - на производство электроэнергии  - на производство тепловой энергии | %  кВтч/Гкал | 3,5  - | 2,5  15 |
| Окончание таблицы 3 | | | | |
| 8 | Объем производства продукции  (годовой отпуск потребителям от ТЭЦ)  - электроэнергии с шин  - тепловой энергии | млн. кВтч  тыс. Гкал | 135  - | 135  202 |
| 9 | Вид топлива низшая теплота сгорания | ккал/нм3 | газ 8000 | |
| 10 | Годовой расход натурального топлива | млн. м3 | 43,8 | 56 |
| 11 | Годовой расход условного топлива | тыс, тут | 50 | 64 |
| 12 | Общая численность промышленно-производственного персонала рабо-тающего (с учетом среднегодового привлекаемого)  в том числе эксплуатационного | человек  человек | 12  7 | |

Результаты расчетов удельных расходов топлива приведены в таблице 4.

Таблица 4. Удельный расход топлива

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование показателей | Размер-ность | Величина  I Пусковой Конечное  комплекс развитие  конечное  развитие | |
| 1 | Установленная электрическая мощность | МВт | 18 | |
| 2 | Установленная тепловая мощность ТЭЦ | Гдж/ч  Гкал/ч | 343  82 | |
| 3 | Максимальная мощность ТЭЦ | Гдж/ч  Гкал/ч | 343  82 | |
| 4 | Число часов использования  установленной мощности  - электрической  - тепловой | час/год  час/год | 7770  - | 7880  2460 |
| 5 | Среднегодовая электрическая мощность | МВт | 18,9 | 19,3 |
| 6 | Среднегодовой отпуск тепла | Гдж/ч  Гкал/ч | -  - | 111  26,5 |
| Окончание таблицы 4 | | | | |
| 7 | Удельный расход тепла на ГТУ (в режиме без утилизации для среднего-дового режима) | кдж/кВтч  ккал/кВтч | 10145  2422 | |
| 8 | Годовой отпуск электроэнергии | ГВтч | 135 | 135 |
| 9 | Годовой отпуск тепла | тыс.Гдж/год  тыс.Гкал/год | -  - | 846  202 |
| 10 | Расход тепла на собственные нужды  - по котельному отделению  - по турбинному отделению | %  % | -  - | -  - |
| 11 | Удельный расход условного топлива  на отпущенную электроэнергию | г/кВтч | 370 | 213 |
| 12 | Удельный расход условного топлива  на отпущенное тепло | кг/Гдж  кг/Гкал | -  - | 41,6  174 |

Приложение А и В - схема топливного хозяйства и тепловая схема ТЭЦ прилагаются к преддипломной практике.

**4. Организация и условия труда работников.**

В эксплуатации и обслуживании ГТ ТЭЦ принимают участие следующие подразделения Производственного Управления департамента Сервиса: Отдел эксплуатации и сервиса ГТ ТЭЦ, Бюро технического обучения, аттестации и охраны труда, диспетчерская группа, Региональные сервисные центры (РСЦ) ГТ ТЭЦ. Функции охраны и другие вспомогательные функции возлагаются на сторонние организации, действующие на договорной основе. ГТ ТЭЦ в г. Екатеринбург обслуживается РСЦ ГТ ТЭЦ г. Екатеринбург, в состав которого входят специалисты:

- Директор РСЦ;

- Заместитель директора — специалист по теплотехническому оборудованию;

- Специалист по электротехническому оборудованию;

- Специалист по АСУ ТП и КИПиА;

- Специалист по газовому хозяйству (с дополнительными функциями специалиста по охране труда).

Обслуживание ГТ ТЭЦ осуществляется эксплуатационным персоналом РСЦ ГТ ТЭЦ вахтовым методом. Предполагаемая длительность вахты — 1 месяц. Межвахтовый отдых — 1 месяц. Для обеспечения бытового обслуживания вахто-вого персонала компания «Энергомаш (ЮК) Лимитед» приобретает в г. Екатеринбург квартиру.

Численность оперативного персонала принята (в соответствии с п.9 Пособия к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации “Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием”) по аналогии с численностью на новых газотурбинных электростанциях с полной автоматизацией технологических процессов (в качестве аналога взята ГТ ТЭЦ Конитлорского нефтегазового месторождения ОАО “Сургутнефтегаз”) и с учетом сменности состав-ляет 7 человек. Численность оперативного сменного персонала: З человека (в день), 2 человека (в ночь) принята с учетом полной автоматизации технологического процесса.

Непрерывность производственного процесса ГТ ТЭЦ определяет двух-сменную организацию работы вахтового персонала. График сменности в вахте устанавливается в соответствии с требованиями Трудового Кодекса РФ приказом по компании и трудовыми договорами с работниками. Штат работников одной вахты показан в таблице 5.

Таблица 5. В штате одной вахты состоят:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование  должности | Код  по ОК-О 19-94 | Кол-во штатных  единиц в смену | Кол-во штатных  единиц в вахте |
| Начальник смены  электростанции | 24945 | 1 (только в день) | 1 |
| Техник-теплотехник | 27117 | 1 | 3 |
| Техник-энергетик | 27123 | 1 | 3 |

Данные о численности и об образовании сотрудников, а также об изменении численности сотрудников представлены в таблице 6.

Таблица 6. Данные о численности, образовании и оплате сотрудников.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
| Среднесписочная численность  работников, чел. | 10 | 10 | 12 | 12 |
| Доля сотрудников эмитента, имеющих высшее профессиональ-ное образование, % | 95,89 | 95,95 | 96,73 | 97,05 |
| Средняя з/п за месяц 1 работника | 27 434,7 | 31 882 | 32 696,7 | 33 888 |
| Объем денежных средств, направ-  ленных на оплату труда, руб. | 3 292 163 | 3 825 840 | 4 708 334 | 4 879 872 |
| Окончание таблицы 7 |  |  |  |  |
| Объем денежных средств,  направленных на социальное  обеспечение, руб. | 605 656 | 797 090 | 813 562 | 818 081 |
| Общий объем израсходованных  денежных средств, руб. | 3 897 819 | 4 622 930 | 5 521 896 | 5 697 953 |

Анализируя данные, приведенные в таблице, можно увидеть положительную динамику роста заработной платы работников каждый год. Это говорит о том, что предприятие учитывает экономическую обстановку, повышая каждый год заработ-ную плату работникам.

В помещении здания ГТ ТЭЦ находятся только рабочие места оперативного персонала. В обязанности директора РСЦ входит руководство персоналом ГТ ТЭЦ, расстановка кадров, составление графика сменности, графиков вахт, графика отпусков, учет рабочего времени, составление различных форм отчетности, составление эксплуатационной и оперативной документации, снабжение оперативного персонала спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Перечень товаров для охраны труда представлен в таблице 8.

Таблица 8. Статьи расходов на охрану труда

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование статьи расходов на охрану труда | Стоимость, руб | Количество, шт | Сумма, руб |
| Костюм | 540 | 14 | 7560 |
| Каска защитная | 54 | 16 | 864 |
| Подшлемник | 44 | 14 | 616 |
| Наушники противошумные ВЦНИИОТ-2М | 62,5 | 14 | 875 |
| Респиратор для защиты от пыли, газа и органических паров | 244 | 14 | 3416 |
| Перчатки диэлектрические бесшовные | 189 | 4 | 756 |
| Галоши диэлектрические | 98 | 4 | 392 |
| Рукавицы комбинированные | 32 | 64 | 2048 |
| Противогаз шланговый | 3500 | 1 комплект | 3500 |
| Газодымный комплект | 269 | 7 | 1883 |
| Пояс спасательный | 348 | 2 | 696 |
| Пояс предохранительный | 290 | 2 | 580 |
| Приобретение электрозащитных средств: переносные заземления, клещи изолирующие | 678 | 6 | 4068 |
| Окончание таблицы 8 |  |  |  |
| Плакаты по охране труда и ТБ | 400 | 3 комплекта | 1200 |
| Аттестация рабочих мест | 15000 |  | 15000 |
| Производственные замеры | 10000 |  | 10000 |
| Обеспечение смывающими средствами (мыло) |  |  | 1120 |
| Приобретение нормативно-технической документации и бланочной продукции |  |  | 25000 |
| Оборудование кабинета по охране труда | 18000 |  | 18000 |
| Проведение медосмотров | 900 | 18 | 16200 |
| Комплекс систем по регулированию параметров микроклимата в кабинете (кондиционер, отопитель, вентилятор) | 60400 |  | 60400 |
| Приобретение тренажера по оказанию первой помощи пострадавшим | 24000 |  | 24000 |
| Приобретение программно-обучающего комплекса «Курс безопасности» | 14800 | 1 | 14800 |
| Итого |  |  | 212974 |

**5. Анализ финансово-хозяйственной деятельности**

**ГТ «ТЭЦ – Энерго»**

**5.1. Отраслевые риски**

Российские нормативы требуют от промышленных потребителей обеспечивать резервирование мощностей, то есть иметь запасную линию, по которой они могли бы провести закупку электроэнергии на рынке в случае экстренной необходимости и при перебоях поставок от ГТ-ТЭЦ. Таким образом, каждый из клиентов имеет несколько альтернативных источников электроснабжения, и подведение «ГТ-ТЭЦ Энерго» ЛЭП к объекту не ограничивает его выбор. Высокая чувствительность промышленных предприятий к стоимости энергоресурсов выводит на первый план при взаимодействии с поставщиками вопрос о цене. В основе сотрудничества ГТ-ТЭЦ с потребителями лежит экономическая эффективность и возможность реализации электроэнергии и тепла дешевле, чем это делают сбытовые компании.

На сегодняшний день рынок электроэнергетики является базовой отраслью экономики России с тенденцией увеличения электропотребления и потребностью в новых энергетических мощностях. Характеризуется высокой степенью монополизации: передающие электрические сети принадлежат, в основном, РАО ЕЭС России и его дочерним обществам, что позволяет монополисту ограничивать поставки электроэнергии от поставщиков-конкурентов при избытке электроэнергии в регионе. Тепловые сети, в основном, принадлежат муниципалитетам, либо региональным АО-Энерго, что также снижает возможности по заключению прямых договоров на поставку тепла потребителям. В связи с этим наиболее значимым негативным изменением в отрасли для ГТ-ТЭЦ как частного производителя и поставщика тепло- и электроэнергии на внутреннем рынке является:

- дефицит газа в балансе ОАО «Газпром», обусловленный опережающим добычу ростом экспортных поставок и ростом потребления газа внутри страны;

- решение Правительства России об ускоренном росте оптовых регулируемых цен газа добываемого предприятиями ОАО «Газпром» с дальнейшей их либера-лизацией начиная с 2011 года.

Следует отметить, что данные негативные изменения отразятся на потребителях газа покупающих газ из ресурсов ОАО «Газпром» (таких как РАО ЕЭС России). С учетом решения Правительства России от 30.11.06 об ускоренном росте тарифов на газ, добываемый предприятиями ОАО «Газпром», и с учетом последующей либерализации цен на газ, разрыв между ценой так называемого «лимитного» газа и ценой газа независимых поставщиков будет сокращаться и полностью исчезнет к 01.01.2011 года. Эта тенденция уже видна. Так средняя цена закупаемого ГТ-ТЭЦ газа в 2005 году превышала уровень оптовых регулируемых цен на 31%. В 2006 году это превышение составило только 18%. Таким образом, генерация РАО ЕЭС России утратит преимущество в приобре-тении дешевого газа.

Аналогично, дефицит коснется в первую очередь потребителей «лимитного» газа. Независимые производители стабильно наращивают добычу газа по 10-20% ежегодно. В то же время, данные факторы риска не окажут существенного воздействия на конкурентоспособность ГТ-ТЭЦ на рынке и исполнение обязательств по следующим причинам:

- деятельность станции носит комбинированный характер, охватывая рынок

электроэнергии и тепла, доля ГТ - ТЭЦ на каждом отдельном рынке не будет превышать 10 %;

- запас прочности при конкуренции с действующие тепловыми электростанциями РАО ЕЭС России, ведомственными и муниципальными станциями значительный ввиду их низкого КПД и высокой степени износа (более 90%);

- в регионах, в которых изношенность теплосетей превышает допустимый предел, будет производиться их замена за счет средств ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» и муниципалитетов с последующей передачей теплосетей на баланс муниципалитетов. Действия ГТ-ТЭЦ по минимизации воздействия данных рисков могут быть сведены к следующему:

1. заключение долгосрочных договоров поставки газа с независимыми производи-телями (выполнено и продолжает выполняться).

2. развитие возможности диверсификации источников закупки газа, путем участия

ГТ-ТЭЦ в качестве покупателя, в работе электронной торговой площадки ООО

«Межрегионгаз» (выполнено).

3. хеджирование рисков ценовых колебаний путем участия в создающейся бирже фьючерсных контрактов на газ при НП «Межрегиональная биржа нефтегазового комплекса».

**Конкурентные преимущества обеспечения ГТ ТЭЦ газом по сравнению с генерацией РАО ЕЭС России:**

1. В подавляющем большинстве случаев, ГТ ТЭЦ Эмитента получают газ из

газотранспортной системы, минуя газораспределительные сети (в отличие от генерации РАО ЕЭС России). Такая схема подключения позволяет снизить:

- капитальные затраты до 30% от сметной стоимости ГТ ТЭЦ (не требуется установка дожимных компрессоров),

- эксплуатационные расходы (на энергопитание компрессоров и их техобслужи-вание),

- стоимость газа, т.к. услуги газораспределительных сетей составляют до 20% от оптовой регулируемой цены газа.

2. ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» изначально ориентировалось не на объемы газа из ресурсов ОАО «Газпром», а на ресурсную базу независимых производителей газа (ОАО «Новатэк», ООО «НГК«Итера», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сибур Холдинг») с которыми заключены долгосрочные (5 и более лет) договоры поставки, как на действующие ГТ ТЭЦ, так и на строящиеся. Это позволило установить прекрасные деловые отношения с этими компаниями и законтрактовать объемы газа на долгосрочную перспективы.

Основным видом сырья является газ. ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» осуществляет закупку газа для действующих станций из ресурсов ОАО «Газпром» через дочерние компании ОАО «Газпром» - ООО «Комирегионгаз» и ООО «Белрегионгаз». Доля такого газа в структуре потребления в 2005 году составляла 31% (33,3 млн.м3) и снизилась до 23% (40,7 млн.м3) в 2006 году. Одновременно с этим, приобретается газ из ресурсов независимых производителей газа – ОАО «Новатэк, ООО «НГК «Итера», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Сибур Холдинг», как по прямым договорам, так и через их дочерние компании, либо через региональные компании по реализации газа ОАО «Газпром». При этом цена газа поставляемого Эмитенту ОАО «Сибур Холдинг» через ООО «Новосибирск-регионгаз» не превышает оптовую регулируемую цену, а цена газа поставляемого Эмитенту ОАО «НК «Роснефть» через ООО «РН-Краснодарнефтегаз» еще ниже. В результате этого, доля газа по ценам не превышающим оптовые регулируемые, возросла с 31% в 2005 году до 34% в 2006 году. В целом же, разница в ценах на так называемый «лимитный» газ и газ независимых поставщиков сокращается.

Повышение рыночных цен на газ компенсируется наличием корреляции тарифов на топливо с энерготарифами. В расчетах по проекту предусмотрен опережающий рост тарифов по сравнению с ростом тарифов на электро и теплоэнергию, отпускаемую от ГТ ТЭЦ.

Увеличение стоимости топлива повлечет за собой рост цен на продукцию, так рост цен на топливо на 10% ведет к увеличению тарифа на электрическую энергию на 2,8%, а на тепловую энергию на 7,4%. Таким образом, темп роста цен на топливо будет опережать рост тарифов Эмитента и его продукция в случае ухудшения ситуации в отрасли сохранит свою конкурентоспособность, что позволит Эмитенту продолжать деятельность и исполнять обязательства по Облигациям. В случае роста тарифов не предвидится снижения потребления электро- и теплоэнергии со стороны основных потребителей.

Отраслевые риски Эмитента на внешних рынках:

ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» осуществляет основную деятельность на рынке электроэнергетики, при этом не осуществляет экспорт товаров, работ и услуг, в связи с этим существенное негативное влияние на деятельность и исполнение обязательств может оказать только глобальное ухудшение ситуации на мировом топливно-энергетическом рынке, которое затронет и Россию.

Эмитент не поставляет продукцию и услуги на внешние рынки.

ГТ-ТЭЦ предлагает тарифы на 5–10% ниже, чем РГК (с учетом затрат на транспортировку).

Таблица 9. Средние тарифы

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Средний тариф | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
| Электричество, руб./КВт\*час с НДС | 0,69 | 0,82 | 0,855 | 0,903 |
| Тепло, руб./Гкал с НДС | 374,13 | 323,82 | 335,38 | 367,87 |

**5.2. Страновые риски**

Несмотря на то, что в последние 5 лет в России происходили позитивные изменения во всех общественных сферах - уверенно росла экономика, достигнута политическая стабильность, проводились успешные экономически реформы, Россия все еще представляет собой развивающееся государство с неустойчивой политичес-кой, экономической и финансовой системой.

1) Политическая нестабильность в России может оказать отрицательное влияние на ценность инвестиций в России.

2) Экономическая нестабильность в России может оказать неблагоприятное воздействие на потребительский спрос, что существенным и неблагоприятным образом может повлиять на бизнес компании.

3) Физическая инфраструктура России находится в крайне неудовлетворительном

состоянии, что может привести к перебоям в нормальной финансово-хозяйственной

деятельности. Особенно пострадали железные и автомобильные дороги, выработка и передача электроэнергии, системы связи, а также фонд зданий и сооружений.

4) Колебания мировой экономики могут оказать отрицательное воздействие на экономику России, ограничивая доступ Эмитента к капиталу и отрицательно влияя на покупательную способность конечных потребителей нефтепродуктов. Экономика России не защищена от рыночных спадов и замедления экономического развития в других странах мира. Как уже случалось в прошлом, финансовые проблемы или обостренное восприятие рисков инвестирования в страны с развивающейся экономикой могут снизить объем иностранных инвестиции в Россию и оказать отрицательное воздействие на российскую экономику. Кроме того, поскольку Россия производит и экспортирует большие объемы природного газа и нефти, российская экономика особо уязвима перед изменениями мировых цен на природный газ и нефть, а падение цены природного газа и нефти может замедлить или поколебать ее развитие.

Однако на протяжении последних лет правительство России осуществляло реформы, которые привели к стабилизации макроэкономической ситуации и улучшению инвестиционного климата в стране, а именно, увеличение золото-валютных резервов и накопление Стабилизационного фонда Российской Федерации, а также снижением долговой нагрузки на российскую экономику.

Основными факторами возникновения политических рисков являются:

- несовершенство законодательной базы, регулирующей экономические отношения;

- недостаточная эффективность судебной системы;

- неустойчивость власти субъектов Российской Федерации.

Факторы, которые могут негативно повлиять на сбыт продукции (работ, услуг) и возможные действия по уменьшению такого влияния.

**5.3. Рынки сбыта продукции (работ, услуг)**

Рынок сбыта, на который ориентируется ГТ-ТЭЦ, ограничен крупными про-мышленнымипредприятиями региона, закупающими электроэнергию для собст-венных нужд, и предприятиями -посредниками при продаже электроэнергии конечному потребителю. Кроме того, с 1 января 2007 г.ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» участвует в торговле электрической энергией и мощностью на оптовомрынке (НОРЭМ) на основании тарифно-балансового решения ФСТ (Приказ Федеральной службы потарифам №484-э/5 от 29.12.06 г., Приложение 1 п. 23).

Таблица 10. Факторы, влияющие на деятельность ГТ-ТЭЦ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Факторы и условия, влияющие  на деятельность и  результаты такой деятельности | Вероятность возникновения,  прогноз в отношении  продолжительности действия | Возможные действия по уменьшению такого влияния |
| Невыделение РАО «Газпром»  соответствующих лимитов газа  по ценам, назначенным ФЭК РФ | Низкая  Долгосрочный | В бизнес-плане предусмот-рена закупка 30% газа по ценам ФЭК и 70% по рыноч-ным ценам, ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» заключило договоры на поставку газа с ООО «Нефтегазовая компания «ИТЕРА» и ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Роснефть». |
| Значительное повышение рыночных цен на газ | Средняя  Долгосрочный | Частично компенсируется наличием жесткой кореляции тарифов на топливо с энерготарифами. В расчетах по проекту предусмотрен опе-режающий ежегодный рост тарифов на газ по сравнению с ростом тарифов на энергию. |
| Задержка реформирования  отрасли, регулирование тарифов  на услуги местными РЭК, сохранение монополии региональных энергокомпаний на генерацию и передачу энергии | Средняя  Краткосрочный | До либерализации рынка электроэнергетики возможна продажа энергии местным монополистам по ценам ниже себестоимости производства энергии местными АОЭнерго, вплоть до уровня тарифов ФОРЭМ После либерализа-ции рынка тарифы ГТ- ТЭЦ будут минимум на 10% ниже тарифов конкурентов |
| Окончание таблицы 10 |  |  |
| Дефицит квалифицированного  среднего управленческого штата | Высокая  Среднесрочный | Группа Энергомаш проводит обучение управляющих стан-ций, трейдеров на рынке тепло- и электроэнергетики |
| Давление со стороны  монополистов в сфере  теплоснабжения (в частности,  РАО РКС) в сторону снижения  закупочных цен на тепловую  энергию | Низкая  Долгосрочный | ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго»  рассматривает различные варианты участия (приобре-тение в собственность, арен-да, доверительное управле-ние) в системе распределе-ния тепловой энергии (т.е. магистральных тепловых се-тях), что должно снизить рис-ки монопольного давления на компанию на локальных рынках |
| Инфраструктурные риски | Средняя  Краткосрочный | Расчет стоимости строитель-ства каждой станции произво-дится с учетом расходов на прокладку всех сетей |
| Форс-мажор (забастовки,  землетрясения, наводнения и  т.п.) | Низкая  Длительность зависит от события | Компания застрахует электростанции от рисков, связанных с природными кА-таклизмами и неправомер-ными действиями третьих лиц |
| Затягивание сроков  строительства, превышение  сметы, ошибки при  проектировании | Средняя  Среднесрочный | Генподрядчик несет ответст-венность за проект, строи-тельство и своевременность запуска ТЭЦ, имеется  успешный опыт строительст-ва и запуска первых пяти станций, основные техничес-кие параметрыподтверждены. |
| Высокий процент неплатежей  потребителей | Средняя  Среднесрочный | При большом количестве объектов ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» диверсиифицирует риски неоплаты, в каждом регионе имеется гибкость в выборе потребителей. |
| Высокая доля заемного  финансирования | Высокая  Долгосрочный | Финансирование проекта осуществляется в классичес-ком варианте соотношения собственных и заемных средств в пропорции 30/70. При значительном ухудшении конъюнктуры кредитного рын-ка количество строящихся станций может быть умень-шено без заметного ущерба для экономической эффек-тивности проекта. |

**5.4. Финансовые риски**

Чтобы продолжать свое развитие, ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» необходимо произ-водить существенные капитальные вложения, строить и развивать новые станции, что потребует значительных дополнительных инвестиционных расходов. Чтобы удовлетворить свои финансовые потребности, ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» требуется привлечение дополнительного финансирования. Рост процентных ставок на рын-ке может привести к тому, что организация будет вынужден привлекать более дорогие средства для финансирования своей инвестиционной программы и теку-

щей деятельности. В то же время увеличение процентных ставок снизит стои-мость обслуживания уже существующих займов, ставки по которым фиксированы (например, облигационные займы). Хеджирование рисков не производится. Таким образом, влияние изменения процентных ставок на деятельность организации весьма существенно. Если не сможет получить достаточных средств на коммерчески выгодных условиях, то, возможно, будет вынужден существенно сократить заимствования на строительство новых станций, что может отрицательно повлиять на его долю рынка и операционные результаты. Учитывая общую тенденцию к снижению процентных ставок, риски, связанные с изменением процентных ставок, оцениваются как незначительные. Риск изменения курса обмена иностранных валют практически не скажется на возможностях по исполнению обязательств по облигациям, т.к. облигации и купонные выплаты по ним номинированы в рублях. ГТ-ТЭЦ не осуществляет импорт сырья и экспорт своей продукции. В связи с этим финансовое состояние, его ликвидность, источники финансирования, результаты деятельности и т.п. практически не подвержены изменению валютного курса. Более того, в последнее время наблюдается увеличение курса рубля по отношению к американскому доллару, что положительно скажется на деятельности.

В соответствии с законодательством РФ тарифы на газ (закупаемое сырье) и электроэнергию регулируются региональными энергетическими комиссиями (РЭК) и устанавливаются в валюте РФ. При значительном ухудшении конъюнкту-ры кредитного рынка (рост процентных ставок) количество строящихся станций может быть уменьшено без заметного ущерба для экономической эффективности проекта, может быть рассмотрена возможность привлечения финансирования через вхождение в акционерный капитал сторонних инвесторов. В случае отрица-тельного изменения курса обмена иностранных валют предполагается сократить валютные вложения (в основном – кредитные договоры). Для снижения данного риска предполагается при заключении договоров, в том числе кредитных вклю-чать в них валютные оговорки и др. пункты для фиксации валютного курса. Менеджмент полагает, что налаженные связи с поставщиками и покупателями позволят компании нивелировать возможные неблагоприятные последствия таких изменений. Однако следует учитывать, что часть риска не может быть полностью нивелирована, поскольку указанные риски в больше степени находятся вне контроля деятельности, а зависят от общеэкономической ситуации в стране. Риск влияния инфляции может возникнуть в случае, когда получаемые денежные доходы обесцениваются с точки зрения реальной покупательной способности денег быстрее, чем растут номинально. Рост инфляции приведет к увеличению стоимости заемных средств. Анализ динамики инфляции в России за последние годы, однако, показывает, что ее темпы снижаются. Так, в 2005 г. – 10,9%, в 2006 г. – 8,9%, в 2007 г. – 11,5%, в 2008 – 11 %, в 2009 – 9,5%. В случае увеличения темпов инфляции снижается реальная стоимость процентных выплат по обязательствам в национальной валюте, что является благоприятным фактором. В указанной ситуации вероятность исполнения обязательств по ценным бумагам в реальном денежном выражении мала. В тоже время снижается стоимость просроченной дебиторской задолженности и просроченной кредиторской задолженности, что разнонаправлено влияет на уровень доходов и расходов. По мнению руководства ГТ-ТЭЦ, значения инфляции, при которых у него могут возникнуть трудности по исполнению своих обязательств перед владельцами Облигаций, лежат значительно выше величины прогнозируемой инфляции и составляют 30-40% годовых. В случае если значение инфляции превысит указанные значения, планируется увеличить в своих активах долю краткосрочных финансовых инструментов, провести мероприятия по сокращению внутренних издержек.

**5.5. Анализ финансовых результатов**

Результаты финансово – хозяйственной деятельности ГТ – ТЭЦ представлены в таблице 11.

Таблица 11. Результаты финансово – хозяйственной деятельности ГТ – ТЭЦ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | Откло-нение |
| Выручка (тыс.руб) | 22 184 | 95 708 | 126 358 | 151 629 | 25 271 |
| Валовая прибыль (тыс.руб) | 4 228 | 5 475 | 10 940 | 15 540 | 4 600 |
| Чистая прибыль (нераспре-деленная прибыль  (непокрытый убыток) | 1 780 | 2 695 | 4 588 | 5 708 | 1 120 |
| Рентабельность  собственного капитала, % | 0,19 | 1,04 | 0,02 | 0.5 | 0,48 |
| Окончание таблицы 11 |  |  |  |  |  |
| Рентабельность активов, % | 0,048 | 0,33 | 0,007 | 0.02 | 0,013 |
| Коэффициент чистой  прибыльности, % | 3,42 | 9,56 | 0.19 | 0,49 | 0,3 |
| Рентабельность продукции  (продаж), % | 2,62 | 2,05 | 3,86 | 6,2 | 2,34 |
| Оборачиваемость капитала | 0,02 | 0,04 | 0,05 | 0,05 |  |

На изменение размера выручки в течение рассматриваемого периода повлиял объем реализации. В течение рассматриваемого периода наблюдается тенденция к её ежегодному росту. Так выручка за 2009 год выросла по сравнению с 2008 на 25 271 тыс. рублей. Постоянный рост объема реализации дает основа-ния прогнозировать как минимум сохранение объема выручки реализации работ и услуг в течение ближайших 2-3 лет.На протяжении 2006 – 2007 г.г. величина валовой прибыли существенно не изменялась несмотря на существенные измене-ния размера выручки, что говорит об эффективности управления издержками компании. В 2007 году наблюдается рост данного показателя, что свиде-тельствует о росте объема реализации и увеличении эффективности его деятельности. В течение рассматриваемого периода организация завершала каждый финансовый год с прибылью, что обеспечило положительное значение коэффициента рентабельности собственного капитала и с ростом прибыли наблюдается и рост значения коэффициента. Показатель рентабельности активов положителен, что обусловлено получением прибыли по итогам каждого рассматриваемого года. В 2007 году, темпы роста прибыли опередили темпы увеличения активов, что привело к увеличению показателя. Рентабельность продаж имеет изменчивую динамику и объясняется спецификой бизнеса, но в целом наблюдается положительная тенденция. Значение показателя обора-чиваемости капитала не имело значительных изменений, в 2007 г. значение показателя увеличилось, что позволяет сделать заключение о том, что финан-совое положение имеет тенденцию к улучшению. В течение рассматриваемого периода компания работала с прибылью, накопленных убытков неимела.

В таблице 12 рассмотрим долю доходов от продажи электроэнергии, тепло-вой энергии и агентских договоров в общем объеме выручки.

Таблица 12. Виды хозяйственной деятельности

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
| Вид хозяйственной деятельности: Производство и продажа электроэнергии | | | | |
| Объем выручки (доходов) от данного вида хозяйственной  деятельности, руб. | 20 473 872 | 88 884 462 | 113 292 583 | 136 466 640 |
| Доля объема выручки (дохо-дов) от данного вида хозяй-ственной деятельности в об-щем объеме выручки (доходов), % | 92,29 | 92,87 | 89,66 | 90 |
| Вид хозяйственной деятельности: Производство и продажа тепловой энергии | | | | |
| Объем выручки (доходов) от данного вида хозяйственной  деятельности, руб. | 1 561 773 | 6 010 492 | 9 021 961 | 14 404 812 |
| Доля объема выручки (дохо-дов) от данного вида хозяйст-венной деятельности вобщем объеме выручки (доходов), % | 7,04 | 6,28 | 7,14 | 9,5 |
| Вид хозяйственной деятельности: агентские договора | | | | |
| Объем выручки (доходов) от данного вида хозяйственной  деятельности, руб. | 148 635 | 813 552 | 4 043 456 | 758 148 |
| Доля объема выручки (дохо-дов) от данного вида хозяйст-веннойдеятельности в общем объеме выручки (доходов), % | 0,67 | 0,85 | 3,2 | 0,5 |

Из таблицы видно, что большая часть дохода приходится на производство и продажу электроэнергии и эта тенденция будет сохраняться. Показатели произ-водства и продажи электроэнергии и тепловой энергии увеличиваются каждый год, что положительно характеризует деятельность ГТ-ТЭЦ Энерго. Также проанализируем потребителей энергии и тенденции развития.

Таблица 13. Рынок сбыта по потребителям

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| год | 2006 | | 2007 | | 2008 | | 2009 | |
| Потребители | тыс.руб | % в выручке | тыс.руб | % в выручке | тыс.руб | % в выручке | тыс.руб | % в выручке |
| ОАО Свердлов-энергосбыт | 22 184 280 | 10,8 | 47 509 862 | 11,67 | 84 039 000 | 8,44 | 100 977 760 | 9,75 |
| ООО «Пуск ЕКТБ» |  |  | 48 198 614 | 11,84 |  |  |  |  |
| Потребители по НОРЭМ |  |  |  |  | 42 319 000 | 4,25 | 50 651 840 | 5,6 |
| Итого | 22 184 280 | 10,8 | 95 708 476 | 23,52 | 126 358 000 | 12,68 | 151 629 600 | 15,35 |

Основным и самым главным потребителем энергии является ОАО «Свердловэнергосбыт». С каждым годом увеличивается выручка и от потребителей по НОРЭМ и по сравнению с 2008 г. возросла на 8 332 840 руб. Эти показатели говорят о том, что энергия ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» пользуется спросом и в дальнейшем будет только повышение этого спроса на рынке НОРЭМ , благо-даря конкурентным тарифам на отпускаемую энергию. Также в колонке «% в выручке» мы видим долю выручки в общей выручке организации по всем станциям. Филиал в г. Екатеринбурге приносит стабильно более 10% выручки, и это только используя мощность в 9 Мвт. А если использовать станцию на полную мощность можно повысить показатели в 2 раза.

Рассмотрим показатели ликвидности (таблица 14)

Таблица 14. Показатели ликвидности

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
| Индекс постоянного актива | 1,54 | 1,83 | 2,64 | 2,5 |
| Коэффициент текущей ликвидности | 5,55 | 3,8 | 1,15 | 2,17 |
| Коэффициент быстрой ликвидности | 5,26 | 3,59 | 0,95 | 2,12 |
| Коэффициент автономии собствен-ных средств | 0,252 | 0,29 | 0,3 | 0,29 |

Показатели ликвидности характеризуют способность компании выполнять свои краткосрочные обязательства. Смысл этих показателей состоит в сравнении величины текущих обязательств и его оборотных средств, которые должны обес-печить погашение обязательств. Индекс постоянного актива демонстрирует тенденцию к увеличению, что связано преимущественно с ростом дебиторской задолженности вследствие авансирования расчетов за оказываемые услуги. Коэффициент текущей ликвидности характеризует общую обеспеченность краткосрочной задолженности предприятия оборотными средствами. За рассмат-риваемый период данный коэффициент показывает положительную динамику и превышает рекомендуемое значение >=2. Динамика коэффициента быстрой ликвидности зависит от тех же факторов, которые влияют на текущую ликвидность. Величина коэффициента быстрой ликвидности имеет изменчивую динамику. На протяжении рассматриваемого периода коэффициент автономии собственных средств положителен, но незначительно ниже рекомендованных значений. Это связано с тем, что финансирование текущей деятельности ведется в основном за счет привлечения кредитных ресурсов. Анализ платежеспособности демонстрирует динамику улучшения и увеличения коэффициентов. Таким образом, учитывая высокую социально-экономическую значимость компании, положительную динамику улучшения показателей, быстрый рост доходов, наличие положительной кредитной истории, компанию можно оценить как стабильно растущую. В 2006-2009 гг. собственного капитала не достаточно для исполнения краткосрочных обязательств и покрытия текущих операционных расходов, это также отражает тот факт, что ГТ-ТЭЦ использует долгосрочные внешние источники финансирования.

Также следует проанализировать затраты при производстве энергии и выделить самые емкие в доле себестоимости. Производственные затраты в энергетике называют либо годовыми издержками производства (поскольку рассчитывается, как правило, за год), либо текущими затратами. Все эти синонимы имеют одну и ту же экономическую сущность, поскольку призваны оценивать текущие производственные затраты, с которыми соотносятся все другие технико – экономические показатели производственно-хозяйственной деятельности. Себестоимость – это удельные эксплуатационные расходы, отнесенные на ед. произведенной продукции. Она является важнейшим, а по своему экономическому содержанию и наиболее совершенным показателем эффективности производства, поскольку в ней комплексно отражается уровень трудовых, материальных и финансовых затрат. Рассмотрим составляющие себестоимости производства энергии (таблица 15).

Таблица 15. Себестоимость производства энергии

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование статьи затрат | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 |
| Сырье и материалы, % | 37,27 | 51,36 | 35,18 | 45,14 |
| Приобретенные комплектующие изделия, полуфабрикаты, % |  | 0,62 |  |  |
| Работы и услуги производственного ха-рактера, выполненные сторонними организациями, % | 6,05 | 7,42 | 8,67 | 17,69 |
| Топливо, % |  |  |  |  |
| Энергия, % | 0,41 | 1,23 | 25,40 | 12,36 |
| Затраты на оплату труда, % | 18,18 | 14,16 | 6,04 | 5,92 |
| Проценты по кредитам, % |  |  |  |  |
| Арендная плата, % | 7,58 | 5,17 | 2,85 | 7,23 |
| Отчисления на социальные нужды, % |  |  |  |  |
| Амортизация основных средств, % | 21,61 | 12,19 | 17,57 | 8,21 |
| Налоги, включаемые в себестоимость продукции, % |  | 0,5 | 0,51 | 0,11 |
| Окончание таблицы 15 |  |  |  |  |
| Прочие затраты, %  В т.ч.  Амортизация по нематериальным активам, %  Вознаграждения за рационализаторские предложения, %  Обязательные страховые платежи, %  Представительские расходы, %  Командировочные расходы %  Услуги по подготовке кадров %  Расходы на содержание транспорта %  Справочная литература %  Информационно-консультац. услуги  Услуги по организации спутн. связи  Услуги инженерного центра Санкт Петербурга (организация эксплуатации ГТ-ТЭЦ)  Иное, % | 8,9 |  | 3,16 | 3,34 |
| 0,39  0,64  2,34  0,08  0,55  0,007  1,61  1,008  2,257 | 0,14  1,44  0,01  0,61  0,32  3,42  0,16  1,87 | 0,32  0,05  0,72  0,04  0,46  1,57 | 0,30  0,56  0,01  0,32  0,19  1,96 |
| Итого: затраты на производство и продажу продукции  (работ, услуг) (себестоимость), % | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Выручка от продажи продукции (работ, услуг), % к себестоимости | 112,53 | 102,69 | 102,08 | 111,6 |

Как видно из таблицы основную долю себестоимости составляют сырье и материалы, оплата труда и амортизация. Так как степень износа оборудования на предприятии мала, то соответственно и затраты на ремонт составляют небольшую часть в общей структуре себестоимости. Доля заработной платы и прочих затрат имеет тенденцию к снижению из-за повышения объемов производства. Предприятие предполагает спрос на энергию, и планирует расширить рынок сбыта в среднем на 10%. По итогам деятельности в г. Екатеринбурге наблюдаются положительные результаты. Омрачаются они одним фактом: это большими инвестиционными расходами на строительство и обслуживание ГТ-ТЭЦ и большим сроком окупаемости. Так запуск первого ПК обошелся в 424 674 тыс.руб, а второй в 225 326 тыс. рублей.

**Мероприятия и оценка их эффективности**

Чтобы продолжать свое развитие, ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» необходимо произ-водить существенные капитальные вложения, строить и развивать новые станции, что потребует значительных дополнительных инвестиционных расходов. Чтобы удовлетворить свои финансовые потребности, ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» требуется привлечение дополнительного финансирования.

Инвестиции (капитальные вложения) - это долгосрочные вложения средств в активы предприятия. Они отличаются от текущих издержек продолжительностью времени, на протяжении которого предприятие получает экономический эффект (увеличение выпуска продукции, производительности труда, прибыли и т.д.). Это платеж за крупный капитальный элемент, после чего его невозможно быстро перепродать с прибылью, капитал замораживается на несколько лет, данное капи-тальное вложение будет приносить прибыль на протяжении нескольких лет, в конце периода капитальный объект будет иметь некоторую ликвидную стоимость либо не будет ее иметь совсем.

Определим коэффициент дисконтирования, используя следующую формулу:

Дисконт = банковская ставка + уровень инфляции +уровень риска проекта.

Принятые исходные данные;

* банковская льготная ставка: 10% годовых;
* уровень инфляции: 10% в год;
* Дисконт = 10%+10% = 20%.

При расчете примем, что мероприятия будут реализовываться в течение первого года. Рассчитаем чистую текущую стоимость

Таблица 16.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Год | Кап. затраты | Эффект | Коэффициент  дисконтирования | Текущая стоимость |
|
| 1 | 650000 | 150000 | 0,870 | 130500 |
|
| 2 |  | 165000 | 0,756 | 113400 |
|
| 3 |  | 165000 | 0,658 | 108570 |
|
| 4 |  | 190000 | 0,572 | 108680 |
|
| 5 |  | 190000 | 0,498 | 94620 |
| 6 |  | 210000 | 0,432 | 90720 |
| 7 |  | 220000 | 0,378 | 83160 |
| ИТОГО | 650000 |  |  | 729650 |

ЧТС = 729650-650000=79650 тыс. рублей.

В нашем примере она больше нуля. Следовательно, доходность проекта выше 20 %. Для получения запланированной прибыли нужно было бы вложить 729650 тыс. рублей. Поскольку проект обеспечивает такую доходность при затра-тах 650000 тыс. рублей, то он выгоден, так как позволяет получить доходность большую, чем 20 %.

Определим ВНД (внутреннюю норму доходности), т.е. при какой норме дисконта проект будет безубыточен. Этот метод оценки проектов используется на западных фирмах. Если она будет ниже, предположим, процента дохода по государственным ценным бумагам, то проект лучше закрыть совсем, либо продать его другой фирме с учетом частичной реализации. Точка ВНД находится на пересечении графика изменения ЧТС с осью абсцисс, т.е. когда ЧТС = 0. Для этого рассмотрим изменение ЧТС: в зависимости от величины дисконта. . Результаты расчёта приведены в следующей таблице (табл. 17):

Таблица 17

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Дисконт | 0,15 | 0,12 |
|
| ЧТС | 7700 | -3 202 |
|

С помощью приведенных данных получено, что при ВНД ~ 0,15

будет ЧТС=О. Таким образом, ВНД существенно превышает величину дисконта, принятую в проекте. Вследствие этого можно считать данный проект безубыточным.

Определение срока окупаемости и индекса доходности проекта

Определим срок окупаемости проекта (Ток) по следующей формуле:

Ток=х+ЧТСх / ЧДД х+1

х - последний год, когда ЧТС < О,

ЧТСх - значение ЧТС в этом году (без минуса),

ЧДД x+1 - значение ЧДД в следующем х+1 году.

Ток == 1 + 519500/297530 =3,77года

Таким образом, проект окупается через 4 года.

В целом финансовое состояние Группы Энергомаш оценивается как тяжелое, прежде всего из-за чрезвычайно высокой долговой нагрузки, уровень которой относит компанию к группе высокого риска. При этом ситуация в дальнейшем может только усугубиться, поскольку эффект от осуществляемых инвестиций ожи-дается лишь через несколько лет, а традиционная деятельность не генерирует достаточного денежного потока, чтобы финансировать инвестиционный проект. Кроме того, на эффективность работы ГТ-ТЭЦ Энерго будут влиять риски, связанные с государственным регулированием тарифов на газ, тепло- и электроэнергию. Избежать их можно переключаясь на независимых поставщиков газа и создавая собственные распределительные сети, однако эти пути решения потребуют дополнительных капитальных вложений и вряд ли приемлемы. Позитивным фактором является то, что до сих пор Группе Энергомаш удавалось сохранять преобладание долгосрочных обязательств в общей сумме задолженности: их доля с учетом корректировки составляет 61.6%.

При всех положительных моментах проект по строительству газотурбинных ТЭЦ высоко чувствителен к внешним условиям, управлять которыми Группа Энергомаш не в состоянии. Прежде всего, это касается готовности кредиторов предоставлять Группе финансирование в требуемом объеме на длительный срок, превышающий сроки окупаемости ТЭЦ. В ближайшие годы ожидается дальнейшее увеличение долговой нагрузки и, учитывая, что строительство станции занимает год, после чего она три квартала работает в режиме

опытной эксплуатации, мы ожидаем ухудшения финансового состояния Группы. Таким образом, в ближайшие годы Группа не сумеет снизить собственный финансовый риск и будет требовать повышенного внимания к реализации проекта ГТ-ТЭЦ Энерго – в частности к эффективности работы пилотных станций. Привлекаемые ресурсы, главным образом, направляются на финансирование строительства газотурбинных ТЭЦ, каждая из которых возводится примерно за год и рассчитана на окупаемость в течение 5-6 лет. В то же время ежеквартальное финансирование текущих объектов обходится пример-

но в $50 млн., что вынуждает Группу придерживаться агрессивной политики заимствования. При столь высоких размерах задолженности и низкой рентабельности показатели покрытия находятся на крайне низких уровнях.

Из последних новостей Сбербанк и "Росатом" поделят "Энергомаш", чтобы погасить его долги**.** Сбербанк намерен начать контролируемое банкротство групп-пы "Энергомаш", одного из крупнейших в стране производителей энерго-оборудования, чей долг приблизился к 30 млрд руб. Банк хочет выкупить активы "Энергомаша" с конкурсных торгов, предложив половину из них "Росатому", потребителю группы. Идея имеет смысл, только если "Росатом" согласится загрузить предприятия "Энергомаша" гарантированным заказом. Управление по работе с проблемными активами банка предлагает руководству Сбербанка вернуть долги "Энергомаша" через банкротство его структур. Идея в том, что банк и один из потребителей "Энергомаша", "Росатом", покупают все его предприятия в соотношении 50:50. Предприятия начинают банкротство — большинство из них уже подали заявления о своей несостоятельности, последним это сделало "ГТ-ТЭЦ Энерго". Одновременно с покупкой предприятий "Энергомаша" "Росатом" и Сбербанк создают новое юридическое лицо, которое получает кредиты банка. Деньги будут направлены на покупку имущества "Энергомаша", которое в процессе банкротства будет распродаваться с конкурсных торгов.  
 Таким образом, структура "Росатома" и Сбербанка купит активы группы, очищенные от долгов в ходе банкротства. "Росатом" весной уже объявлял о желании купить "Энергомаш", но сделка не состоялась.  
Британская Energomash UK Ltd владеет ОАО "Энергомашкорпорация", которое контролирует машиностроительные заводы в Белгороде, Барнауле, Энгельсе, Екатеринбурге, Свердловской области, Волгодонске, Чехове, ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго" (строит объекты малой энергетики и управляет ими) и сеть инжиниринговых центров. Более 90% акций Energomash принадлежит главе группы Александру Степанову. Кредиты, которые Сбербанк выдаст новой структуре под покупку активов "Энергомаша", банк сможет вернуть только через шесть-семь лет — они будут погашаться за счет операционной деятельности предприятий группы. Оперативное управление "Энергомашем" должно будет остаться у Александра Степанова, но большинство в совете директоров группы получат представители банка и "Росатома", сказано в презентации. Господин Степанов будет обладать правом обратного выкупа активов "Энергомаша" при выполнении определенного бизнес-плана (его детали в презентации не раскрыты).

**Заключение**

Несмотря на относительно скромную долю малой энергетики в энергобалансе страны, значимость ее трудно переоценить. По разным оценкам, от 50 до 70 % территории России не охвачены централизованным электро-снабжением, а по централизованному теплоснабжению до 80%. Потенциал ГТ-ТЭЦ в традиционном секторе малой энергетики также весьма значителен: суммарная мощность малых электростанций составляет 17 ГВт (8% от совокупной установленной мощности электростанций РФ). Около 26% от общего производства тепла в РФ вырабатывается на малых котельных и индивидуальных отопительных установках. Моральный и физический износ этих мощностей составляет 80%. Небольшие маневренные высокоэкономичные электростанции, не требующие больших капитальных затрат на строительство и способные динамически изменять параметры производства электроэнергии и тепла в зависимости от потребностей потребителя обладают значительными конкурентными преимуществами. По стоимости электроэнергии и срокам окупаемости малые электростанции, работающие на природном газе, способны конкурировать не только с обычными ДЭС, но и с мощными электростанциями в системе централизованного электроснабжения.

После 1990 года, энергопотребление в России снижалось и достигло мини-мума в 1998 г. Причем снижение от максимальных уровней было около 20%. Затем начался плавный рост - в среднем в 2001-2005 г. потребление росло на 1.7%. Однако в 2006 г. образовался качественный скачок - потребление выросло на 4.2%. Теперь РАО ЕЭС России прогнозирует ежегодный рост на 5%. Потому, долгое время, новые мощности практически не вводились (с избытком хватало старых), но в настоящее время дефицит электронергии заставил стимулировать инвестиции в новые мощности. Электроэнергетика России на современном этапе характеризуется неопределенностью, связанной с реформированием структуры РАО ЕЭС России и ее дочерних обществ, и повышенным износом основных производственных мощностей. Сложившаяся сейчас в РФ ситуация явно неблагоприятна для реализации долгосрочных и фондоемких проектов. Это заставляет наряду с мерами интенсивного характера оперативно искать скрытые резервы в самих системах электроэнергетики в целом и, в частности, в системах электроснабжения отдельных районов страны и промышленных объектов различного профиля, реализуемые с меньшими затратами. Кроме того, такие виды топлива, как уголь и мазут в большинстве регионов не имеют перспективы в силу целого ряда причин (дороговизна добычи и транспортировки, неудовлет-ворительные экологические характеристики и т.д.). Все это вызвало острую потребность предприятий и муниципальных структур в форсированной разработке мобильных и легко сборных автоматизированных газотурбинных электростанций (ГТ-ТЭЦ) различной (обычно небольшой) мощности с улучшенными технико-экономическими показателями, а также с использованием современных технологий. Разработка и строительство ГТ-ТЭЦ соответствует всем требованиям современного рынка энергетики.

**Библиографический список**

1. Балабанов И.Т. Основы финансового менеджмента. Как управлять экономикой. – М.: Финансы и статистика, 2005. – с. 47-49.

2. Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория анализа хозяйственной деятельности: Учебник. - М.: Финансы и статистика, 2004. – с. 58.

3. Берстайн Л.А. Анализ финансовой отчетности.- М.: Финансы и статистика, 2004. – с. 126.

4. Борисов Л.П. Оценка результатов финансово-хозяйственной деятельности предприятия/ Консультант, № 8, 2005. – с. 71-75.

5. Бороненкова С.А. Управленческий анализ: Учеб. Пособие.- М.: Финансы и статистика, 2005. – с. 67.

6. Быкадоров В.Л., Алексеев П.Д. Финансово-экономическое состояние предприятия. Практическое пособие. - М.: Издательство "ПРИОР", 2005. – с. 15.

7. Рабочий проект ГТ-ТЭЦ Энерго, 2005

8. Годовая отчетность ГТ-ТЭЦ Энерго за 2006,2007,2008,2009 годы

9. Г. В. Савицкая Анализ хозяйственной деятельности предприятия

10. [www.cbonds.info](http://www.cbonds.info) новости и аналитика деятельности ГТ-ТЭЦ