**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ ЗА СЧЕТ ОБНОВЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ**

**Диплом**

**Содержание**

Введение…………………………………………………………………………...5

Глава 1 Теоретические аспекты повышения эффективности деятельности предприятий электроэнергетики в России……………...7-29

1.1 Современное состояние электроэнергетики России…………………..7

1.2 Программа модернизации отрасли электроэнергетики……….……..15

1.3 Стратегия инновационного развития отрасли электроэнергетики.…21

Глава 2 Анализ производственно-хозяйственной деятельности филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» за 2010-2012г………………………….30-51

2.1Анализ производства и реализации продукции на предприятии …..30

2.2 Анализ основных фондов и производственных мощностей …..........34

2.3 Анализ затрат на производство продукции на предприятии...……...45

Глава 3 Основные направления повышения эффективности за счет обновления основных фондов филиала ОАО «ОГК–3» «Гусиноозерская ГРЭС»………………………………………………………………………....52-68

3.1 Пути повышения эффективности деятельности предприятия………52

3.2 Технико-экономическое обоснование обновления основных производственных фондов…………………………………...…………….…….57

3.3 Оценка экономической эффективности от реализации проекта…....60

Заключение……………………………………………………………...………..69

Список использованных источников…………………………………………...71

Приложения………………………………………………………………….…..74

|  |
| --- |
| [Вернуться в библиотеку по экономике и праву: учебники, дипломы, диссертации](http://учебники.информ2000.рф/index.shtml)  [Рерайт текстов и уникализация 90 %](http://учебники.информ2000.рф/rerait-diplom.shtml)  [Написание по заказу контрольных, дипломов, диссертаций. . .](http://учебники.информ2000.рф/napisat-diplom.shtml) |

**Введение**

Рациональное использование основных фондов является одной из главных задач предприятия. А проблема повышения эффективности использования основных фондов занимает центральное место на предприятии. Понятие эффективность означает результативность, действенность, то есть возможность добиться успеха, больших результатов при минимальных затратах. Повысить эффективность работы для предприятия означает обеспечить наиболее результативный и выгодный путь развития, увеличение объема производства, улучшение качества продукции и выполнения работ при возможно меньших расходах трудовых, материальных, финансовых ресурсов, но важно наиболее рационально использовать основных производственных фондов, особенно их активную часть. Обязательным условием эффективного хозяйствования является опережающий рост конечных результатов производства по сравнению с затратами, за счет которых эти результаты достигнуты.

**Вернуться в каталог готовых дипломов и магистерских диссертаций –**

[**http://учебники.информ2000.рф/diplom.shtml**](http://учебники.информ2000.рф/diplom.shtml)

Современное состояние электроэнергетики России характеризуется значительным технологическим отставанием от достигнутых в мире результатов, существенно снижающим технический уровень и эффективность отрасли.

Главной целью развития электроэнергетики на временном интервале до 2030 года является ликвидация этого отставания, что потребует проведения интенсивной системной работы государства и бизнеса при реализации на инновационной и инвестиционной основе Энергетической стратегии и Генеральной схемы.

Поставленные Президентом и Правительством Российской Федерации задачи повышения эффективности работы электроэнергетики определили принятые в Генеральной схеме подходы и направления реконструкции и обновления генерирующего оборудования электрических станций. Генеральная схема предусматривает следующие направления демонтажа и технического перевооружения электростанций по типам генерации, не зависящие от рассматриваемых вариантов роста электропотребления.

Технически по тепловым электростанциям может быть обеспечено практически непрерывное продление сроков эксплуатации за счет замены отдельных узлов и элементов оборудования.

Цель написания бакалаврской работы – разработка мероприятий по повышению эффективности деятельности предприятия за счет обновления основных фондов.

Исходя, из поставленной цели можно выделить следующие задачи:

- изучение теоретических основ обновления основных фондов;

- анализ краткой характеристики финансово-экономической деятельности предприятия;

- анализ состава и структуры основных фондов;

- анализ эффективности использования основных фондов;

- анализ затрат на производство электроэнергии;

- разработка мероприятий по повышению эффективности деятельности предприятия.

Объект исследования – филиал «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС».

Предмет исследования - анализ использования основных фондов филиала «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС».

Теоретической и методологической основой послужили труды ученых, законодательные, нормативные акты, нормативно-справочные материалы. В работе использованы данные годовых отчетов и статистической отчетности.

Содержание работы состоит из трех частей:

1. Теоретические аспекты повышения эффективности деятельности предприятий электроэнергетики в России;
2. Анализ производственно-хозяйственной и финансово-экономической деятельности филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС»;
3. Основные направления повышения эффективности деятельности предприятия филиала ОАО «ОГК–3» «Гусиноозерская ГРЭС».

**Глава 1 Теоретические аспекты повышения эффективности деятельности предприятий электроэнергетики в России**

* 1. **Современное состояние электроэнергетики России**

Впервые за  последние 10  лет электроэнергетика Российской Федерации в 2010 г. функционировала в условиях спада электропотребления. За первые

10 месяцев 2010 г. электропотребление по сравнению с аналогичным пери-

одом 2009  г. снизилось на 6,5%. Наибольшее отклонение от уровня 2009  г.

(–8,9%) наблюдалось в мае месяце. По  итогам 2010  г. электропотребление

по  сравнению с  2009  г. снизилось на  4,7%. В  отдельных регионах страны из-за разного влияния экономического кризиса и состояния региональной экономики тенденция в динамике электропотребления была неоднородной.

В целом в 2010 г. в большинстве субъектов Российской Федерации снижение

электропотребления составило 0,16—16,42%, а прирост в пределах 0,3—6,3%

отмечен лишь в 11 субъектах Российской Федерации.

Из-за спада электропотребления производство электроэнергии в  2010  г.

по сравнению с 2009 г. уменьшилось на 4,8%. При этом из-за более благопри-

ятных гидрологических условий на реках Волга, Кама, Енисей, Ангара, Зея

и Бурея по сравнению с 2009 г. производство электроэнергии на гидроэлект-

ростанциях увеличилось на 5,6%, а на тепловых электростанциях снизилось

на 8,6%.

В августе 2009  г. произошла тяжелейшая авария на  Саяно-Шушенской

ГЭС. Погибли люди. В  преддверии зимы из  энергобаланса Сибири выпа-

ло 6,4 ГВт мощности. Были предприняты экстренные меры по увеличению

поставок угля на  тепловые электростанции. Организовано строительство и ввод в 2009 г. в работу ВЛ 220 кВ Аскиз — Бея. Введен в эксплуатацию БСК на подстанции 500 кВ Означенное. Была обеспечена повышенная готовность к проведению аварийно-восстановительных работ генерирующими и  сетевыми компаниями. Все эти меры обеспечили прохождение в Сибири ОЗП 2009—2010 гг. без системных сбоев.

В 2010 г. обострилась проблема неплатежей потребителей за электрическую и тепловую энергию. Объем неплатежей вырос с 48 млрд руб. в начале года до 75 млрд. руб. в конце. Неплатежи распространились с розничного рынка на оптовый, на  сетевой комплекс и  стали угрозой для надежности энергоснабжения потребителей. Особенно большой объем задолженности наблюдается в регионах Северного Кавказа.

Распоряжением Правительства от  13.11.2010  №  1715-р была утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Стратегия определила цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей.

В середине 2010  г. был принят новый механизм гарантирования инвестиций (МГИ). Реализация МГИ позволит осуществлять более эффективное финансирование инвестиционных проектов, которые обеспечивают формирование технологического резерва энергомощностей по  производству электроэнергии в  целях повышения надежности функционирования Единой энергетической системы страны и предотвращения возникновения дефицита электрической мощности.

Важнейшие изменения произошли в правилах и механизмах торговли электрической энергией и мощностью.

С 1  июля 2010  г. начался очередной этап либерализации российского оптового рынка электроэнергии (мощности). С  этого дня доля электроэнер

гии, реализуемая на оптовом рынке по свободным ценам, достигла 50—55%

от общего объема реализации рынка. Увеличение доли либерализации оп-

тового рынка электроэнергии не оказало существенного влияния на цены

электроэнергии для конечных потребителей.

С 3  сентября 2010  г. Системный оператор стал осуществлять управле-

ние режимами ЕЭС России на  основании планов балансирующего рынка

(ПБР), формируемых 8 раз в сутки — каждые 3 ч. Переход на расчеты ПБР

с  трехчасовым интервалом вместо применяемого ранее четырехчасового интервала позволяет ОАО «СО ЕЭС» более точно и оперативно учитывать

актуальное состояние ЕЭС России при формировании графиков работы электростанций и  расчете ценовых индексов БР.  Таким образом, обеспе-чивается максимальная адекватность ценовых сигналов актуальному со-стоянию ЕЭС. Кроме того, участники рынка получили возможность более оперативно участвовать в формировании оптимальных для них графиков загрузки электростанций.

В начале декабря 2010  г. Системный оператор завершил процедуру конкурентного отбора ценовых заявок на  продажу мощности (КОМ) на  2011  г. Участие в  КОМ приняли 48  генерирующих компаний. Процедура КОМ проведена для 355 электростанций, зарегистрированных на оптовом рынке электроэнергии и мощности и допущенных к отбору.

Объем электропотребления Российской Федерации в  2010  г. по  оперативным данным ОАО «СО  ЕЭС» и  с  учетом фактических данных ОАО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» составил 963,8 млрд кВт∙ч, что на 4,7% ниже, чем в 2009 г.

С учетом того, что в феврале 2009 г. на одни календарные сутки было больше, чем в феврале 2010 г., то при исключении этих суток из расчетов спад электропотребления в 2010 г. составил 4,2%. Если же учесть и влияние температурных факторов, т. е. привести электропотребление 2010  г. к  температурным условиям 2009 г., то спад электропотребления в 2010 г. составил 5,1%.

На рисунке  1  показана динамика фактического электропотребления 2009-2010 гг.

Рисунок 1 Динамика электропотребления в 2009—2010 гг.

По итогам 10 месяцев 2010  г. снижение электропотребления в Российской Федерации по отношению к аналогичному периоду 2009 г. составило 6,4%, а в ноябре — декабре 2010 г. прирост электропотребления составил 3,6%.

В целом за 2010  г. снижение электропотребления произошло во всех энергозонах. Наибольшее снижение наблюдалось в объединенной энергосистеме Средней Волги (8,0%), наименьшее — в энергосистеме Дальнего Востока (1,9%).

По состоянию на  1  января 2011  г. установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 211,9 млн кВт, в т. ч. ТЭС — 144,0 млн кВт (67,9%), ГЭС — 44,4 млн кВт (21,0%), АЭС– 23,5 млн кВт (11,1%), показаны на рисунке 2.

Рисунок 2 Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

В 2010 г. на территории России введено в эксплуатацию 1524,3 МВт новых генерирующих мощностей, что на  17,8% ниже уровня 2009  г. Энергокомпаниями с  государственным участием введено 481 МВт, частными энергокомпаниями — 1043,3 МВт. Ввод мощностей, предусмотренных договорами предоставления мощности (ДПМ), в 2009  г. составил 293,5 МВт.

В 2010  г. производство электроэнергии в Российской Федерации по оперативным данным ОАО «СО ЕЭС» с учетом фактических данных ОАО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» составило 978,0 млрд кВт∙ч, что на 4,8% ниже, чем в 2009 г. По итогам первых 10 месяцев 2010 г. по сравнению с тем же периодом 2009 г. снижение объемов производства электроэнергии составило 6,5%, а за ноябрь-декабрь 2010 г. по сравнению с ноябрем-декабрем 2009 г. производство электроэнергии увеличилось на 3,1%.

Производство электроэнергии в  2010  г. тепловыми электростанциями составило 638,7 млрд кВт∙ч (–8,6% к уровню 2009 г.), что обусловлено спадом электропотребления и увеличением производства электроэнергии на ГЭС.

На гидроэлектростанциях в  2010  г., несмотря на  аварийный останов Саяно-Шушенской ГЭС, произошло увеличение производства электроэнергии на 5,6% (176,0 млрд кВт∙ч) благодаря более благоприятным гидрологическим условиям на реках Волга, Кама, Енисей, Ангара, Зея и Бурея по сравнению с 2009 г.

По итогам 2010 г. существенно превышен учтенный в прогнозном балансе ФСТ России на 2010 г. среднемноголетний объем выработки электроэнергии на следующих ГЭС:

Каскад Верхневолжских ГЭС — на 41,5%,

• Красноярская ГЭС — на 27%,

• Зейская ГЭС — на 15%,

• Бурейская ГЭС — на 14,5%,

• Новосибирская ГЭС — на 12%,

• Воткинская ГЭС — на 8%,

• Камская ГЭС — на 7%.

• Саяно-Шушенская ГЭС по итогам 7 месяцев 2010 г. также превысила про-

гноз ФСТ России по выработке электроэнергии в январе — июле на 17,5%.

Производство электроэнергии атомными электростанциями составило

163,3 млрд кВт∙ч (+0,6% к уровню 2009 г.).

В общей выработке электроэнергии в  2010  г. доля ТЭС составила

65,4% (в  2009  г. — 68,1%.), ГЭС — 17,9% (в  2009  г. — 16,1%), АЭС — 16,7% (в 2009г. — 15,8%).

Объемы производства электроэнергии ТЭС, ГЭС, АЭС

в 2009—2010 гг. представлены в табл.1.1

Таблица 1.1

Производство электроэнергии ТЭС, ГЭС, АЭС в 2009-2010 гг., млрд кВт/ч

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | 2009 | 2010 | 2010 г. к 2009 г., % |
| Всего по России | 1027,8 | 978,0 | -4,8 |
| ТЭС | 698,9 | 638,7 | -8,6 |
| ГЭС | 166,6 | 176,0 | 5,6 |
| АЭС | 162,3 | 163,3 | 0,6 |

Работа электроэнергетики Российской Федерации в 2010 г. характеризуется следующими основными показателями (табл.1.2 ).

Таблица 1.2

Фактический баланс электроэнергии в 2010 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Статьи баланса | 2010 г., млрд кВт/ч | 2010 г. к 2009 г., % |
| Электропотребление | 963,8 | - 4,7 |
| Производство электроэнергии – всего, в т.ч. | 978,0 | -4,8 |
| ТЭС | 638,7 | -8,6 |
| ГЭС | 176,0 | +5,6 |
| АЭС | 163,3 | +0,6 |
| Экспорт (сальдо) | 14,2 | -15,4 |

Электропотребление в 2010 г. снизилось по сравнению с 2009 г. из-за спада промышленного производства, вызванного кризисными явлениями в российской экономике. Снижение потребности в  электроэнергии привело к снижению объемов производства электроэнергии. Так как атомные электростанции большую часть времени работали по намеченной производственной программе, а гидроэлектростанции вследствие крайне благоприятных 16 гидрологических условий обеспечивали рекордные объемы производства электроэнергии, то  основное снижение производства электроэнергии произошло на тепловых электростанциях.

По состоянию на 31.12.2010 г. задолженность потребителей электроэнергии на розничном рынке электроэнергии перед гарантирующими

поставщиками (ГП) — участниками ОРЭ составила 75,5 млрд руб. (с НДС). В  течение 2010 г. задолженность потребителей перед ГП увеличилась на 27,7 млрд руб. (57,3%).

Основные причины роста задолженности:

• ухудшение условий экономической деятельности потребителей электро-

энергии в кризисный период;

• проблемы привлечения кредитных ресурсов;

• низкая платежная дисциплина в расчетах за потребленную электроэнергию, неудовлетворительная работа ЭСК и РСК по введению ограничений для неплательщиков, низкая эффективность работы региональных штабов с потребителями-неплательщиками.

В течение 2010 г. самая большая задолженность возникла в феврале 2010 г. На конец этого месяца она составила 90,6 млрд руб. С марта по июль 2010 г. задолженность потребителей электроэнергии на  розничном рынке постепенно снижалась. В  июле 2010  г. была самая маленькая задолженность — 68,5 млрд руб. В августе — ноябре 2010 г. расчеты потребителей ухудшились и задолженность перед ГП выросла. В декабре 2010 г. в связи с поступлением субсидий федерального бюджета и улучшением работы ГП с потребителями-неплательщиками задолженность перед ГП снизилась на 12 млрд руб.

В течение 2010  г. во всех регионах России, кроме Сибири, произошло увеличение задолженности потребителей электроэнергии на розничном рынке. Наибольший абсолютный рост задолженности за  электроэнергию произошел в Центре и на Урале — на 6,9 и 6,0 млрд руб. соответственно, а наибольший относительный прирост задолженности наблюдался на Северо-Западе — 126,1% и на Волге — 123,8%.

* 1. **Программа модернизации отрасли электроэнергетики**

Потребность в установленной мощности на территории ОЭС определяется суммой максимума нагрузки, нормируемого расчетного резерва мощности, сальдо экспорта-импорта мощности и ограничений на использование мощности всех типов электростанций в период максимума нагрузки в осенне-зимний период (условно рабочий день последней недели декабря каждого года прогнозируемого периода) для условий среднемноголетней температуры.

Среди перечисленных факторов, определяющих потребность в установленной мощности электростанций, основным является годовой максимум нагрузки. Для ОЭС европейской части страны и ОЭС Сибири, работающих параллельно, совмещенный максимум определяется суммой нагрузок ОЭС в час совмещенного годового максимума нагрузки ЕЭС России, а для ОЭС Востока и изолированных районов – их собственными годовыми максимумами нагрузки.

Максимальная нагрузка ЕЭС России в 2010 году зафиксирована 17 декабря в размере 150,0 млн кВт. Максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России в 2010 году оценивается в размере 153,0 млн кВт.

Величина совмещенного максимума нагрузки ОЭС существенно зависит

от режима электропотребления на соответствующей территории, а также от степени совмещения максимумов нагрузки отдельных ОЭС в час прохождения годового максимума нагрузки ЕЭС России. В целом за период до 2030 года ожидается уплотнение режимов электропотребления за счёт более интенсивного производства в летнее, а также в вечернее и ночное время.

В соответствии с Генеральной схемой к 2015 году максимальная нагрузка в зоне централизованного электроснабжения России составит

порядка 170 и 174 млн кВт для базового и максимального вариантов соответственно. Среднегодовой прирост значений максимума нагрузки за период 2010-2015 годы составит соответственно - 1,7 – 2,2%%.

В период 2016 – 2020 годы рост максимума нагрузки будет происходить более высокими темпами, что соответствует темпам прироста спроса на электроэнергию. К 2020 году значения максимальной нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России ожидаются на уровне 194 и 208 млн кВт или 2,7 и 3,6%% среднегодового прироста соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

В период 2021 – 2030 годы среднегодовые приросты максимумов нагрузки ожидаются в меньших размерах, что обусловлено в том числе широкомасштабнымвнедрением мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности в производстве и потреблении электроэнергии. Максимальная электрическая нагрузка в зоне централизованного электроснабжения России в 2030 году ожидается на уровне 232 – 276 млн кВт соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

В целом за период 2010 – 2030 годы. среднегодовые приросты нагрузки в зоне централизованного электроснабжения оцениваются в размере порядка 2,0 и 2,9%% соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

Значительное влияние на потребность в установленной мощности

электростанций оказывает величина резерва мощности, необходимого для

обеспечения надежности функционирования ОЭС и ЕЭС России. Величины

нормируемого расчетного резерва мощности в период до 2030 года по ОЭС России определены в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, и составляют от максимума нагрузки:

- по европейской секции ЕЭС России – 17%,

- по ОЭС Сибири – 12%,

- по ОЭС Востока – 22%.

Суммарный резерв европейской секции ЕЭС России распределяется

по входящим в ее состав объединенным энергосистемам в следующих долях:

ОЭС Северо-Запада – 0,15

ОЭС Центра – 0,32

ОЭС Юга – 0,10

ОЭС Средней Волги – 0,11

ОЭС Урала – 0,32.

Абсолютная величина резерва мощности в зоне централизованного

электроснабжения России в целом в 2015 году оценивается в размере 28,2-48

28,9 млн кВт и в 2030 году увеличивается до 38,3-45,2 млн кВт соответственно для базового и максимального вариантов электропотребления.

Предлагаемые в настоящих Сценарных условиях мероприятия по развитию генерирующих мощностей базируются на материалах Генеральной схемы с учетом принятых Правительством Российской Федерации уточнений по перечню объектов, на которых будет осуществляться поставка мощности по договорам на предоставление мощности (распоряжения Правительства Российской Федерации от 11.08.2010 № 1334-р и от 05.10.2010 № 1685-р), а также ожидаемых объемов ввода генерирующих мощностей в 2011 году и инвестиционной программы на 2012-2014 годы.

Поставленные Президентом и Правительством Российской Федерации задачи повышения эффективности работы электроэнергетики определили принятые в Генеральной схеме подходы и направления реконструкции и обновления генерирующего оборудования электрических станций. Генеральная схема предусматривает следующие направления демонтажа и технического перевооружения электростанций по типам генерации, не зависящие от рассматриваемых вариантов роста электропотребления:

Тепловые электростанции. Технически по тепловым электростанциям может быть обеспечено практически непрерывное продление сроков эксплуатации за счет замены отдельных узлов и элементов оборудования. Однако экономически это мероприятие для ТЭС на угле и газе с разными начальными параметрами пара и типами оборудования далеко не всегда эффективно.

Расчеты по оптимизации структуры генерирующих мощностей, проведенные в рамках разработки Генеральной схемы, показали целесообразность вывода из эксплуатации оборудования электростанций на газе на параметры пара 9 МПа и ниже. Однако для принятия окончательных решений по выводу из эксплуатации неэффективного оборудования требуется детальная проработка возможности обеспечения электрических режимов в местах нагрузки (энергоузлах) и покрытия тепловой нагрузки после демонтажа теплофикационного турбинного оборудования на параметры пара 9 МПа и ниже.

Вместе с тем приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 430 определены критерии технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования для участия в конкурентном отборе мощности; предполагается, что в дальнейшем, по мере развития рынка мощности, критерии отбора могут ужесточаться с целью обеспечения повышения эффективности функционирования электроэнергетики.

В Генеральной схеме объем демонтажа генерирующего оборудования в период до 2020 года учтен в соответствии с поступившими от энергетических компаний предложений с учетом проведенной оптимизации структуры установленной мощности. До 2020 года принято к демонтажу 12,2 млн кВт.

За 2020 годом объем демонтажа определен исходя из технико-экономических оценок целесообразности замены неэффективного оборудования и целевых установок по выводу из эксплуатации ПСУ на газе с высокими удельными расходами топлива.

В частности, в период 2021—2030 годов:

- рекомендуются к демонтажу и замене на парогазовые и газотурбинные установки конденсационные и теплофикационные агрегаты с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже, работающие на газе. Замена генерирующей

мощности демонтируемого оборудования осуществляется как на действующих площадках, так и за счет установки оборудования на новых площадках. Всего в период 2021—2030 гг. принято к демонтажу 0,9 млн кВт теплофикационного оборудования и 0,5 млн кВт конденсационного оборудования на газе с параметрами пара 9 МПа и ниже;

- рекомендуется к демонтажу и замене около 80% оставшегося в эксплуатации конденсационного (6,6 млн кВт), а также более 30 % теплофикационного оборудования (9,9 млн кВт), работающего на газе, с начальными параметрами пара 13 МПа;

- рекомендуются к замене не менее 50 % газовых конденсационных и

теплофикационных энергоблоков с начальными параметрами пара 240 МПа

единичной мощностью 250 МВт и выше в суммарном объеме 17,8 млн кВт.

В рассматриваемый период рекомендовано продление сроков эксплуатации действующего оборудования на угле во всех районах. Это связано с большей эффективностью продления сроков эксплуатации, чем замены на новые блоки всех типов оборудования на угле. Эффективность продления определяется как большой капиталоемкостью оборудования на угле, так и меньшей разницей в КПД новых и действующих энергоблоков.

Таким образом, суммарный объем, рекомендуемый Генеральной схемой к выводу из эксплуатации в период 2010-2030 годы независимо от варианта

прогнозируемого электропотребления, составляет 67,7 млн кВт, в том числе на АЭС 16,5 млн кВт и на ТЭС – 51,2 млн кВт (таблица 1.3).

Таблица 1.3

Рекомендации по демонтажу оборудования в период 2010-2030 годы для базового и максимального вариантов электропотребления, млн кВт

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2010-2015 годы | 2016-2020 годы | 2012-2025 годы | 2026-2030 годы | 2010-2030 годы |
| Всего по зоне централизованного электроснабжения, в т.ч.: | 7,7 | 9,6 | 23,3 | 27,1 | 67,7 |
| АЭС | 0,2 | 3,8 | 4,6 | 7,9 | 16,5 |
| ТЭС | 7,5 | 5,8 | 18,7 | 19,2 | 51,2 |

Вместе с тем в Генеральной схеме отмечается, что предложенный объем

демонтажа генерирующего оборудования не обеспечивает активное обновление мощности на ТЭС. При благоприятных условиях развития электроэнергетики (значительный приток инвестиций в отрасль, большой ежегодный объем ввода мощности на электростанциях и др.) объем демонтажа генерирующего оборудования на ТЭС должен быть удвоен и доведен до 101,8 млн кВт. В этом варианте рекомендуется демонтаж всего оборудования ТЭС сроком службы старше 50 лет, прежде всего работающих на газе с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже.

Для обеспечения замещения демонтируемого оборудования в варианте

активного обновления электроэнергетики дополнительно к рекомендуемым

Генеральной схемой объемам ввода генерирующих мощностей на ТЭС в базовом и максимальном вариантах электропотребления потребуется ввод мощности в размерепорядка 10 млн кВт в период до 2020 года и 41,6 млн кВт – в период 2021—2030 годы.

Замену выводимого из эксплуатации оборудования рекомендуется проводить на новых или действующих площадках, с заменой паросилового конденсационного оборудования крупными экономичными ПГУ единичной мощностью 800, 500 и 400 МВт, а теплофикационных ПСУ – на ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ включая, при необходимости, распределенные когенерационные

установки малой мощности. В период после 2021 года при замене оборудования, работающего на угле, предполагается использование технологии газификации твердого топлива.

Технический прогресс создает новые виды средств труда, совершен­ствует действующие, т. е. расширяет возможности основных фондов. Значит, технический прогресс — основное направление повышения фондоотдачи. Именно технический прогресс органически связан с вложением капитальных средств и определяет возможности увеличения эффективности их использо-

вания. Технический прогресс создает новые средства труда, но после их создания и внедрения необходима их рациональная эксплуатация как экстенсивная, так и интенсивная. Эффективность использования созданных основных фондов зависит от качества управления ими, ко­торое обусловлено комплексом организационно-технических мероп­риятий по совершенствованию работы не только собственно основных фондов, но и производства в целом.

**1.3 Стратегия инновационного развития отрасли электроэнергетики**

Современное состояние электроэнергетики России характеризуется значительным технологическим отставанием от достигнутых в мире результатов, существенно снижающим технический уровень и эффективность отрасли.

Главной целью развития электроэнергетики на временном интервале до 2030 года является ликвидация этого отставания, что потребует проведения интенсивной системной работы государства и бизнеса при реализации на инновационной и инвестиционной основе Энергетической стратегии и Генеральной схемы.

Основными задачами инновационного развития в прогнозируемый период являются:

- формирование и разработка технологических платформ, создание в сжатые сроки новейших технологий и оборудования, обеспечение условий для долгосрочного инновационного развития и модернизации электроэнергетики и вывод отрасли к концу периода на передовой мировой уровень;

- cущественное повышение технического уровня электроэнергетики, совершенствование структуры производства, транспорта и распределения

электрической и тепловой энергии, улучшение показателей энергоэффективности в генерации, электрических и тепловых сетях;

- максимальное снижение экологического воздействия электроэнергетики на окружающую среду и климат планеты, развитие и широкое вовлечение в производство возобновляемых источников энергии, утилизация отходов

производства и потребления электроэнергии и тепла;

- cоздание и широкое применение интеллектуальных (Smart) систем в генерации, электрических сетях, диспетчерско-технологическом управлении и теплоснабжении. Повышение на этой основе надёжности и эффективности

энергоснабжения потребителей;

- cоздание условий для развития отечественного энергомашиностроения и электроаппаратостроения с целью сокращения импорта и полного обеспечения потребности электроэнергетики в новом оборудовании и технологиях.

Государственная техническая политика в электроэнергетике формируется Минэнерго России, Минобрнауки России, Федеральным агентством по науке и инновациям, другими министерствами и ведомствами, Российской академией наук, инфраструктурными акционерными компаниями с высокой долей государственной собственности – ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «РусГидро». Частные генерирующие, электросетевые и сбытовые компании осуществляют техническую политику в рамках своих границ.

Государство осуществляет в прогнозируемый период программно-целевое планирование, нормативно-правовое, нормативно-техническое, организационное и финансовое обеспечение разработки и создания новых технологий в электроэнергетике.

Ключевым моментом в достижении поставленной выше цели и решении

перечисленных задач является эффективная совместная работа государства и

бизнеса по технологическому обеспечению отрасли на основе государственно-частного партнёрства в стартовый период 2011-2015 годов, готовность отечественных или лицензионных технологий на стадии демонстрационных проектов, их унификация и типизация.

Временной интервал, в рамках которого должна быть обеспечена готовность подавляющего большинства новых технологий для широкого

внедрения, не должен выходить за рамки 2015 года и лишь для особо сложных перспективных технологий, требующих длительных исследований и создания новых материалов, может быть установлен индивидуальный более поздний срок.

Поручениями Президента Российской Федерации от 29 марта 2010 года №Пр-839 поставлены конкретные задачи по освоению новых технологий в

электроэнергетике. Они, в частности, касаются стимулирования производства парогазовых установок и угольных энергоблоков со сверхкритическими параметрами пара; сроков обязательного перехода на парогазовый цикл в соответствующих секторах энергогенерации; максимального использования потенциала когенерации и модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований.

Обязательный перевод на парогазовый цикл действующих КЭС и ТЭЦ

России является важной и сложной технологической задачей, выполнение которой 100 потребует мобилизации значительных объёмов финансовых и материальных ресурсов, развития отечественного энергомашиностроения, усиления проектных институтов, научного сопровождения, нормативно-правового и организационного обеспечения, участия электросетевых и топливных инфраструктурных организаций.

Эта стратегическая задача должна быть решена в течение предстоящих

двух десятилетий – до 2030 года. Поскольку переход на парогазовый цикл, как правило, будет сопровождаться увеличением мощности действующих

электростанций, переводимых на ПГУ, и производства на них высокоэффективной электроэнергии, потребуется проведение дополнительных балансовых проработок, учитывающих постанционные эффекты на интервалах 2011-2030 годов.

При этом должна повыситься степень сбалансированности по мощности

регионов за счёт первоочередного перевода на ПГУ действующих ТЭЦ.

Одновременно необходимо учитывать изменение (уменьшение) в

балансах тепловой мощности доли теплофикационных отборов турбин в составе ПГУ-ТЭЦ, величина которого должна быть нормативно обоснована (показатель альфа-ТЭЦ), а дефицит скомпенсирован эффективными источниками тепла, например, тепловыми насосами и пиковыми котельными.

Важной задачей в области научно-технической политики должно стать

достижение целевых показателей технического уровня электроэнергетики, определенных проектом Энергетической стратегии, важнейшие из которых

приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4

Показатели технического уровня электроэнергетики

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование показателей | 1 этап (2010-2015 гг.) | 2 этап (2016-2020 гг.) | 3 этап (2021-2030 гг.) |
| 1 | Эффективность топливо-использования, наилучший термический КПД, %:  - ТЭС на газе (ПГУ);  -ТЭС на твердом топливе;  -АЭС; | 57  44  32 | 60  50  34 | 68  60  36 |
| 2 | Средний эксплуатационный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС:  -г у.т./кВтч, (% к уровню 2005 г.); | До 315 (94%) | До 300 (90%) | До 270 (81%) |
| 3 | Потери в электрических сетях, % от отпуска электроэнергии в сеть; | До 12 | До 10 | До 8 |

Для реализации приведенных в таблице 1.4 перспективных показателей

технического уровня необходимо в предстоящие годы выполнить крупномасштабные работы по освоению новых технологий во всех секторах

электроэнергетики и обеспечить их широкое промышленное внедрение при новом строительстве и техническом перевооружении энергообъектов.

В предстоящие годы должны быть освоены на стадии демонстрационных проектов и подготовлены к внедрению на последующих этапах следующие технологии, которые необходимо учитывать при

подготовке предложений по вводам генерирующих мощностей:

в теплоэнергетике:

- отечественные ГТУ в широком диапазоне мощности (65—350 МВт), одновальные и многовальные парогазовые установки на их основе с термическим КПД до 60%;

- экологически чистые угольные технологии на основе газификации (КПД до 50%), циркулирующего кипящего слоя и пылевидного сжигания твёрдого топлива в энергоустановках на суперсверхкритические параметры пара с термическим КПД 45,0%;

- высокоэффективные гибридные ПГУ на природном газе (КПД 70%) и ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (КПД 60%) с блоками предвключённых

батарей топливных элементов и ТЭС на их основе и близкими к нулевым выбросами вредных веществ, включая двуокись углерода (в период до 2020 г.);

в теплоснабжении:

- модульные одновальные ПГУ-ТЭЦ мощностью 40—100—170 МВт и удельной выработкой на тепловом потреблении 1200—1500 кВтч/Гкал для

технического перевооружения действующих, строительства новых теплоэлектроцентралей и последовательного сокращения котельных в крупных городах и муниципальных образованиях;

- тепловые насосы и типовые технические решения по использованию возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентом преобразования 4—6 в системах теплоснабжения, а также для холодоснабжения (тригенерация) в крупных городах и муниципальных образованиях; 102

- телекоммуникационные IT-системы централизованного технологического управления системами теплоснабжения и другие;

в гидроэнергетике:

- экологически чистое силовое оборудования для гидроагрегатов крупных

высоконапорных ГЭС единичной мощностью 1000 МВт, обратимые гидроагрегаты ГАЭС с переменной скоростью вращения единичной мощностью 250—350 МВт, гидроагрегаты для приливных электростанций (ПЭС) и средства их сооружения с помощью наплавных блоков;

- многофункциональные комплексные АСУ ТП и централизованные системы контроля безопасности напорных сооружений ГЭС и каскадов ГЭС, обеспечивающих их работу без постоянного присутствия эксплуатационного

персонала;

- экологически чистое силовое гидроэнергетическое оборудование, системы регулирования и автоматического управления для модернизации и реконструкции действующих ГЭС;

в электрических сетях:

- интеллектуальные, в том числе самовосстанавливающиеся,с использованием цифровых систем противоаварийного управления, системообразующие и распределительные сети постоянного и оснащённые

устройствами FACTS сети переменного тока;

- сети большой пропускной способности на базе ВТСП кабелей, трансформаторов, синхронных компенсаторов, ограничителей тока, СПИНЭ

до 2020 г.;

в оперативно-диспетчерском управлении:

- управляющий комплекс оперативно-диспетчерского управления

и оперативного планирования в режиме реального времени, включая подсистемы технологической автоматики;

- иерархическая система противоаварийного управления с использованием надёжных магистральных каналов связи между уровнями диспетчерского управления и глубокая координации управляющих воздействий, охватывающих все уровни ЕЭС, и другие;

в области возобновляемых источников энергии:

- полностью автоматизированные автономные и работающие параллельно

с системой малые и микроГЭС, геотермальные электростанции (ГЕОЭС) на основе бинарного цикла; мощные ветроэлектрические установки (ВЭУ), в том числе в составе ветродизельных электростанций, технологии и оборудование для использования энергии биомассы и другие.

Важнейшая роль в реализации масштабных задач по созданию и промышленному освоению производства новых технологий отводится отечественным предприятиям энергомашиностроения, электроаппаратостроения и приборостроения, которые в сжатые сроки должны обновить и расширить собственную производственно-технологическую базу и обеспечить необходимый кадровый потенциал. Потенциальные возможности отечественной промышленности также необходимо учитывать при разработке планов инвестиционных планов генерирующих и электросетевых компаний.

В электротехнической промышленности в предстоящие годы должно быть освоено производство:

- синхронных турбогенераторов с воздушным и водяным охлаждением большой мощности для ТЭС и АЭС, расширение шкалы мощностей асинхронизированных турбогенераторов для ТЭС, гидрогенератор двигателей для ГАЭС и компенсаторов для электрических сетей, генераторов небольшой мощности 1000—5000 кВт для ВЭУ, ПЭС и других электростанций на возобновляемых источниках энергии;

- нового поколения электрооборудования на базе ВТСП: генераторов, трансформаторов, мощных электродвигателей и компенсаторов, кабельных линий большой пропускной способности, сверхпроводниковых индукционных НТСП накопителей энергии для электрических сетей и гарантированно надёжного энергоснабжения ответственных потребителей;

- нового поколения комплектных распределительных устройств на базе полупроводниковых выключателей с управляемой коммутацией, ВТСП-ограничителей тока с использованием новых диэлектрических материалов

для изоляции и дугогашения;

- гаммы проводов повышенной пропускной способности и рабочей температурой, низкими коэффициентами линейного расширения и встроенными ВОЛС для ВЛ системообразующих и распределительных электрических сетей,

- силовых полупроводниковых приборов (СПП) на основе нанотехнологий на токи 6—7 кА и напряжения 10—12 кВ, переход на SiC-технологии производства СПП всех назначений.

Для разработки или лицензионного освоения и последующего внедрения

новых энергетических технологий потребуются значительные объёмы финансирования для решения поставленных задач. Основной схемой должно стать частно-государственное партнёрство с мобилизацией всех источников финансирования: федерального и региональных бюджетов, прибыли генерирующих и электросетевых компаний, включения затрат в тарифы на электро- и теплоэнергию, привлечения банковских кредитов, участия в пулах иных не энергетических организаций.

Для ускорения ликвидации существующего технологического отставания должны быть использованы все возможности международного сотрудничества от приобретения лицензий и организации производства нового оборудования на территории России до полномасштабного участия российских организаций в наиболее важных международных и национальных проектах других стран.

Принципиально важным является добиться коренного перелома в области проектной деятельности. Это касается восстановления и развития системы типового проектирования в генерации и электрических сетях, организационно-финансового обеспечения работ; применения в проектах новейших технологий, минимизации, модульных поставок и унификации совместно с заводами–изготовителями типоразмерного ряда оборудования и проектов на его основе.

Необходимо реализовать опережающее задельное проектирование новых и действующих энергообъектов, подлежащих модернизации, техническому перевооружению и реконструкции; проектное обоснование программы поставок основного и вспомогательного отечественного и зарубежного оборудования на период до 2020 года; обоснование прогрессивной динамики показателей энергоэффективности электроэнергетики с учётом индикаторов Энергетической стратегии России до 2030 года и другие задачи.

**Глава 2 Анализ производственно-хозяйственной деятельности Филиала ОАО «ОГК–3» «Гусиноозерская ГРЭС» за 2010-2012г.**

**2.1 Анализ производства и реализации продукции на предприятии**

Гусиноозерская ГРЭС Открытое Акционерное Общество, зарегистрированное Администрацией Селенгинского района, Республики Бурятия, Постановлением от 10.09.96 г. № 198. Учредитель Акционерного общества «Гусиноозерская ГРЭС» - Российское Акционерное Общество энергетики и электрификации «Единая энергетическая система России» (РАО «ЕЭС России») со 100% долей уставного капитала.

ОАО «Гусиноозерская ГРЭС» расположена в республике Бурятия в южной части «Загустайской степи» на северном берегу Гусиного озера в 4,0 км. от города Гусиноозерска, между речкой Загустай и железнодорожной магистралью Улан-Удэ – Наушки. С ноября 2004 г. входит в состав «ОГК–3» наравне с Костромской, Печорской, Черепетской, Харанорской и Южноуральской ГРЭС. Общая установленная мощность объединения 8 тыс. 497 Мвт.

Станция предназначена для покрытия электрических нагрузок Бурятской энергосистемы, прилегающих районов Читинской области и Монголии.

Основным видом деятельности Гусиноозерской ГРЭС является производство и поставка электрической энергии на Федеральный оптовый рынок (ФОРЭМ) и тепловой энергии потребителям г. Гусиноозерска.

Организационная структура ОАО «Гусиноозерской ГРЭС» представлена в приложении.

Таблица 2.1

Основные технико-экономические показатели Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС», тыс.руб.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Основные показатели | 2010 год | 2011 год | 2012 год | Отклонения (абс/относит) | | |
| 2011  /2010 | 2012  /2010 | 2012  /2011 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Выручка от продажи продукции (работ, услуг) | 2039 821 | 2 093 496 | 2 375 267 | 53675  /2,63% | 35367  /16,44% | + 281 771  /13,4% |
| в том числе: электроэнергии | 1 474 949 | 1 526 184 | 1 792 835 | 51235  /3,47% | 317886  /21,55% | 266651  /17,47% |
| в том числе: теплоэнергии | 564 872 | 567 312 | 582 432 | 2440  /0,43% | 17560  /3,1% | 15120  /2,66% |
| Себестоимость продукции | 1719 420 | 1 858 047 | 2 116 223 | 138627  /8,06% | 396803  /23,08% | + 258 176  /13,9% |
| в том числе: электроэнергии | 1 427 119 | 1 542 180 | 1 756 466 | 115061  /8,06 | 329347  /27,17% | 214286  /14,89% |
| в том числе: теплоэнергии | 292 301 | 315 867 | 359 757 | 23566  /8,06 | 67456  /18,83% | 43890  /12,89% |
| Прибыль от продаж | 320 401 | 235 422 | 259 044 | -84979  /-26,52% | -61357  /-19,1% | + 23 622  /10,03% |
| в том числе: электроэнергии | 230 645 | 175 561 | 193 443 | -55084  /-23,88% | -37202  /-16,12% | 17882  /10,18% |
| в том числе: теплоэнергии | 89756 | 59861 | 65601 | -29895  /-33,3% | -24155  /-26,91% | 5740  /9,58% |
| Среднегодовая стоимость основных средств | 4 589 475 | 4 667 590,5 | 4 774 012 | 781155  /1,7% | 184537  /4,02% | + 106 421,5  /2,3% |

Продолжение таблицы 2.1

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Среднесписочная численность ППП | 1465 | 1 527 | 1 057 | 62  /4,2% | -408  /-27,8% | - 470  /-30,8% |
| Производительность туда | 1392,37 | 1 370,99 | 2 247,18 | -21,38  /-1,5% | 854,81  /61,4% | + 876,19  /63,9% |
| Фондоотдача (ФО) | 0,44 | 0,45 | 0,5 | 0,01  /2,3% | 0,06  /13,6% | + 0,05  /11% |
| Рентабельность продаж, % | 14,7 | 11 | 11,25 | -3,7  /-25,2% | -3,45  /-23,47% | + 0,25  /+2,3% |

По данным таблицы 2.1. можно сделать следующие выводы: выручка от продажи продукции в 2012 году по сравнению с 2011 годом возросла на 281 771 руб. это связано с увеличением себестоимости продукции на 258 176 руб. Производительность труда в 2012 году по отношению к 2011 году возросла в связи с увеличением производства электроэнергии, снижением численности промышленно-производственного персонала, ростом тарифов на электрическую и тепловую энергию. Увеличение среднегодовой стоимости основных средств повлекло за собой рост фондоотдачи на 11%, что свидетельствует о повышении эффективности использования основных средств.

В настоящее время ОАО «Гусиноозерской ГРЭС» всю производимую электрическую энергию реализует на ФОРЭМ и является монополистом по производству тепловой энергии в регионе. Основным неблагоприятным фактором, влияющим на конкурентоспособность общества, является отсутствие близлежащего поставщика топлива. Разрез Холбольджинский, базовый поставщик угля 1 очереди, закрылся в 2003 году. Что обуславливает высокие затраты на транспортировку топлива и высокую ставку тарифа на электрическую энергию. Утвержденный Постановлением ФЭК РФ №98-э от 25.12.05 г. тариф на электроэнергию Гусиноозерской ГРЭС выше аналогичной ставки Березовской ГРЭС на 96 %, Красноярской ГРЭС на 43 %, Харанорской ГРЭС на 14 %. Перед Обществом стоит задача подготовки к работе в рыночных условиях. В целях ее реализации Гусиноозерской ГРЭС разработана и выполняется Программа управления издержками, в том числе ведется целенаправленная работа по снижению топливных затрат.

ОАО «Гусиноозерская ГРЭС» - тепловая электростанция

конденсационного типа с шестью энергоблоками суммарной проектной мощностью 1260 МВт.

В 2001 году из-за недостатка проектного топлива была выполнена перемаркировка основного оборудования со снижением установленной мощности до 1100 МВт.

За Гусиноозерской ГРЭС закреплено следующее основное оборудование представленное в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Основное оборудование

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Первая очередь станции | | | | Вторая очередь | |
| Ст.№1 | Ст.№2 | Ст.№3 | Ст.№4 | Ст.№5 | Ст.№6 |
| Тип турбины | К-200-130-3 | К-200-130-3 | К-200-130-3 | К-200-130-3 | К-215-130-1 | К-215-130-1 |
| Установл. мощность | 170 Мвт | 180 Мвт | 170 Мвт | 180 Мвт | 200 Мвт | 200 Мвт |
| Номинал. мощность | 200 Мвт | 210 Мвт | 210 Мвт | 210 Мвт | 215 Мвт | 215 Мвт |
| Тепловая на­грузка Гкал/час | 38 | 27 | 27 | 43 | 43 | 43 |
| Тип котла | БКЗ-640-140-ПТ1 | БКЗ-640-140-ПТ1 | БКЗ-640-140-ПТ1 | БКЗ-640-140-ПТ1 | ТПЕ-215 | ТПЕ-215 |

Производственный процесс, представленный на рисунке 3, представляет собой процесс переработки тепловой энергии в электрическую энергию путем сжигания твердого топ­лива. Расход топлива составляет 120 тонн угля в час и производительность котла – 640 тонн пара в час.

Подача топлива

Сжигание топлива

БКЗ-640-140

Выработка пара

Выработка электроэнергии

К-200-130

Выработка теплоэнергии

Рисунок 3 Структура производственного процесса

Станция работает в базовом режиме по диспетчерскому графику, задаваемому филиалом СО ЦДУ «ЕЭС России» ОДУ Сибири с глубокой разгрузкой в летние месяцы.

**2.2 Анализ основных фондов и производственных мощностей**

В настоящее время, все четче проявляет себя потребность повышения аналитичности бухгалтерского учета и возрастание роли экономического анализа в обосновании эффективной деятельности хозяйствующего субъекта.

Анализ представляет собой глубокое, научно-обоснованное исследование финансовых отношений и движения финансовых ресурсов в едином производственно-торговом процессе. Он необходим не столько для отражения положительных и отрицательных моментов прошлой и текущей деятельности предприятия, сколько для улучшения его работы в будущем. В новых условиях повышается значение анализа показателей определяющих эффективность производства: производительности труда, использование производственных фондов, себестоимости продукции, прибыли, рентабельности.

При формировании основных фондов должны быть решены аналитические задачи, которые позволяют дать оценку структуры, динамики и эффективности использования основных средств. Определяющим фактором для выбора данных задач и формирования их набора являются конкретные потребности управления, содержание принимаемых управленческих решений.

Изучим состав, структуру и движение производственных и непроизводственных основных фондов Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС».

Таблица 2.3

Анализ состава и структуры производственных и непроизводственных основных средств Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» за 2010-2012 года, тыс.руб.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Состав основных фондов | | | | | |
| 2010г. | | 2011г. | | 2012г. | |
| тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % |
| Здания | 1 102 876 | 23,91 | 1 105 211 | 23,41 | 1 092 808 | 22,64 |
| Сооружения и передаточные устройства | 742 307 | 16,09 | 758 136 | 16,06 | 780 791 | 16,18 |
| Машины и оборудование | 2 712 952 | 58,80 | 2 804 766 | 59,40 | 2 894 656 | 59,40 |
| Транспортные средства | 4 974 | 0,11 | 1 937 | 0,04 | 4 187 | 0,09 |
| Производ-ственный и хозяйственный инвентарь | 11 127 | 0,24 | 11 332 | 0,24 | 12 061 | 0,25 |
| Другие виды основных средств | 39287 | 0,85 | 40 276 | 0,85 | 41 863 | 0,87 |
| Итого | 4 613 523 | 100,00 | 4 721 658 | 100,00 | 4 826 366 | 100 |
| Активная часть основных средств | 3 466 386 | 75, 14 | 3 574 234 | 75, 69 | 3 687 508 | 76,40 |

Таблица 2.4

Анализ состава, структуры и движения производственных и непроизводственных основных средств Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» за 2010 год, тыс.руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Движение основных средств | | | | | | | | Темпы роста, % |
| На начало периода | | Поступило | | Выбыло | | На конец периода | |
| тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % |
| Здания | 1090407 | 22,81 | 35712 | 18,61 | 23243 | 65,55 | 1 102 876 | 23,91 | 99,21 |
| Сооружения и передаточные устройства | 722565 | 15,30 | 19742 | 10,29 | - |  | 742 307 | 16,09 | 103,43 |
| Машины и оборудование | 2 591 171 | 57,12 | 132 432 | 69,04 | 10 651 | 30,04 | 2 712 952 | 58,80 | 102,12 |
| Транспортные средства | 4 974 | 0,11 | - | - | - | - | 4 974 | 0,11 | 40,17 |
| Производ-ственный и хозяйственный инвентарь | 11 000 | 0,24 | 127 | 0,06 | - | - | 11 127 | 0,24 | 107,18 |
| Другие виды основных средств | 37062 | 0,85 | 3786 | 1,97 | 1561 | 4,4 | 39287 | 0,85 | 100,01 |
| Итого | 4457179 | 100,0 | 191799 | 100,00 | 35455 | 100,00 | 4 613 523 | 100,00 | 102,75 |
| Активная часть основных средств | 3 356 512 | 74,16 | 122 751 | 78,49 | 12 345 | 25,84 | 3 466 386 | 75, 14 | 103,16 |

Анализируя структуру и основные средства «Гусиноозерской ГРЭС» за 2010 год видим, что наибольший удельный вес в структуре основных средств организации занимают машины и оборудование. Их удельный вес на начало и конец 2010 года составлял соответственно 57,12 и 58,80. Вторая по величине группа основных средств – здания. Их удельный вес на начало и конец 2010 года составлял соответственно 22,81 и 23,91.Третья группа по величине «сооружения и передаточные устройства», ее удельный вес составляет 15,30 и 16,09 на начало и конец года соответственно. Незначительную долю составляют транспортные средства, производственный и хозяйственный инвентарь, другие виды основных средств.

Таблица 2.5

Анализ состава, структуры и движения производственных и непроизводственных основных средств Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» за 2011 год, тыс.руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Движение основных средств | | | | | | | | Темпы роста, % |
| На начало периода | | Поступило | | Выбыло | | На конец периода | |
| тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % |
| Здания | 1 102 876 | 23,91 | 30288 | 19,84 | 27953 | 62,79 | 1 105 211 | 23,41 | 100,21 |
| Сооружения и передаточные устройства | 742 307 | 16,09 | 15829 | 10,37 | - | - | 758 136 | 16,06 | 102,13 |
| Машины и оборудование | 2 712 952 | 58,80 | 103778 | 67,98 | 11964 | 26,88 | 2 804 766 | 59,40 | 103,38 |
| Транспортные средства | 4 974 | 0,11 | - | - | 3037 | 6,82 | 1 937 | 0,04 | 38,94 |
| Производ-ственный и хозяйственный инвентарь | 11 127 | 0,24 | 205 | 0,13 | - | - | 11 332 | 0,24 | 101,84 |
| Другие виды основных средств | 39 287 | 0,85 | 2550 | 1,67 | 1561 | 3,51 | 40 276 | 0,85 | 102,52 |
| Итого | 4 613 523 | 100,0 | 152 650 | 100,00 | 44 515 | 100,00 | 4 721 658 | 100,00 | 102,34 |
| Активная часть основных средств | 3 466 386 | 75,14 | 119 812 | 78,49 | 11 924 | 26,88 | 3 574 234 | 75, 69 | 103,11 |

Данные анализа структуры и анализа основных средств «Гусиноозерской ГРЭС» за 2011 год показывают, что показывает, что наибольший удельный вес в структуре основных средств организации занимают машины и оборудование. Их удельный вес на начало и конец 2011 года составлял соответственно 58,80 и 59,40. Вторая по величине группа основных средств – здания. Их удельный вес на начало и конец 2011 года составлял соответственно 23,9 1 и 23,41. Такая же ситуация в 2012 году.

Общая сумма основных средств в 2011 году увеличилась на

108135тыс.руб. Третья группа по величине «сооружения и передаточные устройства», ее удельный вес составляет 16,09 и 16,06 на начало и конец года соответственно. Незначительную долю составляют транспортные средства, производственный и хозяйственный инвентарь, другие виды основных средств.

Таблица 2.6

Анализ состава, структуры и движения производственных и непроизводственных основных средств Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» за 2012 год, тыс.руб.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование показателя | Движение основных средств | | | | | | | | Темпы роста остатков, % |
| На начало периода | | Поступило | | Выбыло | | На конец периода | |
| тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % | тыс.  руб. | уд. вес, % |
| Здания | 1 105 211 | 23,41 | 20 756 | 13,40 | 33 159 | 66,09 | 1 092 808 | 22,64 | 98,88 |
| Сооружения и передаточные устройства | 758 136 | 16,06 | 33 228 | 21,45 | 10 573 | 21,07 | 780 791 | 16,18 | 102,99 |
| Машины и оборудование | 2 804 766 | 59,40 | 96 090 | 62,04 | 6 200 | 12,36 | 2 894 656 | 59,40 | 103,20 |
| Транспортные средства | 1 937 | 0,04 | 2 250 | 1,45 | х | х | 4 187 | 0,09 | 216,16 |
| Производ-ственный и хозяйственный инвентарь | 11 332 | 0,24 | 729 | 0,47 | х | х | 12 061 | 0,25 | 106,43 |
| Другие виды основных средств | 40 276 | 0,85 | 1 824 | 1,18 | 237 | 0,47 | 41 863 | 0,87 | 103,94 |
| Итого | 4 721 658 | 100 | 154 877 | 100 | 50 169 | 100 | 4 826 366 | 100 | 102,22 |
| Активная часть основных средств | 3 574 234 | 75, 69 | 130 047 | 83,97 | 16 773 | 33,43 | 3 687 508 | 76,40 | 103,17 |

За 2012 год стоимость основных средств увеличилась на 104708 тыс.руб. Как свидетельствуют данные таблицы в 2012 году, наибольший удельный вес в структуре основных средств занимают по-прежнему машины и оборудование. Их общий теперь удельный вес составляет на начало и конец 2012 года 59,40 и 59,40% соответственно. Вторая группа по величине – это также «Здания». Ее удельный вес составляет 23,41 и 22,64% на начало и конец года соответственно. Третья группа по величине тоже остается «Сооружения и передаточные устройства», ее удельный вес составляет 16,06 и 16,18 на начало и конец года соответственно. Незначительную долю составляют опять же транспортные средства, производственный и хозяйственный инвентарь, другие виды основных средств.

По данным приведенных в таблицах видно, что стоимость основных средств в 2012 году увеличилась по сравнению с 2010 на 369187 руб., а активная часть основных средств увеличилась на 330996 руб.

Движение и техническое состояние основных средств предприятия характеризуют следующие расчетные показатели:

* Коэффициент обновления(Кобн), характеризующий долю новых основных средств в общей их стоимости на конец года

Кобн = Стоимость поступивших основных средств за период / Стоимость

основных средств на конец периода (1)

* Срок обновления основных средств (Тобн)

Тобн = Стоимость основных средств на начало периода / Стоимость поступивших основных средств за период (2)

* Коэффициент выбытия (Кв)

Кв  = Стоимость выбывших основных средств за период / Стоимость основных средств на начало периода (3)

* Коэффициент прироста (Кпр)

Кпр = Сумма прироста основных средств за период / Стоимость основных средств на начало периода (4)

* Коэффициент износа (Кизн)

Кизн  = Сумма амортизации основных средств на соответствующую дату / Первоначальная стоимость основных средств на соответствующую дату (5)

* Коэффициент технической годности (Кг) (6)

Кг = 1- Кизн

Таблица 2.7

Анализ состояния основных средств «Гусиноозерской ГРЭС» за 2010-2012 годы

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Коэффициенты | 2010 год | 2011 год | 2012 год |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Коэффициент обновления | 0,041 | 0,032 | 0,032 |
| Коэффициент выбытия | 0,007 | 0,01 | 0,01 |
| Коэффициент прироста | 0,027 | 0,023 | 0,022 |
| Коэффициент износа | 0,422 | 0,436 | 0,459 |
| Коэффициент технической годности | 0,572 | 0,564 | 0,541 |
| Доля активной части производственных основных средств, % | 75,133 | 75,699 | 76,403 |

Согласно коэффициенту физического износа, основные фонды Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС» изношены и требуют обновления.

Кфи=1921211/4613523=0,416 2010 год

Кфи=2060483/4721658=0,436 2011 год

Кфи=2217253/4826366=0,459 2012 год

Несмотря на то, что в 2010-2012 гг. коэффициенты обновления составили соответственно 0,032, 0,032 и 0,032 (фонды обновились на 3,2%, 3,2% и 3,2%) физический износ все равно велик.

Кобн=191799/4613523=0,041 2010 год

Кобн=152650/4721658=0,032 2011 год

Кобн=154877/4826366=0,032 2012 год

Коэффициент выбытия свидетельствует о выбывших основных средствах. Как видим, уровень выбывших основных средств очень мал. Уровень введенных в эксплуатацию значительно превышает уровень выбывших основных фондов.

Квыб=35455/4457179=0,007 2010 год

Квыб=44515/4613523=0,01 2011 год

Квыб=50169/4721658=0,011 2012 год

Коэффициент прироста основных средств на протяжении трех лет оставался неизменным и составил около 2,5%.

Кпр= 112342/4457179=0,027 2010 год

Кпр= 108135/4613523=0,023 2011 год

Кпр= 104708/4721658=0,022 2012 год

Далее определим долю активной части производственных основных средств в обшей их стоимости:

Да=3466386/4613523\*100%=75,133 2010 год

Да=3574234/4721658\*100%=75,699 2011 год

Да=3687508/4826366\*100%=76,403 2012 год

Средний уровень активной части производственных основных средств в обшей их стоимости составляет 75,95%.

Эффективность использования производственных основных фондов характеризуется соотношением темпов роста выпуска продукции и темпов роста основных фондов, а также показателями фондоотдачи, фондоемкости, фондовооруженности и производительности труда.

Обобщающим показателем является фондоотдача — это стоимость выпущенной или реализованной продукции на 1 руб. производственных фондов.

В расчетах плана экономического и социального развития фондоотдача исчисляется исходя из объема продукции в сопоставимых ценах и среднегодовой стоимости производственных основных фондов (собственных и арендованных), кроме фондов, находящихся па консервации и в резерве, а также сданных в аренду. Основные фонды учитываются по полной балансовой стоимости (без вычета износа).

Фондоотдача может определяться исходя и из выпуска продукции в стоимостных, натуральных и условно-натуральных показателях.

Наиболее правильно эффективность использования основных фондов отражает показатель фондоотдачи, исчисленный исходя из выпуска продукции в натуральном выражении. Однако сфера применения этого показателя ограничена предприятиями, выпускающими один вид продукции.

Фондоотдача может рассчитываться как по отношению ко всей стоимости производственных основных фондов, так и к стоимости машин и оборудования. Это дает возможность проследить эффективность использования наиболее подвижной и решающей части основных фондов — оборудования.

Снижение уровня фондоотдачи в известной степени вызывается большим ростом капитальных вложений, направляемых на улучшение условий труда, охрану окружающей среды, ускоренным развитием промышленности в отдельных районах страны, сдвигами в отраслевой структуре промышленности и другими объективными факторами. Понижение фондоотдачи в значительной степени происходит также под влиянием таких воспроизводственных факторов, как удорожание стоимости единицы мощности, рост сметной стоимости строительно-монтажных работ, опережение роста цен на оборудование над увеличением его производительности, недостатки в использовании действующих фондов.

Фондоемкость — показатель, обратный фондоотдаче. Он характеризует стоимость основных производственных фондов, приходящихся на единицу стоимости выпускаемой продукции. В настоящее время этот показатель еще мало используется в экономических расчетах, что объясняется трудностями исчисления его по видам продукции.

Для анализа эффективности использования основных средств на «Гусиноозерской ГРЭС» рассчитаем следующие показатели:

* ФО = Выручка / Среднегодовая стоимость основных средств (7)
* ФЕ = Среднегодовая стоимость основных средств / Выручка (8)
* ФВ  =Среднегодовая стоимость основных средств / Среднесписочную численность рабочих (9)
* ФR = Прибыль от продажи продукции / Среднегодовую стоимость основных средств. (10)

Таблица 2.8

Анализ эффективности использования основных средств на примере Филиала ОАО «ОГК-3» «Гусиноозерская ГРЭС»

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | 2010  год | 2011 год | 2012  год | Отклонение (абс/относит) | | |
| 2011  /2010 | 2012  /2010 | 2012  /2011 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Объем выпуска продукции (ВП), руб. | 2039 821 | 2093496 | 2375267 | 53675  /2,63% | 35367  /16,44% | + 281 771  /13,4% |
| Прибыль от продажи продукции, руб | 320 401 | 235422 | 259044 | -84979  /-26,52% | -61357  /-19,1% | + 23 622  /10,03% |
| Среднегодовая стоимость основных средств, руб. | 4589475 | 4667590,5 | 4774012 | 781155  /1,7% | 184537  /4,02% | +106421,5  /2,3% |
| Среднегодовая стоимость активной части, руб. | 3398757 | 3520310 | 3630871 | 121553  /3,6% | 232114  /6,8% | +110561  /3,14% |
| Уд. вес активной части в общем объеме  основных средств | 0,744 | 0,754 | 0,761 | 0,01  /1,3% | 0,017  /2,3% | +0,007  /0,93% |
| Фондорентабельность (ФR), | 0,07 | 0,05 | 0,05 | -0,02  /-28,6% | -0,02  /-28,6% | 0 |
| Фондоотдача основных средств | 0,44 | 0,45 | 0,5 | 0,01  /2,3% | 0,06  /13,6% | + 0,05  /11% |
| Фондоотдача активной части | 0,6 | 0,59 | 0,65 | 0,01  /-1,6% | 0,05  /8,3% | +0,06  /+10,2% |

Факторами первого уровня, влияющими на фондоотдачу основных средств, являются изменение доли активной части основных средств в общей их сумме, удельного веса машин и оборудования в активной части основных средств и их фондоотдачи:

ФООС = Уда \* Удм \* ФОм (11)

Изменение фондоотдачи основных средств за счет:

* удельного веса активной части основных средств

∆ФОУда = ∆Уда \* Удм 0\* ФОм 0 = (0,761 – 0,754) \* 0,784 \* 0,76 = 0,004;

* удельного машин и оборудования в активной части основных средств

∆ФОУдм = Уда1 \* ∆Удм \* ФОм 0 = 0,761 \* (0,785 – 0,784) \* 0,76 = 0,761;

* фондоотдачи машин и оборудования

∆ФОФОм = Уда1 \* Удм1\* ∆ФОм = 0,761 \* 0,785 \* (0,83 – 0,76) = 0,042.

Данные расчеты свидетельствуют о том, что: при изменении удельного веса активной части основных средств на 0,007 фондоотдача увеличивается на 0,004; при изменении удельного машин и оборудования в активной части основных средств на 0,001 – увеличение происходит на 0,761; при изменении фондоотдачи машин и оборудования на 0,07 фондоотдача увеличивается на 0,042.

Рассчитаем изменение выпуска продукции на «Гусиноозерской ГРЭС» за счет:

* увеличения среднегодовой стоимости основных средств

∆ВПОПФ = ∆ОПФ \* ФООС = (4774012 – 4667590,5) \* 0,45 = 47889,675; (12)

* изменения фондоотдачи основных средств

∆ВПФООС = ОПФ1 \* ∆ФООС = 4774012 \* (0,5 – 0,45) = 238700,6. (13)

На основании данных расчетов можно сделать вывод, что: увеличение среднегодовой стоимости основных средств на 106421,5 руб. приводит к увеличению выпуска продукции на 47889,675 руб.; изменение фондоотдачи основных средств на 0,5 увеличивает выпуск продукции на 238700,6 руб.

Также выпуск продукции можно представить в виде следующей факторной модели:

ВП = ОПФ \* Уда \* ФОа, (14)

тогда изменение выпуска продукции можно рассчитать за счет:

* увеличения среднегодовой стоимости основных средств

∆ВПОПФ = ∆ОПФ \* Уда0\* ФОа0 = 106421,5 \* 0,754 \* 0,59 = 47342,67;

* удельного веса активной части основных средств

∆ВПУда = ОПФ1 \* ∆Уда\* ФОа0 = 4774012 \* (0,761 – 0,754) \* 0,59 = 19716,67;

* изменения фондоотдачи активной части основных средств

∆ВПФОа = ОПФ1 \* Уда1\* ∆ФОа = 4774012 \* 0,761 \* (0,65 – 0,59) = 217981,39.

В следствии этого видим, что: увеличение среднегодовой стоимости основных средств на 106421,5 руб. увеличивает выпуск продукции на 47342,67 руб.; изменение удельного веса активной части основных средств на 0,007 – на 19716,67 руб.; изменение фондоотдачи активной части основных средств на 0,06 увеличивает выпуск продукции на 217981,39.

**2.3 Анализ затрат на производство продукции на предприятии**

Себестоимость продукции (услуг) является важнейшим показателем экономической эффективности производства данной продукции (услуг).

Объектами анализа себестоимости продукции (услуг**)**являются следующие показатели:

- абсолютная сумма операционных затрат в целом и по элементам;

- издержкоемкость продукции (услуг);

- отдельные статьи затрат.

Источники информации:«Отчет о затратах на производство и реализацию продукции (услуг) предприятия», плановые и отчетные калькуляции себестоимости продукции, данные синтетического учета затрат по основным и вспомогательным производствам, и т.д.

В первую очередь необходимо проанализировать затраты на производство электроэнергии (табл. 2.9).

Таблица 2.9

Затраты на производство электроэнергии Филиала ОАО «ОГК–3» «Гусиноозерская ГРЭС» в 2010-2012 гг.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Элементы затрат | Сумма, тыс. руб*.* | | | Абсолютное  отклонение, тыс.руб. | | |
| 2010 г. | 2011г. | 2012 г. | 2011/2010 | 2012/2011 | 2012/2010 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1. Оплата труда  2. Отчисления на социаль-ные нужды  3. Материальные затраты  4. Амортизация  5. Прочие затраты    6. Полная себестоимость | 138069  35898  737220  208720  80653,0  1719420 | 172007,5  44900  735000,4  214230  94159,1  1858047 | 229217,3  60395  1007640,6  227833,9  194333,2  2116223 | + 33938,5  + 9002  - 2219,6  + 5510  + 13506  + 138627 | +57209,8  + 15495  +272640,2  +13603,9  +100174,1  + 258176 | + 91148,3  + 24497  + 270420,6  + 19113,9  + 113680,2  **+** 396803 |

Как видно из табл. 2.9, затраты предприятия в 2012 г. по сравнению с 2010 г. выросли на 396803 руб., или на 43,2 %. Рост произошел по всем элементам затрат. Особенно значительный рост произошел по статье «материальные затраты», а именно «сырье и материалы». Это связано с повышением цен на сырье и материалы. Несколько изменилась и структура затрат: увеличилась доля материальных затрат и амортизации основных средств в связи с инфляцией, а доля заработной платы уменьшилась. В результате всех этих факторов себестоимость продукции и услуг, предоставляемых предприятием за этот период резко возросла, что крайне затрудняет эффективное функционирование предприятия.

Структура затрат на производство электроэнергии представлена в табл. 2.10. Как видно из табл. 2.10, в структуре затрат на производство

электроэнергии за анализируемый период произошли существенные изменения: уменьшилась доля материальных затрат – на 2,8 % за период 2010-2012 гг. Доля таких элементов, как амортизация уменьшилась на 4,1%, а доля прочих затрат возросла на 4,6% в том числе за счет ремонтных работ.

Таблица 2.10

Структура затрат на производство электроэнергии Филиала ОАО «ОГК–3» «Гусиноозерская ГРЭС» в 2010-2012 гг.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Элементы затрат | Структура затрат, % | | | Отклонение | | |
| 2010 г. | 2011г. | 2012г. | 2010/  2011 | 2011/  2012 | 2010/  2012 |
| 1. Оплата труда  2. Отчисления на социаль-ные нужды  3. Материальные затраты  (сырье и материалы)    4. Амортизация  5. Прочие затраты | 11,5  3  61,4  17,3  6,8 | 13,6  3,5  58,3  17  7,6 | 13,3  3,5  58,6  13,2  11,4 | + 2,1  + 0,5  - 3,1  - 0,3  + 0,8 | - 0,3  -  + 0,3  - 3,8  + 3,8 | + 1,7  + 0,5  - 2,8  - 4,1  + 4,6 |
| Полная себестоимость | 100 | 100 | 100 |  |  |  |

Важный обобщающий показатель себестоимости продукции – затраты на рубль продукции (работ, услуг), который характеризует издержкоемкость продукции. Он выгоден тем, что, во-первых, очень универсальный: может рассчитываться в любой отрасли производства и, во-вторых, наглядно показывает прямую связь между себестоимостью и прибылью. Определяется он отношением общей суммы затрат на производство и реализацию работ (услуг) к стоимости произведенных работ в действующих ценах:

ИЕ = Зобщ / ВП (15)

Данные по динамике затрат на рубль произведенной продукции при ведены в табл. 2.11

Таблица 2.11

Динамика затрат на рубль продукции, произведенной Филиалом ОАО

«ОГК–3» «Гусиноозерская ГРЭС» в 2010-2012 гг.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Год | Уровень показателя, коп. | Темп роста, % |
| 2010  2011  2012 | 53,9  67,1  78,3 | 100  115,7  129,0 |

Из табл. 2.11 видно, что за три года на предприятии очень повысилась издержкоемкость произведенной продукции. За этот период уровень данного показателя на анализируемом предприятии увеличился на 29 %, что для такого незначительного периода времени является катастрофическим повышением. Необходимо срочно принимать меры по снижению затрат на производство работ.

Таблица 2.12

Факторный анализ уровня оплаты труда производственных рабочих

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Количество  отработанных дней  одним рабочим | | | Средняя продолжительность  рабочей смены, ч | | | Среднечасовая  зарплата, руб. | | |
| 2010 | 2011 | 2012 | 2010 | 2011 | 2012 | 2010 | 2011 | 2012 |
| 214 | 215 | 208 | 7,7 | 7,6 | 7,8 | 41,5 | 57,6 | 56,9 |

Таблица 2.13

Изменение среднегодовой зарплаты

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Среднегодовая  заработная плата, руб. | | | Изменение среднегодовой зарплаты , руб. | | | | |
| 2010 | 2011 | 2012 | Периоды | Всего | В том числе за счет | | |
| количества  отработан-ных дней | продолжи-тельности  смены | средне-  часовой зарплаты |
| 68384 | 94118 | 92315 | 2010/2009  2011/2010 | + 25734  - 1803 | + 319  - 3064 | - 892  + 2396 | + 26307  - 1135 |

Δ ФЗП Д = (Д1 – Д0) × П0 ×ЧЗП0 (16)

Δ ФЗП П = Д1 × (П1 – П0) ×ЧЗП0 (17)

Δ ФЗП ЧЗП = Д1 × П1 × (ЧЗП1 – ЧЗП0) (18)

Из приведенных в табл. 2.12 данных видно, что рост среднегодовой заработной платы производственных рабочих за период 2011/2010 гг. был вызван в основном увеличением среднечасовой заработной платы, незначительно за счет увеличения количества отработанных дней, а также произошло снижение результативного показателя за счет уменьшения средней продолжительности рабочей смены. За период 2012/2011 гг. ситуация коренным образом изменилась: рост среднегодовой заработной платы рабочих произошел за чет увеличения фактической продолжительности рабочей смены на 2,6 %, а за счет двух других факторов произошло снижение результативного показателя.

Косвенные затраты в себестоимости продукции представлены следующими комплексными статьями: расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, общепроизводственные и общехозяйственные расходы, коммерческие расходы.

Данные, приведенные в табл. 2.13, показывают, что за период 2011/2010 гг. затраты выросли по всем видам, за исключением эксплуатационных расходов (снижение составило 50,7 %), особенно это произошло по таким видам, как транспортировка грузов (затраты возросли на 112,9 %) и ремонт (возрастание составило 32,6 %).

Таблица 2.14

Затраты на содержание машин и оборудования

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид затрат | Сумма затрат, тыс. руб. | | | Абсолютное (относительное)  отклонение, тыс.руб (%) | | |
| 2010 | 2011 | 2012 | 2011/  2010 | 2012/  2011 | 2012/  2010 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Амортизация | 23485 | 23804 | 23134 | + 319  (+ 9,2) | - 670  (- 17,6) | - 351  (- 10,1) |

Продолжение таблицы 2.14

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Ремонт  Эксплуатационные расходы  Транспортировка грузов  ИТОГО: | 1350  1196  1600  27631 | 1464  1802  3406  30476 | 2153  3183  2259  30729 | + 114  (+ 32,6)  - 606  (- 50,7)  + 3390  (+ 112,9)  + 2845  ( + 42,9) | + 689  (+ 148,5)  + 1381  ( + 76,7)  - 1147  (- 33,7)  + 253  ( + 2,7) | + 803  ( + 229,4)  + 1987  ( + 166,1)  + 2243  ( + 41,2)  + 3098  ( + 46,7) |

Однако период 2012/2011гг. охарактеризовался резким увеличением эксплуатационных расходов и затрат на ремонт (на 76,7 и 148,5 % соответственно). Это произошло за счет значительного увеличения объемов ремонтных работ, возрастания степени их сложности, увеличения стоимости запасных частей и материалов. За тот же период несколько снизились затраты по транспортировке грузов и амортизации машин и оборудования (на 33,7 и 17,6 % соответственно). На снижение затрат по этим видам оказали влияние такие факторы, как замена значительной части устаревших транспортных средств новыми, более экономичными машинами большей грузоподъемности, экономное использование средств на содержание и эксплуатацию автопарка. Что касается амортизации машин и оборудования, то здесь снижение произошло за счет списания в 2012 г. значительной части устаревших машин и оборудования (выбыло основных фондов по этому показателю на сумму 3846 тыс. руб., из них списано на сумму 3387 тыс. руб.).

Анализ общепроизводственных и общехозяйственных расходов имеет большое значение, так как они занимают значительный удельный вес в себестоимости работ (табл. 2.15).

Таблица 2.15

Анализ общепроизводственных и общехозяйственных расходов

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид расходов | Сумма затрат, тыс. руб. | | | Абсолютное (относительное)  отклонение, тыс.руб (%) | | |
| 2010 | 2011 | 2012 | 2011/  2010 | 2012/  2011 | 2012/  2010 |
| Общепроизводственные  Общехозяйственные  в т.ч. зарплата ИТР  - арендная плата  - налоги, включаемые  в себестоимость  - командировочные  расходы  - услуги связи  - прочие | 913  6667  4171  285  68  481  68  1594 | 2578  10675  7162  286  35  860  122  2211 | 2520  17807  13817  376  42  2168  360  1044 | + 1665  + 4008  + 2991  + 1  - 33  + 379  + 54  + 617 | - 58  + 7132  + 6655  + 90  + 7  + 1308  + 238  - 1167 | + 1607  + 11140  + 9646  + 91  - 26  + 1687  + 292  - 550 |
| Итого:  В том числе:  постоянные  Переменные | 7530  6024  1506 | 13253  10602  2651 | 20327  16262  4065 | +5723  + 4578  + 1145 | +7074  + 5660  + 1414 | +12747  + 10238  + 2559 |

Данные, приведенные в табл. 2.15 показывают, что за период 2010-2012 гг. произошло значительное увеличение общехозяйственных расходов. Общепроизводственные расходы за тот же период также возросли на 176 %. Основную долю в увеличении общехозяйственных расходов занимают расходы на зарплату ИТР (рост составил 231,3 % за период 2012/2010 гг.), а также командировочные расходы (рост за тот же период составил 350,7 %). Услуги связи и арендная плата увеличились незначительно, а прочие общехозяйственные расходы и налоги, включаемые в себестоимость работ, даже несколько снизились.

**Глава 3 Основные направления повышения эффективности за счет обновления основных фондов филиала ОАО «ОГК–3» «Гусиноозерская ГРЭС»**

**3.1 Пути повышения эффективности деятельности предприятия**

Эффективность использования основных фондов предприятия во многом зависит от организации и проведения их планово-предупредительных ремонтов, включающих повседневный уход, текущий и капитальный ремонты. Тема повышения эффективности основных фондов является актуальной, так как всегда уделяется огромное внимание измерению эффективности капитальных вложений. Результатом капитальных вложений являются основные фонды, эксплуатация которых должна оправдывать вложения. Капитальные вложения - это единовременные затраты, и созданные за их счет основные фонды в течение многих лет не требуют повторения этих затрат. Капитальные вложения соответствуют понятию инвестиции. Увеличение объема капитала, функционирующего в экономической системе, то есть увеличение предложения производительных ресурсов, осуществляемое людьми, называется инвестицией. Инвестиция означает отказ от текущего потребления в пользу будущего потребления. Вложения бывают двух видов: в поддержание фондов и обновление фондов. Вложения способствуют экономическому росту.

Интенсивность использования основных фондов повышается путем технического совершенствования орудий труда и со­вершенствования технологии производства, упрочнения наиболее ответственных деталей и узлов в станках, машинах, агрегатах, ликвидации «узких мест» в производственном процессе, повышения основных параметров производственных процессов; сокращения сроков достиже­ния проектной производительности техники, совершенствования научной организации труда, производства и управления, исполь­зования скоростных методов работы, повышения квалификации и профессионального мастерства рабочих, механи­зации и автоматизации не только основных про­изводственных процессов и операций, но и вспомогатель­ных и транспортных операций, нередко сдерживающих нормальный ход производства и использования оборудования; устаревшие машины должны модернизироваться и заменяться новыми, более совершенными.

Развитие техники и связанная с этим интенсификация про­цессов не ограничены. Поэтому не ограничены и возможности ин­тенсивного повышения использования основных фондов.

Обновление основных фондов на предприятиях обеспечивает эффективность деятельности предприятий и в современных условиях составляет основу повышения его конкурентоспособности.

ГРЭС использует воду для охлаждения конденсаторов турбогенераторов. Важная часть этого технологического процесса - циркуляционная система станции, включающая циркуляционные насосы, подающие воду в котлотурбинный цех. Главной особенностью насосов является повышенная устойчивость металла к работе с водой.

Обновление насоса создаст резерв для вывода в текущие и капитальные ремонты другого оборудования, что позволит увеличить надежность работы электростанции и обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей.

Затраты от реализации проекта отнесутся на основные средства с инвентарным № 16428 «Насосы турбинное оборудование блоков 5-6».

Недостатки существующей схемы регулирования расходов технического водоснабжения (СТВ) 2 очереди станции.

В настоящее время в соответствии с проектом на схеме технического водоснабжения блока ст. № 6 установлен один циркуляционный насос типа ОВ-2-145. Приводом насоса ОВ-2-145 служит двухскоростной вертикальный асинхронный электродвигатель типа ДВДА 215/64-16-20 КУХЛ4 мощностью 700/1400 кВт, числом оборотов 290/365 об/мин. В зависимости от температуры воды в летний и зимний периоды возможны два режима работы циркуляционных насосов:

1-ый режим – зимний, 290 об/мин, электродвигатель работает на первой скорости;

2-ой режим – летний, 365 об/мин, электродвигатель работает на второй скорости.

Из напорного трубопровода циркуляционного насоса вода поступает к насосам газоохлаждения генератора (НГО) и подъёмным насосам эжекторов (ПНЭ). При работе циркуляционного насоса на первой скорости на всасе этих насосов отсутствует подпор (при наличии сифона), что приводит к их завоздушиванию. Перебои в работе ПНЭ приводят к быстрому снижению вакуума в конденсаторе и отключению блока защитой. В связи с этим в настоящее время для снижения рисков отключения блока по вакууму и в летний и в зимний периоды циркуляционный насос работает только на 2-ой скорости.

Отсутствие подпора на всасе ПНЭ и НГО связано с их высоким расположением относительно напорного цирководовода. Проведённые до настоящего времени технические мероприятия по уплотнению сальниковых узлов насосов подводом уплотняющей воды и удалению воздуха с верхних точек трубопроводов и корпусов насосов полной гарантии надёжной работы насосов не дали.

С целью проверки работоспособности ПНЭ и НГО при работе ЦН на I скорости, а также определения факторов и режимов, препятствующих надежной работе насосов, были проведены испытания системы технического водоснабжения.

Режим работы оборудования в процессе испытаний устанавливался по возможности близким к режиму, имеющему место при работе энергоблока. Для этого после включения ЦН на I скорость были включены НГО «Б» и ПНЭ «Б», основные эжекторы (ОЭ), эжектор цирководоводов (хоз. эжектор) и эжектор ПС-50. Отсос паровоздушной смеси из конденсаторов был закрыт,

отсосы воздуха из верхних точек сливных цирководоводов (ЦВ) и корпусов

резервных насосов – открыты. Расход воды через НГО создавался путем пропуска ее через масло- и воздухоохладители ПЭН.

Регулированием положения задвижек на сливном ЦВ было установлено разряжение в верхних точках ЦВ («Сифон») -0,51-0,52 ат, соответствующее работе энергоблока в нормальном режиме. Давление воды на напоре ЦН составляло при том 0,65 ат, на всасе ПНЭ давление колебалось в пределах от -0,01 до +0,01 ат. Ток электродвигателя ПНЭ составлял 31 А. поступления воздуха из резервного насоса по смотровым стеклам не наблюдалось.

После 30 мин работы в таком режиме был произведен переход на резервный ПНЭ «А» путем его включения ключом управления и последующей остановки ПНЭ «Б». При этом колебаний давления в напорном трубопроводе и тока электродвигателя отмечено не было. После остановки ПНЭ «Б» в смотровом стекле на линии отсоса из корпуса насоса наблюдалось поступление воздуха, которое продолжалось около 5ти минут. При этом выход воздуха сопровождался периодическими поступлениями воды из трубопровода отсоса в насос, замедлявшими процесс развоздушивания. При открытии воздушника на улитке насоса наблюдался периодический подсос воздуха в нее, что свидетельствует о наличии небольшого разряжения в верхней части улитки.

В дальнейшем был дважды опробован переход на резервный ПНЭ (с «А» на «Б» и обратно) в режиме АВР, т.е. путем отключения работающего насоса. В обоих случаях происходил успешный запуск резервного насоса, без колебаний давления на напоре и тока электродвигателя.

При включении резервного НГО «А», через 2-3 сек. после включения насоса возникли колебания давления в напорном трубопроводе, а спустя еще несколько секунд давление на напоре упало до нуля, что свидетельствовало о срыве насоса. При отключении насоса по смотровому стеклу на линии отсоса наблюдалось прохождение воздуха. После его удаления был произведен повторный пуск насоса, при котором колебаний давления на напоре не наблюдалось. Последующий переход на НГО «Б» также прошел успешно.

Испытания, проведённые ЦНИО на остановленном энергоблоке, показали, что при работе ЦН на 1 скорости в подводящих трубопроводах ПНЭ и НГО уже при сифоне 0,5 ат имеется разряжение, вызывающее подсос и накопление воздуха перед резервными насосами. Так во время испытаний, при включении резервного НГО («А») через 2-3 сек. после включения насоса возникли колебания давления в напорном трубопроводе, а спустя ещё несколько секунд давление на напоре упало до нуля, что свидетельствовало о срыве насоса. При отключении насоса по смотровому стеклу на линии отсоса наблюдалось прохождение воздуха. При увеличении величины сифона до верхнего допустимого предела (-0,68 ат) риск срыва насосов существенно увеличивается.

В случае возникновения подобной ситуации на работающем энергоблоке существует высокий уровень риска его аварийного отключения.

В процессе работы насоса характерной неисправностью является износ сальников. Сейчас самое современное решение в области уплотнений является графитовое уплотнение. Его характеристиками является увеличенный срок службы, химическая и радиационная стойкость, высочайшее качество уплотнения, экологическая безопасность. Поэтому решено заменить циркуляционный насос с сальниковым уплотнением на насос с графитовым уплотнением.

Такая компоновка даст положительный результат при работе циркуляционного насоса в 2-х режимах, предусмотренных технологической характеристикой насоса, то есть летом - на 2 скорости, зимой на 1-й.

Обновление основных производственных фондов может привести: во-первых, к увеличению первоначальной стоимости объекта и, во-вторых, к увеличению срока его полезного использования.

Реализация проекта обеспечивает:

1. Значительное энергосбережение;

2. Снижение затрат на водопользование;

3. Надежность работы и продление ресурса работы электродвигателей, а также приводимых ими в движение механизмов вследствие снижения механических нагрузок;

4. Снижение ремонтных затрат.

Работы по инвестиционному проекту планируется начать и осуществить в сроки капитального ремонта блока ст. № 6 с 18.07.-18.10.2014года.

**3.2 Технико-экономическое обоснование обновления основных производственных фондов**

Экономический эффект ожидается получить в результате:

1. Снижения потребления электроэнергии на собственные нужды;

2. Снижение затрат на водопользование.

Рисками аварийного отказа насоса пренебрегаем из-за малой вероятности события .

Подача охлаждающей воды в конденсаторы турбоагрегатов осуществляется насосами ОП2-145 с закрепленными в неподвижном состоянии рабочими лопастями под углом – 4. В качестве привода установлен двухскоростной асинхронный двигатель типа ДВДА-215/64-16-20, мощностью 1400/700 кВт и числом оборотов 365/290 об/мин. Изменение производительности насоса осуществляется, в зависимости от температуры охлаждающей воды, два раза в году (в мае и октябре) путем изменения

частоты вращения электродвигателя.

При расчете расхода электроэнергии на привод циркулярных насосов характеристика насоса и сети приняты соответствующими данным испытаний.

Величина сифона принята равной 1,0 м.в.ст., максимально достигнутой при испытаниях СТВ. Характеристика насоса при работе в летнее время: Q=28800 м3/ч; Н=12,3 м.в.ст., N=1265 кВт; в зимнее время Q=22900 м3/ч; Н=8,1 м.в.ст.; N=640 кВт. В табл.3.1 показана характеристика насоса.

Таблица 3.1

Техническая характеристика насоса

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры | Единица измерения | Значение |
| Мощность двигателя ДВДА-215/64-16-20 | кВт | 1400/700 |
| Число оборотов | об/мин | 365/290 |
| Производительность:  - в летнее время  - в зимнее время | м3/час | 28800  22900 |
| Напор:  - в летнее время  - в зимнее время | м вод.ст. | 12,3  8,1 |
| Мощность:  - в летнее время  - в зимнее время | кВт | 1265  640 |

Потребление активной мощности циркуляционным насосом ОВ-2-145 при работе на 2-ой скорости в соответствии с «Энергетические характеристики оборудования Гусиноозерской ГРЭС» составляет 1265 кВт, при работе на 1-ой скорости – 640 кВт. Перерасход по мощности при КПД электродвигателя (паспортные данные) nэд = 0,91 составляет:

Эсн= (1265 – 640)/0,91 = 686,8 кВт. (19)

Переключение скоростей на зимний режим и обратно должно проводится в мае и октябре месяце. Продолжительность работы в зимнем режиме должно составлять 7 месяцев, в летнем – 5 месяцев.

Фактические температуры циркводы в 2011г. на входе в конденсаторы блоков 2 очереди приведены в табл.3.2.

Таблица 3.2

Температуры циркводы

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мес. | Янв. | Фев | Март | Апр | Май | Июнь | Июль | Авг. | Сент. | Окт. | Нояб | Дек |
| ТºС | 1 | 2 | 3 | 4 | 8 | 11 | 16 | 17 | 13 | 10 | 1 | 1 |

Наработке блока ст. № 6 в зимнем периоде (ноябрь-май) в 2011г составила 4448 час, при средней годовой нагрузке 156,4 МВт. Общая наработка за год - 6 833,8ч.

Все необходимые затраты на производство работ представлены в локальных сметных расчетах Приложение 2, Приложение 3.

Стоимость реализации проекта в ценах 2012г. составляет 2 696 тыс. руб, в том числе.:

- теплотехнических работ – 1 451 тыс. руб;

- строительных работ – 254 тыс. руб;

- электромонтажных работ - 93 тыс. руб;

- поставки электротехнической продукции - 72 тыс. руб ;

- поставки тепломеханической продукции - 790 тыс. руб;

- работ по замене сальников – 36 тыс. руб.

Стоимость реализации проекта в ценах 2013г. в соответствии с прогнозом социально-экономического развития РФ составит 2 887 тыс. руб, в т. ч.:

- теплотехнических работ – 1 451 х 1,074 = 1 558 тыс. руб;

- строительных работ – 254 х 1,074 = 273 тыс. руб;

- электромонтажных работ – 93 х 1,074 = 100 тыс. руб;

- поставки электротехнической продукции – 72 х 1,064 = 77 тыс. руб;

- поставки тепломеханической продукции – 790 х 1,064 = 841 тыс. руб;

- работ по замене сальников – 36 х 1,064 = 38 тыс. руб.

* 1. **Оценка экономической эффективности от реализации проекта**

При средней наработке блока в зимний период 4448 час/год и удельном расходе топлива 366,6 гут/кВтч (данные ПТО за 2011 г.), экономия топлива за счёт снижения собственных нужд может составить в ценах 2013г:

ССН = 686,8 кВт ×4448 час × 366,6 гут/кВтч × 10-6 × 1446,2 руб/тут × 1,156 = 1 872 293 руб/год, (20)

где: 1446,2 руб/тут - цена тугнуйского угля по II очереди в I квартале 2011 г.;

1,156 – дефлятор на уголь 2013г. в соответствии с «Исходными данными для формирования сценарных условий развития Общества в период 2010-2019 гг.».

Экономия удельного расхода топлива составит:

ΔbУ1 = 686,8 кВт × 366,6 гут/кВтч / 156 400 кВт = 1,61 гут/кВтч. (21)

При производительности насоса на II скорости – 28 800 м3/ч, I скорости – 22 900 м3/ч, фактические расходы через конденсаторы турбины

составит соответственно 25 000, 20 000 м3/ч.

Разница в расходах объясняется отбором воды на технологические нужды по производству электроэнергии и тепла (только на ПНЭ 2400 м3/час).

При расходе воды 25 000 м3/ч, соответствующему II скорости ЦН, абсолютное давление в конденсаторе составляет согласно Энергетическим характеристикам оборудования 0,025 кг/см2. При снижении расхода воды до 20 000м3/ч, соответствующему I скорости ЦН, давление в конденсаторе составит 0,028 кг/см2, а величина снижения вакуума по сравнению с существующей ΔW = 0,003кг/см2 (0,3 кПа).

Увеличение удельного расхода тепла на турбину вследствие снижения вакуума согласно «Методических указаний по эксплуатации конденсационных установок паровых турбин электростанций» составит:

Δq = 0,3×0,95 =  0,285%. (22)

Изменение удельного расхода топлива на блок составит:

ΔbУ2 = bУ × Δq /100% = 366,6×0,285/100% = 1,04 гут/кВтч.

Перерасход топлива от снижения вакуума составит:

СΔW = ΔbУ × Nср × Т × ЦТ × kд = 1,04 × 156,4 х 10-3 × 4448 × 1446,2 × 1,156 = 1 209 542 руб./год. (23)

Экономия при переходе на I скорость ЦН в зимнее время составит:

С = ССН – C∆W= 1 872 293 – 1 209 542 = 662 751 руб./год (24)

Суммарное снижение удельного расхода топлива по году может составить:

ΔbУ = (ΔbУ1 - ΔbУ2) х 4448 час / 6833,8 час = (1,61 – 1,04) х 4448 / 6833,8 = 0,37 гут/кВтч. (25)

2. Снижение платежей за водопользование.

При работе циркуляционного насоса ОВ-2-145 на 2-ой скорости расход воды составляет 25000 м3/ч, при работе на 1-ой скорости составляет – 20000 м3/ч.

При средней наработке блока в зимний период 4448 час и стоимости за водопотребление 576 руб./1000 м3 снижение платежей за водопользование при реализации проекта составит:

СВ = (25 000 м3/час – 20 000 м3/час) х 576 руб./м3  х 10-6 х 4448 час/год =

12 810 тыс. руб./год. (26)

3. Суммарный экономический эффект может составить (табл.3.3):

Э = С + СВ = 662,7 + 12 810 = 13 472,7 тыс. руб./год (27)

Таблица 3.3

Экономический эффект от реализации проекта

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование | Обозначение | Методика расчета | Значение  (руб) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | Экономия топлива за счет снижения собственных нужд | ССН | ЭСН ×Т ×by×ЦТ×kД =  686,6 ×4448× ×366,6 ×10-6 ×1446,2×1,156=  где ЭСН – мощность, кВт;  Т – наработка блока, час;  by – удельный расход топлива, гут/кВтч;  ЦТ – цена угля, руб/тут;  kД –дефлятор на уголь. | 1872293 |
| 2 | Перерасход топлива от снижения вакуума | С∆W | ∆by× NСР×Т×ЦТ×kД=  1,04×156,4×10-3×4448 ×1446,2×1,156=  где ∆by- изменение расхода топлива, гут/кВтч;  NСР- средняя годовая нагрузка, МВт; | 1209542 |
| 3 | Эффективность от снижения потребления электроэнергии на собственные нужды | С | ССН - С∆W=  1872293- 1209542= | 662751 |
| 4 | Эффективность от снижения затрат на водопользование | СВ | (Q2ск- Q1ск) ×ЦВ ×Т=  (25 000 – 20 000) × 576 × 10-6 × 4448=  Где Q2ск- расход воды на 2й скорости насоса, м3/час;  Q1ск - расход воды на 1й скорости насоса, м3/час;  ЦВ – цена за водопотребление, руб/м3. | 12810000 |
| 5 | Общий экономический эффект | Э | С+ СВ=  662751- 12810000= | 13472751 |

Экономическое обоснование данных мероприятий позволяет оценить экономическую эффективность (отдачу) и сроки окупаемости мероприятий.

1. Метод чистого дисконтированного дохода (NPV — метод).

Чистая приведенная стоимость (NPV). Этот метод основан на

сопоставлении величины исходной инвестиции (IC) с общей суммой дисконтированных чистых денежных поступлений, генерируемых ею в течение прогнозируемого срока. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r, устанавливаемого аналитиком (инвестором) самостоятельно исходя из ежегодного процента возврата, который он хочет или может иметь на инвестируемый им капитал.

 (28),  (29)

где PV – общая накопленная величина дисконтированных доходов;

Pk – годовые доходы;

r – процентная ставка;

IC – величина исходной инвестиции.

Очевидно, что если: NPV > 0, то проект следует принять;

NPV < 0, то проект следует отвергнуть;

NPV = 0, то проект ни прибыльный, ни убыточный.

Найдем Чистый Дисконтированный Доход:

NPV= 13472700 / (1+0,143) + 13472700 / (1+0,143)2 +13472700 / (1+0,143)3 + …+13472700 / (1+0,143)6 – 2887000 = 49076000 руб.

NPV > 0, следовательно проект следует принять (табл.3.4)

Таблица 3.4

Расчет денежных потоков

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Периоды | Денежные потоки,  тыс.руб. | Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб. |
| 0 | -2887 | -2887 |
| 1 | 13473 | 11787 |
| 2 | 13473 | 10312 |
| 3 | 13473 | 9022 |
| 4 | 13473 | 7894 |
| 5 | 13473 | 6906 |
| 6 | 13473 | 6042 |
| Итого |  | 51963 |

Необходимо отметить, что показатель чистая приведенная стоимость отражает прогнозную оценку изменения экономического потенциала предприятия в случае принятия рассматриваемого проекта. Этот показатель аддитивен во временном аспекте, т. е. чистая приведенная стоимость различных проектов можно суммировать. Это очень важное свойство, выделяющее этот критерий из всех остальных и позволяющее использовать его в качестве основного при анализе оптимальности инвестиционного портфеля.

2. Метод внутренней ставки дохода.

Вторым стандартным методом оценки эффективности инвестиционных проектов после метода чистого дисконтированного дохода является метод определения внутренней нормы рентабельности проекта (internal rate of return, IRR), т.е. такой ставки дисконта, при которой значение чистого приведенного дохода равно нулю.

IRR = r, при котором NPV = f(r) = 0.

 (30)

где r1 — значение табулированного коэффициента дисконтирования, при котором f(r1)>0 (f(r1)<0);

r2 — значение табулированного коэффициента дисконтирования, при котором f(r2)<О (f(r2)>0).

NPV= 13472700 / (1+0,48)+ 13472700 / (1+0,48)2+13472700 / (1+0,48)3+ … +13472700 / (1+0,48)6 – 28870000 = -3473000 руб.

Таблица 3.5

Расчет денежных потоков

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Периоды | Денежные потоки,  тыс.руб. | Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб. |
| 0 | -2887 | -2887 |
| 1 | 13473 | 9103 |
| 2 | 13473 | 6151 |
| 3 | 134723 | 4156 |
| 4 | 13473 | 2808 |
| 5 | 13473 | 1897 |
| 6 | 13473 | 1282 |
| Итого |  | 25397 |

IRR=14,3 + (48 – 14,3) \*(49076000/(49076000 - ( - 3473000))) = 45,6%

IRR = 45,6%

Смысл расчета этого коэффициента при анализе эффективности планируемых инвестиций заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть ассоциированы с данным проектом, верхнюю границу допустимого уровня процентной ставки, превышение которого делает проект убыточным.

Для определения эффективности инвестиционного проекта при помощи расчета внутренней нормы рентабельности используется сравнение полученного значения с базовой ставкой процента, характеризующей эффективность альтернативного использования финансовых средств. Проект

считается эффективным, если выполняется следующее неравенство:

IRR > i, где i - некоторая базовая ставка процента.

В целом по сравнению с NPV-методом использование показателя внутренней нормы рентабельности связано с большими ограничениями.

Во-первых, для IRR-метода действительны все ограничения NPV-метода, т.е. необходимость изолированного рассмотрения инвестиционного проекта, необходимость прогнозирования денежных потоков на весь период реализации проекта и т.д.

Во-вторых, сфера применения IRR-метода ограничена только областью чистых инвестиций.

3. Период окупаемости (срок окупаемости) инвестиционного проекта Это продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости.

 (31)

где Ке - единовременные инвестиционные вложения, руб.;

Дг - величина годового дохода, руб.;

Ток - срок окупаемости, месяцы, годы.

Найдем срок окупаемости:

Ток = 2887/13472,7 = 0,2 года (3 месяца)

Этот метод - один из самых простых и широко распространен в мировой практике, не предполагает временной упорядоченности денежных поступлений. Алгоритм расчета срока окупаемости зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от инвестиции.

Если доход распределен по годам равномерно, то срок окупаемости рассчитывается делением единовременных затрат на величину годового

дохода, обусловленного ими. При получении дробного числа оно округляется в сторону увеличения до ближайшего целого. Если прибыль распределена неравномерно, то срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течение которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом.

Используя показатель срока окупаемости (Ток) при анализе, следует обратить внимание на ряд его недостатков:

- не учитывает влияния доходов последних периодов;

- не обладает свойством аддитивности;

- не делает различия между проектами с одинаковой суммой кумулятивных доходов, но различным распределением их по годам, если при расчете срока окупаемости использовать не дисконтированные величины.

4. Индекс рентабельности инвестиций.(PI).

Этот метод является по сути следствием метода чистой теперешней стоимости. Индекс рентабельности (PI) рассчитывается по формуле

. (32)

Очевидно, что если:

РI > 1, то проект следует принять;

РI< 1, то проект следует отвергнуть;

РI = 1, то проект ни прибыльный, ни убыточный.

Логика критерия PI такова: он характеризует доход на единицу затрат; именно этот критерий наиболее предпочтителен, когда необходимо упорядочить независимые проекты для создания оптимального портфеля в случае ограниченность сверху общего объема инвестиций.

В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем. Благодаря этому он очень удобен при выборе одного проекта из ряда альтернативных, имеющих примерно одинаковые значения NPV, либо при комплектовании портфеля инвестиций с максимальным суммарным значением NPV.

PI=51963000/ 2887000 = 1,8

PI > 1 - проект эффективен.

Полученные результаты указывают на экономическую целесообразность данного проекта. Такой проект можно принять с полной уверенностью при ставке дисконта меньшей 45,6% (максимальная ставка дисконта, при которой чистая теперешняя стоимость неотрицательна). Чем ниже ставка дисконта, тем раньше окупятся капитальные вложения и, следовательно, предприятие, осуществившее этот проект, получит больше прибыли.

Чистый Дисконтированный Доход равен 49076000 руб., срок окупаемости инвестиций 3 месяца, а индекс доходности инвестиций равен 1.8. Значения всех этих различных показателей показывают, что проект эффективен и его следует принять (табл.3.6).

Таблица 3.6

Экономическая эффективность проекта

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Показатель | Значение |
| 1 | Чистый дисконтированный доход, т.р. | 49076 |
| 2 | Внутренняя норма доходности | 45,6% |
| 3 | Индекс доходности | 1,8 |
| 4 | Ставка дисконтирования | 14,3% |
| 5 | Срок окупаемости | 3 |

Таблица 3.7

Расчет влияния обновления основных фондов на показатели эффективности деятельности предприятия

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатель | Ед. изм. | Отчет | План | Отклонение | |
| абсолютное | относительное |
| Выручка | Тыс. руб. | 2375 267 | 2535 432 | 160165 | +6,7 |
| Себестоимость | Тыс. руб. | 2116 223 | 2102 750,249 | -13472,751 | -0,6 |
| Прибыль | Тыс. руб. | 259 044 | 432 681,751 | -17367,751 | +6,7 |
| Рентабельность | % | 11,25 | 17,06 | +5,81 | - |

**Заключение**

Анализ производственно-хозяйственной деятельности показал следующее. Выручка от продажи продукции в 2012 году по сравнению с 2010 годом возросла на 335 446 руб., что составляет 16,44%. Себестоимость при этом выросла на 396 803 руб., что составляет 23,08%. Прибыль в 2012 году составила 259044 тыс.руб., что на 19,1% меньше чем в 2010 году. Производительность труда в 2012 году по отношению к 2010 году возросла в связи с увеличением производства электроэнергии, снижением численности промышленно – производственного персонала, ростом тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Проведенный анализ основных фондов, показал, что среднегодовая стоимость основных средств возросла на 2,3%, удельный вес активной части в общем объеме основных средств в 2012 году составил 0,761, что на 0,017, или на 2,3% больше чем в 2010 году. Фондоотдача активной части в 2012 году по сравнению с 2010 годом выросла на 8,3%.

Анализ затрат на производство электроэнергии предприятия показал что затраты в 2012 году по сравнению с 2010 годом выросли на 396803 руб., или на 43,2 %. Рост произошел по всем элементам затрат. Особенно значительный рост произошел по статье «материальные затраты». Это связано с повышением цен на сырье и материалы. Изменилась и структура затрат: увеличилась доля материальных затрат и амортизации основных средств, а доля заработной платы уменьшилась. В результате всех этих факторов себестоимость продукции и услуг, предоставляемых предприятием за этот период резко возросла, что затрудняет эффективное функционирование предприятия.

Гусиноозерская ГРЭС - тепловая электростанция конденсационного типа с шестью энергоблоками суммарной проектной мощностью 1260 МВт. В 2012 году из-за недостатка проектного топлива была выполнена перемаркировка основного оборудования со снижением установленной мощности до 1100 МВт.

В бакалаврской работе выполнено обоснование повышения эффективности за счет обновления основных фондов. Предложено обновить (заменить) циркуляционный насос с сальниковым уплотнением на насос с графитовым уплотнением.

Рассчитаны потребность в инвестициях для реализации проекта. Их величина составила 2 887 тыс. руб. Источником финансирования являются собственные средства предприятия.

Расчетным путем выявлено снижение потребления электроэнергии на собственные нужды на 662 721 рублей, снижение затрат на водопользование на 1 347 751 рубль.

Экономическое обоснование данных мероприятий позволяет оценить экономическую эффективность (отдачу) и сроки окупаемости мероприятий. Чистый Дисконтированный Доход равен 49 076 000 руб., срок окупаемости инвестиций 3 месяца, а индекс доходности инвестиций равен 1,8, при IRR равной 45,6%. Значения всех этих различных показателей показывают, что проект эффективен и его следует принять.

Реализация проекта обеспечит повышение прибыли на 17367,751 тыс.руб. и увеличение рентабельности до 17,06%. Расчеты показали целесообразность предлагаемой замены оборудования.

**Список использованных источников**

1.Абрютина М.С., Грачев А. В. Анализ финансово-экономической деятельности предприятия, М.: Дело и сервис, 2010.

2.Аньшин В.М. Инвестиционный анализ: Учебно–практическое пособие - 2-е изд. - М.: Дело, 2009.

3.Бакаев А.С., Шнейдман Л.3. Финансовая политика предприятия и анализ хозяйственной деятельности. - М.: НИКА, 2011.

4.Бакланов В. И. Финансовая деятельность предприятия в современных условиях. - М.: Экономика, 2010.

5.Бердникова Т. Б. Анализ и диагностика финансово - хозяйственной деятельности предприятия: Учебное пособие. - М.: ИНФРА-М, 2004. - 215 с.

6.Булатов А.С. Экономика предприятия: учебник / Булатов А.С. – М.: Эскмо, 2008. – 205 с.

7.Бушуев В.В. Энергоэффективность как направление новой энергетической политики России. Энергосбережение. 2011, №4, стр.32-35.

8.Вакулко А.Г. Михайлов С.А. Гашо Е.Г. Методические материалы к проведению энергетического аудита. // Энергосбережение. 2010 г., № 6.

9.Варнавский Б.П. Колесников А.И. Энергоаудит промышленных и коммунальных предприятий. Учебное пособие.- Ассоциация энергоменеджеров, М., 2009 г.

10.Волков О.И. Экономика предприятия: Курс лекций / О.И. Волков, В.К. Скляренко– М.: Инфра-М, 2008. – 143 с.

11.Врублевский Н.Д. Учет затрат в энергопредприятиях // Бухгалтерский учет. 2010.-№19.

12.Выварец А.Д. Экономика предприятия : учебник для студентов вузов. - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2010.

13.Гиляровская Л.Т. Анализ и оценка финансовой устойчивости коммерческой организации: учебное пособие для вузов. – М.: Юнити, 2008.

14.Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Эффективная энергокомпания: Экономика. Менеджмент. Реформирование. -М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2008.-544с.

15.Григорьев Ю.А. Рентабельность предприятия и проблемы совершенствования отчетности// Консультант. 2010. № 21.

16.Ефимова О.В. Анализ финансовых результатов и эффективности использования имущества. //Бухгалтерский учет. 2009. №1.

17.Зайцев Н.Л. Экономика промышленного предприятия: Учебник. 3-е изд. М.: ИНФРА-М, 2009.

18.Зимин Н.Е. Анализ и диагностика финансового состояния предприятия. – М.: Финансы и статистика, 2008.

19.Ковалев В.В., Волкова О.Н. Анализ хозяйственной деятельности предприятия. Учебник.- М.: ТК Велби, 2010г.

20.Ковалев В.В., Ковале Вит.В. Финансовая отчетность: анализ финансовой отчетности (основы балансоведения). – М.: Инфра-М, 2009.

21.Кононов Ю.Д., Гальперова Е.В., Мазурова О.В., Актуальные проблемы развития топливно-энергетического комплекса России // Экономика и финансы электроэнергетики.-2010.-№5.С.179-187.

22.Крылов Э.И. Анализ финансового состояния и инвестиционной привлекательности предприятия. – М.: ДИС, 2010.

23.Любушин Н.П., Лещева В.Б. Анализ финансово-экономической деятельности предприятия. Учебное пособие для вузов. – М.: ЮНИТИ-ДАТА, 2009.

24.Можаева СВ. Экономика энергетического производства-3-е изд. - М.: Лань,2009.

25.Некрасов А.С., Синяк Ю.В., Долгосрочные тенденции развития энергетического комплекса России //Экономика и финансы электроэнергетики.-2009.-№1. С.99-122.

26.Нормативные и распорядительные материалы Гусиноозерской ГРЭС

27.Савицкая Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия. -М.: Инфа-М, 2009.

28.Савицкая Г.В. Методика комплексного анализа хозяйственной деятельности. – М.:ИНФРА-М, 2010.

29.Савицкая Г.В. Теория анализ хозяйственной деятельности. -М.: Инфа-М, 2010.

30.Савицкая Г.В. Анализ эффективности деятельности предприятия. -М.: ДиС, 2009.

31.Смирнов И.А., Л.С. Хрилев. Определение эффективности ввода газотурбинных агрегатов на площадках действующих котельных // Теплоэнергетика. 2010. № 12.

32.Титаева А.В. Анализ финансового состояния предприятия. – М.: Финансы и кредит, 2009.

33.Титов В.И. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия: Учебник.- М.: Издательско-торговая корпорация Дашков и К, 2007.

34.Харанутова К. А. Гусиноозерская ГРЭС: От первого колышка до наших дней. - Иркутск: Изд-во «Макаров С.Е.», 2008. - 192 с.

35.Черненко А.В. Об использовании показателя объема продаж в финансовом анализе // Аудитор, 2010, № 11, с. 38-40

36.Четыркин Е.М. Методы финансовых и коммерческих расчетов, М.:Дело, 2012. – 320 с.

37.Шеремет А.Д., Сайфуллин Р.С. Финансы предприятий, М.: ИНФРА-М, 2012.

38.Шеремет А.Д., Сайфулин Р.С. Методика финансового анализа – М.: ИНФРА-М, 2009. – 328 с.

39.Шишкин А.К., Вартанян С.С., Микрюков В.А. Бухгалтерский учет

и финансовый анализ на коммерческих предприятиях – М.: ИНФРА-М, 2011, 235 с.

40.Экономика и управление энергетическими предприятиями: учебник/ Под ред. Н.Н. Кожевникова: учебник. -М,:Академия,2010.

|  |  |
| --- | --- |
| [**КНИЖНЫЙ МАГАЗИН**](http://учебники.информ2000.рф/chitai.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**ТОВАРЫ для ХУДОЖНИКОВ и ДИЗАЙНЕРОВ**](http://учебники.информ2000.рф/kar.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**АУДИОЛЕКЦИИ**](http://учебники.информ2000.рф/lectr.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**IT-специалисты: ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ**](http://учебники.информ2000.рф/otu.shtml) |  |

|  |  |
| --- | --- |
| [**ФИТНЕС на ДОМУ**](http://учебники.информ2000.рф/fit1.shtml) |  |