

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Теоретические аспекты экономической эффективности.....	5
1.1 Понятие экономической эффективности компании.....	5
1.2 Критерии экономической эффективности.....	9
1.3 Модернизация как способ повышения эффективности работы предприятия.....	16
2 Анализ эффективности работы ТЭЦ РТИ.....	34
2.1 Оценка состояния основного оборудования.....	34
2.2 Анализ основных показателей работы.....	49
3 Разработка вариантов развития ТЭЦ РТИ.....	58
3.1 Вариант А: замена ПТВМ.....	61
3.2 Вариант Б: отказ от выработки электроэнергии.....	71
3.3 Вариант В: установка ГТУ.....	81
Заключение.....	92
Список использованных источников.....	94

ВВЕДЕНИЕ

Организации необходимо оценивать эффективность для того, чтобы определить свое положение на региональном уровне. На данный момент нет универсальной методики, по которой можно было бы оценивать эффективность производства и качества продукции, оценивать развитие эффективности предприятия, поэтому тема является актуальной.

Высокая эффективность производственной деятельности предприятия способствует снижению потерь материальных, трудовых, финансовых ресурсов, снижению издержек производства, сокращению неэффективного персонала, повышению качества продукции, позволяет достичь конкурентных преимуществ, как самой продукции, так и организации. Эффективность предприятия достигается за счет достижения максимально возможного результата при минимальных затратах на производство и реализацию продукции.

В современное время основным направлением совершенствования деятельности предприятий является повышение эффективности и рентабельности производства за счет внедрения достижений научно-технического прогресса, эффективности форм хозяйствования и управления производством. Необходимо проанализировать хозяйственную деятельность предприятия для того, чтобы определить стратегию развития, оценить использование ресурсов, выявить основные способы совершенствования производства.

Модернизация как способ повышения эффективности производства, предполагает рассмотрение основных направлений: обновление основного капитала, оборудования, трудовых ресурсов, эффективный менеджмент и др. Целями могут быть: повышение эффективности использования оборудования, снижение постоянных издержек, выбор новой технологии.

Целью данной работы является изучение теоретических основ эффективности производства и рассмотрение модернизации как направление по ее повышению.

Для достижения поставленной цели следует решить задачи:

- обобщить авторские подходы к пониманию эффективности деятельности предприятия;
- изучить основные показатели оценки эффективности производственной деятельности;
- провести обзор основных направлений повышения эффективности производства, основанных на модернизации;
- рассмотреть характеристику производственно-хозяйственной деятельности предприятия, провести оценку частных показателей эффективности производства на предприятии;
- провести оценку обобщающих показателей эффективности производства на предприятии;
- предложить мероприятия по повышению эффективности, основанные на модернизации оборудования на предприятии.

Объектом исследования данной работы является ТЭЦ РТИ. Предметом является модернизация как способ повышения экономической эффективности производства.

Информационная база исследования составили: работы отечественных авторов, Интернет-ресурсы.

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОМПАНИИ

1.1 ПОНЯТИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Что же такое экономическая эффективность?

Понятие «эффективность» в экономической науке и практической деятельности занимает одно из важных мест. Расчеты экономической эффективности проводятся как для предприятий, так и для отдельных отраслей народного хозяйства. Определяется также эффективность производства, инвестиций, капитальных вложений, процессов и т.д. Однако показатели эффективности как одни из экономических показателей осуществления хозяйственной деятельности редко подвергаются теоретическому рассмотрению именно из-за неопределенности самого понятия. Неоднозначность толкования экономистами понятия эффективность обусловлена отсутствием единого мнения относительно сущности рассматриваемой категории. Отметим, что однозначной, общепринятой трактовки понятия «эффективность» в настоящее время не существует. При изучении результатов хозяйственной деятельности используют, в основном, частные показатели эффективности, которые вычисляются по существующим формулам без выяснения сущности категории «эффективность». Чаще всего экономическая эффективность понимается как соотношение результата к затратам на его достижение[55].

МакКоннел и Брю считают, что понятие «экономическая эффективность» близко к тому, что употребляется в технике [34]. Некоторые исследователи считают эффективность в значительной мере субъективной, оценочной категорией. При этом имеется в виду, что эффективность любого процесса может меняться с изменением оценок и эта категория приобретает личностную оценку. Соотношение понятий «эффективность» и «результативность», предложены П. Ф. Друкером [15]. Автор предлагает, чтобы деятельность предприятия была успешной в течение долгого времени, чтобы выжить и

достичь своих целей организация должна быть как эффективной, так и результативной.

Результативность, по его утверждению, является следствием того, что «делаются нужные, правильные вещи», а эффективность - «умение делать вещи правильно». Очевидно, что при такой трактовке результативность трудно определить количественно. Исследователи исходят из того, что экономическая результативность функционирования отраслевых рынков в значительной мере зависит от сложившейся структуры рынков, особенности поведения на них продавцов и покупателей. От того, какова концентрация производителей на рынке, насколько дифференцирован продукт и каков уровень барьеров, в значительной степени зависит поведение производителей. Как следствие этого, фирмы проводят определенную продуктовую стратегию, устанавливают цены, осуществляют продвижение продукта и определяют эффективность своей работы. Их усилия проявляются в увеличении и уменьшении инвестиций, в рекламной стратегии, в осуществлении инновационной деятельности. Гарвардские исследователи обратили внимание, что такие понятия как «структура рынка», «поведение фирм» в отраслях и «результативность функционирования рынков» взаимосвязаны и входят существенными составными частями в рыночный механизм связи. [48]

Иначе думает Б.А. Райзберг [46], который рассуждает, что эффективность является результативностью всей экономической деятельности предприятия, проведенных программ и действий. Но автор также считает, что этот показатель может быть выражен отношением полученного результата к затратам факторов и ресурсов, которые помогли получить этот результат, достичь наибольшего объема производства с применением имеющегося ограниченного количества ресурсов или обеспечение заданного выпуска при минимальных затратах.

Н. П. Болдырева [11] выделяет четыре вида эффективности:

а) Эффективность производства товаров. Данный вид эффективности включает: использование наименьшего количества ресурсов для изготовления

заданного объема товаров, снижение затрат, приходящиеся на единицу продукции или оказания услуг;

б) Эффективность использования ресурсов. Этот вид эффективности находится отношением объема выпускаемой продукции или прибыли от производственно-хозяйственной, финансовой деятельности к заданной величине ресурсов. Ресурсы в этом случае могут быть либо отдельными видами, либо определенными видами затрат, связанные с рабочей силой, с применением оборотных средств или основных фондов;

в) Эффективность менеджмента предприятия. Выполнение целей развития предприятия (достижение определенного объема реализованной продукции, получение необходимой прибыли) и успех на рынке являются результатами, которые смогло достичь предприятие, путем формирования задач и их выполнения. В данном случае это определяются как эффективность менеджмента;

г) Эффективность развития предприятия. Большинство экономистов убеждены в том, что эффект определяется результатами деятельности, а экономическая эффективность - результативность, установление которой позволяет связать эффект и затраты на производство. И эта связь имеет причинно-следственный характер.

Н. П. Болдырева [11] изучает эффективность производства во взаимоотношениях в производстве, распределении и обмене, приводящие к уменьшению затрат для получения полезного эффекта. Эффективность производства, по мнению автора, вызывает результат согласования отношений в процессе производства и производственных сил.

А. А. Ефремова [17] предлагает следующее значение эффективности производства. Под данным определением автор понимает отражение конечных результатов использования ресурсов за определенный промежуток времени.

Таким образом, изучив различные трактовки понятия «эффективности» можно сказать, что основным определением является мнение о соотношении эффекта или результата к затрачиваемым для достижения этого ресурсам,

факторам производства. Некоторые авторы считают правильным равенство между эффективностью и результативностью. Однако другие думают иначе, при этом рассматривать эти понятия необходимо вместе. Такие авторы как М. Мескон, М. Альберт, Ф. Хедоури [40] объявляют синонимами понятия «эффективность» и «производительность». Одни думают, что необходимо использовать эффективность только для производственных предприятий, другие призывают применять для оценки успешности различных экономических субъектов, национальной экономики. По нашему мнению эффективность производства - это ключевая категория экономики, которая определяет достижение целей. Эффективность производства это такая характеристика деятельности предприятия, проанализировав которую мы можем с помощью расчета показателей, которые характеризуют эффективность использования различных ресурсов, так и общую деятельность предприятия. Эффективность рассчитывается как отношение полезного результата к произведенным затратам.

Л.Д. Гительман [12] рассматривает эффективность как меру реализации определенных целей и как соотношение между результатами и затратами, необходимыми для их получения. Эффективность - это сложная системная категория, отражающая как многоцелевой характер деятельности энергокомпании, так и ее взаимодействие с субъектами внешней среды.

В системе показателей эффективности Л.Д. Гительман выделяет три основных блока:

- результативность;
- экономичность;
- рентабельность.

При этом результативность как элемент эффективности отражает реализацию основных целей компании в производственной деятельности, инновационной сфере, управлении спросом (взаимодействие с потребителями) и природоохранных мероприятий.

Экономичность (экономическую эффективность) автор предлагает рассматривать в двух аспектах: как производительность ресурсов и как удельные издержки производства (себестоимость продукции).

Показатели производительности ресурсов включают:

- удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии;
- производительность труда (например, удельную численность персонала в расчете на единицу установленной мощности);
- фондоотдачу и данные использования оборудования и производственных мощностей. [12]

Удельные издержки Л.Д. Гительман предлагает рассматривать в виде обобщающего показателя экономичности, выраженном в денежной форме.

Рентабельность (финансовая эффективность) формируется исходя из результативности и экономичности, но является не простой суммой этих элементов, а итогом сложного взаимодействия с внешней средой.

Наибольшее распространение получили следующие показатели рентабельности:

- коэффициент рентабельности активов;
- рентабельность всех активов;
- коэффициент рентабельности собственного капитала;
- показатель рентабельности обыкновенного акционерного капитала

1.2 КРИТЕРИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Наиболее часто [55] встречающиеся в экономике оценки результативности имеют вид дроби

$$k(x) = \frac{y(x)}{x} \rightarrow extr(x) \quad (1)$$

Здесь x — независимая переменная, характеризующие затраты некоторых ресурсов; $y(x)$ — результативный (выходной) признак, зависящий от независимой переменной. Эта зависимость может быть выражена двумя основными способами — либо непосредственным заданием некоторой

функции, либо опосредовано, например, с помощью таблицы статистических данных. Привлекательность формулы (1) — в её простоте и наглядности. Однако именно в силу своей простоты она сразу становится трудно применимой для получения адекватных оценок, когда выходной показатель оказывается величиной, зависящей от многих переменных, или, иначе говоря, от вектора $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)^T$. Ещё более сложное положение возникает, когда рассматриваются несколько результативных признаков. Поэтому возникает необходимость найти некоторое обобщение формы критерия (1), по возможности логичное и свободное от субъективизма. В связи с этим заметим, что задача достижения экстремального значения приведенного выше критерия $k(\mathbf{x})$ довольно легко может быть обобщена, если её сформулировать как стандартную задачу определения условного экстремума

$$\begin{cases} y(t) \rightarrow \text{extr} \\ z(t, x) = 0 \end{cases} \quad (2)$$

Здесь под $z(t, x)$ понимается какая-либо заданная функция. В экономике $z(t, x)$ обычно интерпретируется как затраты. В частном случае $z(t, x) = t - x$ выражения (1) и (2) тождественно совпадают. Таким образом, возможен следующий путь обобщения: в качестве критерия предлагается считать числовое экстремальное значение целевой функции при условии, что вектор независимых переменных находится в области допустимых значений. В тех случаях, когда эти области задаются уравнениями $z_i(\mathbf{x}) - c_i = 0; \quad i = 1, \dots, m$, то соответствующая задача может быть записана так

$$\begin{cases} y(\mathbf{x}) \rightarrow \text{extr} \\ z_1(\mathbf{x}) = c_1 \\ \dots \\ z_m(\mathbf{x}) = c_m \end{cases} \quad (3)$$

Если выходных показателей несколько, то необходимо сконструировать некую критериальную функцию, определённым образом зависящую от $y_i(t, x)$

Наиболее простая математическая форма достигается для линейных функций. Для них в качестве критерия можно построить следующую дробь

$$K(\mathbf{x}) = \frac{\sum_{i=1}^J p_i \cdot y_i(\mathbf{x})}{\sum_i c_i \cdot z_i(\mathbf{x})} = \frac{\mathbf{p}^T \mathbf{y}(\mathbf{x})}{\mathbf{c}^T \mathbf{z}(\mathbf{x})} \quad (4)$$

В (4) векторы $\mathbf{p}$ и $\mathbf{c}$ могут быть интерпретированы соответственно как цены реализации товаров, и цены, характеризующие себестоимость производства. Можно поставить задачу оптимизации

$$\begin{cases} \mathbf{p}^T \mathbf{y}(\mathbf{x}) \rightarrow \max \\ \mathbf{c}^T \mathbf{z}(\mathbf{x}) = C \end{cases} \quad (5)$$

Если все функции непрерывно дифференцируемы, то задача (5) может решаться методом множителей Лагранжа. При этом находится такая точка $\mathbf{x}^*$, для которой выполняются следующие векторные равенства

$$\begin{cases} \mathbf{p}^T \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \mathbf{y}(\mathbf{x}) = \lambda \cdot \mathbf{c}^T \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \mathbf{z}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{c}^T \mathbf{z}(\mathbf{x}^*) = C \end{cases} \quad (6)$$

Допустим, найдено решение системы (6). Тогда любому значению C можно сопоставить критериальное отношение

$$\begin{cases} \rho(C) = \frac{\mathbf{p}^T \mathbf{y}(\mathbf{x})}{\mathbf{p}^T \mathbf{y}(\mathbf{x}^*)} \leq 1 \\ \mathbf{x}^* = \mathbf{x}^*(C) \end{cases} \quad (7)$$

Это выражение есть оценка степени оптимальности реально выбранного способа производства. Чем ближе значение ρ к единице, тем ближе этот способ к оптимальному.

В качестве более простого показателя, адекватно отражающего существо понятия «эффективность», предлагается понятие комплексной эффективности. Комплексная эффективность — это понятие, характеризующееся системой абсолютных и относительных показателей (коэффициентов), анализ которых позволяет оценить как соотношение результатов к затратам, так и варианты правильности, точности направления к конечному результату. Следует

заметить, что при такой формулировке этот критерий может включать в себя как показатели эффективности, так и показатели результативности. Одним из методов расчета комплексной эффективности может являться расчет финансовых и аналитических показателей предприятия или отрасли: прибыли, рентабельности, ликвидности, платежеспособности, финансовой устойчивости, интенсивности использования ресурсов, деловой активности, характеристики структуры имущества, экологической безопасности, транспарентности и др. При оценке комплексной эффективности вышеприведенные показатели целесообразно разделить на группы, характеризующие различные стороны исследуемого процесса. К первой группе относительных показателей могут относиться финансовые показатели, для которых определены нормативные значения: ликвидность, платежеспособность, финансовая устойчивость. Во вторую группу входят аналитические показатели, а именно: интенсивность использования производственных ресурсов, деловая активность, характеристика структуры имущества. В третью и последующие группы могут входить дополнительные показатели, характеризующие работу экономической системы или региона.

Менар Клод подчеркивает, что при рассмотрении вопроса об экономической эффективности производства необходимо иметь в виду, что эффект и эффективность - понятия неоднозначные [39]. В наиболее общем виде в форме эффекта любого производства выступает его функция – конечный результат, который получает свое воплощение непосредственно в объеме производственных материальных ценностей, экономии затрат и т.д. Однако как бы не был важен эффект, сам по себе он недостаточно характеризует деятельность предприятия, так как не показывает, ценой каких затрат он получен. Один и тот же эффект может быть получен разными способами, с разным уровнем использования ресурсов (затрат) и, наоборот, одинаковые затраты могут дать разный эффект. Поэтому необходимо сравнивать достигнутый эффект с теми затратами (ресурсами), с помощью которых он получен. В наиболее общем виде экономическая эффективность представляет

собой сопоставление двух величин: абсолютной величины эффекта с абсолютными величинами затрат и ресурсов. Общая формула эффективности имеет следующий вид:

$$\mathcal{E} = P / Z \text{ или } \mathcal{E} = P / \Phi, (8)$$

Где $\mathcal{E}$ – экономическая эффективность;

P – результат деятельности предприятия;

Z – затраты предприятия;

Φ – факторы, ресурсы.

Уровень экономической эффективности дает представление о том, ценой каких затрат достигнут экономический эффект. Чем больше эффект и меньше затраты, тем выше экономическая эффективность производства, и наоборот.

Расчеты эффективности производства осуществляются по системе показателей, которые объединены в следующие группы:

- обобщающие показатели повышения экономической эффективности общественного производства;
- показатели повышения эффективности использования труда;
- показатели повышения эффективности использования основных фондов, оборотных средств и капитальных вложений;
- показатели повышения эффективности использования материальных ресурсов.

Повышение эффективности производства предприятий лесного комплекса в значительной степени зависит от лучшего использования основных производственных фондов. Улучшение использования действующих основных производственных фондов позволяет увеличить объем производства продукции без дополнительных капитальных вложений, сократить издержки производства и соответственно повысить прибыль. Для оценки эффективности использования основных фондов применяют обобщающие и частные показатели. Обобщающие показатели позволяют оценить эффективность использования всех основных фондов, находящихся на балансе предприятия.

Частные показатели рассчитываются для отдельных видов и групп основных фондов.

Наиболее распространенным обобщающим показателем эффективности использования основных производственных фондов является фондоотдача. Она характеризует выпуск продукции в расчете на 1 р. стоимости основных фондов:

$$FO = B / ОПФ, (9)$$

где В – объем (выручка) произведенной за год продукции;

ОПФ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов.

Фондоемкость показывает долю стоимости основных фондов, приходящуюся на каждый рубль выпускаемой продукции.

$$FE = 1 / FO = ОПФ / B, (10)$$

где ФЕ – фондоемкость,

ФО – фондоотдача.

Фондовооруженность труда характеризует техническую оснащенность труда и определяется по формуле:

$$FB = ОПФ / Ч, (11)$$

Где Ч – среднесписочная численность рабочих.

Повышение эффективности использования основных производственных фондов на предприятиях достигается за счет организационных, технических и экономических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

1. уменьшение простоев оборудования в ремонте путем сокращения его сроков и удлинения межремонтных периодов;
2. увеличение сменности работы оборудования;
3. организация бесперебойного снабжения рабочих мест необходимыми инструментами, приспособлениями и т. д.

К техническим мероприятиям следует отнести:

1. увеличение скорости работы машин и оборудования;
2. снижение продолжительности технологических процессов на основе применения катализаторов;

3. использование машин и оборудования на полную мощность;
4. совершенствование технологии производства;
5. применение прогрессивной техники;
6. внедрение комплексной механизации и др.

Экономические мероприятия включают: совершенствование системы планирования, учета и контроля использования фондов; создание систем стимулирования, обеспечивающих заинтересованность персонала в повышении эффективности использования основных фондов и т.п.

Анализ последних исследований свидетельствует о существующей проблеме в объективной оценке результативного и эффективного функционирования предприятий. Так, П. Нивен отмечает, что, несмотря на кардинальные изменения методов ведения современного бизнеса, «системы сбора, отслеживания и передачи информации о результатах деятельности компании имеют серьезные недостатки, продолжают оставаться в прошлом системы оценки результатов деятельности, проблемой которой является то, что она практически базируется исключительно на финансовых показателях деятельности» [42]. Л. Лигоненко указывает, что «в трудах современных исследователей наблюдаются различия в формировании системы оценочных показателей категориальных понятий «эффективность» и «результативность» [31, с.208]. А. Аузан с коллегами, сопоставляя подходы к набору экономических показателей для оценки результативности и эффективности, отмечают, что «...проблему оценки эффективности функционирования предприятия по краткосрочным финансово-экономическими процессами усиливает фактор отсутствия формализованного контекста согласованности показателей, критериев и весовых коэффициентов в общей методике оценки эффективности» [7, с.17]. С точки зрения О.М. Шариповой [58] проблема эффективности предприятий решается двумя задачами: преодолеть существующий кризис в конкретном секторе; реализовать модернизацию предприятий как одно из главных которые направлены на повышение эффективности производства. Из выводов Н.А. Акимова [5] модернизация предприятия как целостная система

может быть осуществлена структурно-системным подходом к модернизации, состоящих из определенных свойств и подсистем. Подход к модернизации предприятия как единого целого можно выразить в виде взаимодействующих и взаимозависимых тенденций модернизации предприятия. Ниже рассмотрим модернизацию как фактор повышения эффективности производства на основе технической базы производства.

1.3 МОДЕРНИЗАЦИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ

Модернизация традиционно рассматривается как процесс усовершенствования, обновления объекта, приведения его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества. В научной литературе встречаются различные концепции модернизации: социально-экономическая, инновационная, экономическая (производственная).

Социально-экономическая концепция (Д.Гэлбрейт, У. Ростоу, О. Фукуяма) рассматривают модернизацию как комплексный процесс развития экономической, социальной и культурной сфер человеческой деятельности.

При этом они предполагают, что в рамках отдельной отрасли и предприятия модернизация будет проводиться как в сфере производства продукции, так и в сфере управления производством, в социальной сфере предприятия, в маркетинговой среде организации и т.д.

Модернизация выступает как системное явление, охватывающая преобразования и в сфере производства и в сфере труда. Расширение экономического потенциала предприятия осуществляется одновременно с развитием трудового потенциала организации и повышением ее социальной значимости.

Предприятие рассматривается как отдельный элемент современной социально-экономической среды, которое преобразуется в соответствии с общими тенденциями развития экономики и социальной сферы в национальном

масштабе. Подобный подход на практике реализуется на крупных предприятиях Японии, Австралии, Канады, то есть в странах, где исторически сложились соответствующие условия и имеется специфическая корпоративная культура.

При этом модернизация производства и управления рассматривается в качестве вспомогательной цели, а главной целью является создание условий для стабильного развития предприятия, отрасли, экономики в целом. Важную роль играет государственная политика по стимулированию экономических и социальных инноваций, особенно эффективная в Австралии и Канаде.

Модернизация технической базы предприятия является весьма актуальной на сегодняшний день, так как в современных экономических условиях развитие предприятия неосуществимо без глубокой технологической и методологической модернизации. Материально-техническая база - все средства производства, материальные и вещественные, которые требуются для производства в организации. Иными словами материально-техническая база предприятия это, прежде всего, совокупность основных и оборотных средств. К материально-технической базе также относится продукция предприятия. Ее оценивают по следующим показателям [22]: скорость производства, качество, надежность, соответствие стандартам. Один из компонентов технической базы предприятия - это производственно-техническая база, включающая в себя все основные инструменты, требующиеся для процесса непрерывного производства и бесперебойной работы организации. По сути, она являет собой совокупность оборудования, транспортных средств, площадей, и иных вещественных ресурсов, которые требуются для процесса производства. Формирование материально-технической базы подвержено действию некоторых факторов [24]: особенности отрасли; размеры производств; тип выпускаемого товара или услуги; методики организации производственного процесса; уровень кооперирования; специализация, как средств производства, так и сотрудников. Для оценки базы предприятия используют комплексный подход, который позволяет оценить все тактико-экономические показатели. С точки зрения Н.А.

Мансурова [37] материально-техническая база постоянно находится в процессе развития: вводятся технологические решения, закупается новое оборудование. На состояние базы влияет множество факторов: предполагаемый срок службы оборудования, уровень автоматизации производства, планы реконструкции и модернизации, финансирование технологических фондов. Главной задачей промышленных предприятий на современном этапе является модернизация производства, которая позволяет повысить эффективность производства и конкурентоспособность продукции, так как модернизация в настоящее время является необходимостью, позволяющей сохранять лидирующие позиции в определенной отрасли в условиях постоянной конкуренции. По мнению Х. Ширенбек [59] модернизация производства является важнейшим условием развития предприятия за счет повышения эффективности его работы. Как считают многие авторы [36; 37; и др.] модернизация представляет собой комплекс узкопрофильных процедур, предполагающий проектирование мощностей и последующее изготовление наукоемкого оборудования, внедрение на предприятии автоматизированных систем и обучение персонала. На наш взгляд более предпочтительной являются трактовка А.С. Мамедова [36], модернизация - это комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств на основе инновационных решений. Такие мероприятия предполагают в свою очередь повышение уровня автоматизации производства, замену устаревшего и изношенного оборудования на новое и более производительное. К модернизации производства относят все виды работ, которые модифицируют технологический процесс, повышают нагрузки на оборудование. Целью модернизации является повышение производственной эффективности технологического оборудования, позволяющее сократить трудоемкость процессов, цикл изготовления продукции, оптимизировать численность операционного персонала, сократить потери и себестоимость конечной продукции. Также И.А. Кинаш [24] выделяет наиважнейшие задачи, решение которых направлены на модернизацию производства: наращение производственных мощностей организации; переход

на технологии, сберегающие энергию; сохранение и модернизация уже существующего производства; проведение автоматизирования производства; введение современных производственных процессов; выбор наилучшего варианта оптимизация затрат; повышение контроля качества продукции; снижение техногенной нагрузки с достижением требований норм влияния на окружающую среду; сокращение производственного травматизма, повышение условий труда и отдыха.

Обновление и модернизация производства предполагают замену устаревших производственных мощностей предприятия более современными. Это достигается путём разработки новых организационно-производственных структур, ориентированных на использование высокоавтоматизированного оборудования, новых технологических процессов, информационных систем и т.д. На рисунке 1 представлен механизм внедрения проекта по модернизации высокотехнологичного производства на основе использования инновационной системы предприятия.

Внедрению проекта по модернизации производства должен предшествовать технологический аудит предприятия, по результатам которого осуществляется проверка технической осуществимости предлагаемых решений, а также устанавливаются рыночные преимущества создаваемого продукта, используемых технологических решений и даётся оценка их рыночных перспектив.

Далее, используя метод сценарного планирования, необходимо сформировать совокупность стратегий модернизации производства и предложить механизмы выбора наилучшей стратегии, исходя из критериев экономической целесообразности и ограничений, диктуемых изменением факторов внешней и внутренней среды. С учётом полученных результатов должны быть разработаны новые организационно-производственные структуры. При их проектировании предусматриваются мероприятия по увеличению на предприятии доли специализированных рабочих мест за счёт:



Рисунок 1 – Механизм внедрения проекта по модернизации высокотехнологичного производства на основе использования инновационной системы предприятия

- организации групповых технологических маршрутов и технологических процессов, позволяющих увеличивать партии запуска и сокращать трудоёмкость переналадок рабочих мест;

- создания системы оперативно-календарного планирования и диспетчирования производственных процессов, обеспечивающей сокращение длительности производственного цикла, повышение пропорциональности, ритмичности и непрерывности производственного процесса;

- создания системы логистики, обеспечивающей оптимизацию затрат времени и ресурсов на внутрипроизводственную логистику.

В процессе разработки организационно-производственных структур возможно также решение ряда частных задач, включая:

- оптимизацию загрузки отдельных станков с ЧПУ и групп таких станков;
- оптимизацию внутрипроизводственных заделов;
- разработку и реализацию проектов объединения отдельных станков с ЧПУ в автоматизированные комплексы.

При формировании системы управления процессами модернизации должны быть решены задачи, связанные с:

- выявлением особенностей функционирования системы управления модернизацией производства;

- определением совокупности требований к системе с целью обеспечения её устойчивости при воздействии возмущающих факторов;

- разработкой принципов и механизмов построения отдельных контуров системы управления, включая контур управления финансовыми ресурсами и капиталом, материальными ресурсами и активами, интеллектуальными ресурсами, активами и капиталом, рисками.

Практическая реализация сформулированных нами аспектов проблемы формирования стратегии модернизации с целью создания высокотехнологичного производства является сложной и трудоёмкой задачей. Поэтому, используя математическое описание процессов, протекающих в

рамках модернизации производства, целесообразно разработать совокупность экономико-математических моделей, позволяющих:

- моделировать стратегии модернизации производства и выбирать наилучший вариант стратегии;
- управлять ресурсами и результатами модернизации в режиме учёта изменений производственной программы, парка технологического оборудования, уровня автоматизации технологических процессов и ряда других параметров.

В основе формирования стратегии модернизации лежат процессы создания технологических инноваций, объединяющих процессные и продуктовые инновации. Однако использование этих инноваций без изменения методов организации и управления производством, процедур исследования рынков сбыта, привлечения качественно новых видов ресурсов будет не эффективно.

При модернизации производства происходит изменение структуры основных производственных фондов предприятия с одновременным обновлением выпускаемой продукции [32]. При создании высокотехнологичным предприятием принципиально новых продуктовых и процессных инноваций проводятся маркетинговые исследования. Целью этих исследований является определение наиболее перспективных моделей продуктовых инноваций, сбыт которых обеспечит высокотехнологичному предприятию, как максимальные значения экономических показателей, так и высокую результативность достижения поставленных в конкурентной стратегии целей [27].

Для каждой позиции из номенклатуры выпускаемых высокотехнологичным предприятием продуктовых инноваций должен быть составлен прогноз возможной цены реализации. Достаточно часто на этом этапе выполняется математическое моделирование изменения цены продуктовых инноваций в зависимости от изменения факторов внешней и внутренней среды [19]. Таким образом, первой группой переменных в модели

является номенклатура выпускаемых высокотехнологичным предприятием продуктовых инноваций и объёмы выпуска по каждой позиции номенклатуры. Это не означает, что в окончательный план производства должна войти продукция всех наименований. Для оптимизации производственной стратегии высокотехнологичного предприятия используются различные модели, в том числе прогностические модели [32], позволяющие осуществлять выбор наилучших проектных инновационных решений.

Оптимальная программа производства может не соответствовать существующей структуре фондов технологического оборудования высокотехнологичного предприятия. Поэтому возникает задача наилучшей организации и управления сложной производственной системой. Подобную задачу нельзя рассматривать как локальную, её решение должно формироваться на интервале всего жизненного цикла проекта по созданию высокотехнологичным предприятием системы инноваций.

Поэтому создаваемая экономико-математическая модель управления инновационной системой высокотехнологичного предприятия должна допускать возможность учёта результатов использования новых организационно-производственных структур. Таким образом, стратегическое решение задачи модернизации, приводящее к созданию высокотехнологичного производства и повышению потенциала предприятия, должно базироваться на возможности использования новых организационно-производственных структур. Для формирования подобных структур необходимо приобретение нового технологического оборудования, что часто приводит к замене используемого оборудования и ликвидации уже существующих на предприятии организационно-производственных структур.

При модернизации производства могут образоваться избыточные площади, которые предприятие может продать или сдать в аренду. Полученные при этом доходы будут выступать как источник финансирования повышения потенциала предприятия [26]. Недостающие площади высокотехнологичное предприятие может получить путем строительства, покупки или снятия в

аренду. Два первых способа требуют дополнительных инвестиций, а арендная плата, возникающая в последнем случае, относится на себестоимость производимых продуктовых инноваций.

Современные тенденции в развитии производства наукоёмкой продукции связаны с повышением уровня автоматизации производственных систем. Поэтому создаваемая модель должна позволять выполнять расчёт эффективности применения в производственной системе различных средств автоматизации.

Во избежание излишнего усложнения экономико-математической модели допустим некоторую идеализацию. Предположим, что для обработки деталей и сборочных единиц одной и той же группы продуктовых инноваций используется одна и та же процессная инновация.

Таким образом, переменными в создаваемой нами экономико-математической модели, описывающей процессы модернизации производства, будут выступать:

- номенклатура выпускаемых высокотехнологичным предприятием продуктовых инноваций и объёмы выпуска по каждой позиции номенклатуры;
- прогнозные цены реализации продуктовых инноваций по каждой позиции номенклатуры;
- суммарный объём инвестиций в оборудование и производственные площади;
- количество технологического оборудования;
- размер дополнительных или избыточных производственных площадей.

Введём предположение, что возможная сумма дополнительных инвестиций, необходимых предприятию для обновления и модернизации производства ограничена. Параметры такого ограничения определяются внешними факторами по отношению к модели, в частности, величина ограничений на возможный размер инвестиций зависит от степени доступности предприятию финансовых инструментов рынка капиталов [20] (например, возможности привлечения дополнительных кредитных ресурсов). Тогда в

пределах этого ограничения величины заёмных средств, привлекаемых предприятием, будут зависеть от процентной ставки за пользование кредитом и сроков его возмещения. Все эти обстоятельства должны быть учтены на модельном уровне разрабатываемой стратегии обновления производства.

В качестве критерия оптимальности при оценке стратегии обновления и модернизации производства на основе использования сформированной системы инноваций целесообразно использовать неотрицательное значение показателя чистого дисконтированного дохода. При наличии у предприятия нескольких стратегий оптимальной следует считать ту стратегию, которая обеспечивает максимальное значение величины чистого дисконтированного дохода.

При расчёте чистого дисконтированного дохода инвестиционные затраты будут включать элементы, связанные с созданием высокотехнологичным предприятием инновационной системы, производственных площадей и организационно-производственных структур, за вычетом стоимости существующего оборудования и производственной площади, подлежащих ликвидации. Определяя затраты на формирование инновационной системы, следует принимать во внимание элементы затрат, возникающих вследствие появления у предприятия технологической инновации (процессной и продуктовой), а также затраты на программное обеспечение систем, обеспечивающих планирование ресурсов (например, ERP-систем – Enterprise Resource Planning System), взаимоотношений с клиентами (например, CRM-систем – Customer Relationship Management) [13] и т.д.

Разработанная нами экономико-математическая модель повышения потенциала высокотехнологичного предприятия на основе модернизации производства имеет ряд ограничений, в частности по объёму реализации продуктовых инноваций, фондам времени используемого технологического оборудования, объёму инвестиций. Кроме того, в экономико-математическую модель должно быть включено ограничение на допустимое использование производственной площади. [8]

Модернизация котельной - это комплекс мер, необходимых для повышения эффективности ее работы, увеличения мощности и безопасности, снижения затрат на эксплуатацию.

Модернизация котельной проводится при наличии следующих предпосылок:

- высокая степень изношенности оборудования;
- увеличение себестоимости вырабатываемого тепла;
- нарушение температурных графиков теплоподачи;
- отсутствие возможностей для строительства новой котельной.

Перед проведением любых мероприятий по модернизации необходимо предварительное предпроектное обследование, включающее в себя анализ присоединенных тепловых нагрузок и их плотности, анализ располагаемой и рабочей мощности, выявление возможностей оптимизации уровня загрузки оборудования, уточнение перспектив энергоэффективности и снижения теплопотерь. По результатам обследования принимается один из возможных вариантов модернизации котельной.

Модернизация может включать в себя полное обновление конфигурации всей системы или замену отдельных узлов и агрегатов, а именно:

- системы топливоподачи и топливоподготовки. В процессе модернизации этих систем возможно проведение работ по автоматизации и реконструкции с установкой современного и высокопроизводительного оборудования, замена и теплоизоляция емкостей, гранулирование и гомогенизация твердого топлива, установка современных транспортеров, угледробилок и металлоочистителей.

- системы автоматизации и приборы учета. Модернизация котельной в этой области включает в себя организацию автоматического контроля за всеми процессами с единого пульта управления, установку приборов учета расхода топлива и теплоты на выходе, приборов учета расхода воды и контрольно-измерительного оборудования для управления качеством и количеством теплоносителя и выработанного тепла.

- система водоподготовки. Проводятся работы по усовершенствованию комплексной обработки сетевой воды, установке станций по снижению железосодержания, автоматизации управления системой, разделению контуров сетевой и котловой воды.

- замена котельных агрегатов. Это наиболее эффективный способ модернизации котельной, включающий в себя замену всех устаревших и отработавших свой ресурс моделей котлов, таких как чугунные секционные, на современные стальные, реконструкцию угольных котлов с повышением КПД до 75-80 %, замену конвективных частей и теплообменников, замену топок с ручной топливоподачей на механизированные или автоматизированные топки, организацию утилизации теплоты уходящих газов.

- оптимизация режимов горения и замена горелок. Для газовых и жидкотопливных котлов предусматривается замена горелок с пневматическим распылителями РВСС, что позволяет повысить КПД на 10 %, снизить температуру подогрева топлива. Также в комплекс мер может входить установка горелок для водонефтяной эмульсии, замена топливных емкостей, изменение схемы забора воздуха для поддува, оптимизация режимов горения, установка систем контроля за основным и вспомогательным оборудованием.

После разработки общей концепции модернизации производится подбор необходимого оборудования и согласование с заказчиком. Следующими этапами являются выполнение проектных работ, поставка и монтаж оборудования, наладка и запуск котельной.

Результаты модернизации:

- повышение надежности и производительности оборудования;
- значительное увеличение КПД и тепловой мощности;
- оптимальный режим работы;
- сокращение расходов на обслуживание и эксплуатацию путем снижения расхода топлива и количества обслуживающего персонала;
- снижение количества экологически вредных выбросов.

Стоимость энергии составляет значительную часть эксплуатационных расходов для любого коммерческого здания. Модернизация инженерных систем позволяет сократить эти расходы. Капитальные вложения в модернизацию котельного оборудования во многих случаях имеют короткий срок окупаемости.

Одним из лучших путей, гарантирующим эффективную эксплуатацию котельной, является высокоэффективное регулирование, которое возможно применить и для паровых, и для водогрейных котельных. Высокоэффективное регулирование позволяет сэкономить в среднем от 4 до 5 % используемой тепловой энергии и окупается в течение года.

Как можно добиться повышения эффективности работы котла? Известно, что при определенном соотношении расходов воздуха и топлива происходит наиболее полное сгорание внутри котла. При этом следует добиваться ведения топочного процесса с минимальным количеством избыточного воздуха, однако при обязательном условии обеспечения полного сгорания топлива. Если в топку подается избыточный воздух в большем количестве, чем требуется для нормального ведения топочного процесса, то излишний воздух не сгорает и лишь бесполезно охлаждает топку, что может в свою очередь повести к потерям вследствие химической неполноты сгорания топлива.

Необходимо также контролировать температуру уходящих газов. При завышенной температуре дымовых газов на выходе из котла значительно снижается КПД агрегата за счет выброса в атмосферу лишней теплоты, которую можно было бы использовать по назначению. В тоже время при работе на жидких видах топлива нельзя допускать снижения температуры дымовых газов на выходе из котла ниже 140 °С при содержании в топливе серы не более 1 % и ниже 160 °С при содержании в топливе серы не более 2–3 %. Значения данных температур обусловлены точкой росы для дымовых газов. При этих температурах начинается процесс выпадения конденсата в дымогарных трубах и дымосборной камере. При контакте содержащейся в топливе серы с конденсатом вследствие химической реакции образуется сначала сернистая, а

затем серная кислота. Результатом чего является интенсивная коррозия поверхностей нагрева.

Для достижения большей эффективности высокоточной регулировки необходимо предварительно произвести базисную очистку топки и дымоходов. Для уменьшения избыточного воздуха и уменьшения температуры уходящих газов необходимо:

- устранить негерметичность камеры сгорания;
- произвести контроль тяги дымохода, при необходимости установить в дымовой трубе шибер;
- повысить или понизить номинальную подводимую мощность котла;
- вести контроль соответствия количества воздуха для горения;
- оптимизировать модуляции горелки (если горелка снабжена этой функцией).

Для газовых котлов с помощью газового счетчика и секундомера можно выяснить, подается ли к горелке необходимое количество топлива. Если котел работает на мазуте, то проверяется, соответствует ли расход, измеренный расходомерным соплом, и давление, создаваемое мазутным насосом, подходящими для эффективной работы котла. На рисунке 1 показан общий вид котельной.

Для оценки эффективности сгорания используется анализатор уходящих газов. Измерения производятся до и после регулировки.

Наиболее подходящими для высокоэффективной регулировки являются котлы с надувными газовыми топками и мазутными топками. Менее подходящими являются котлы с комбинированными горелками для двух видов топлива, а также газовые котлы с атмосферными горелками.

Для комбинированных горелок режим для одного вида топлива часто является компромиссом для сохранения работоспособности на другом виде топлива. А регулировка газовых котлов с атмосферной горелкой ограничено техрегламентом и физическими характеристиками оборудования. На рисунке 3 показан пример содержимого шкафа автоматики по газу.



Рисунок 2 – Общий вид котельной



Рисунок 3 – Автоматика на входе газа в горелку

Для чугунных котлов в отопительных системах при регулировании теплоподачи в систему отопления по температуре внутреннего воздуха в контрольном помещении здания (регулирование «по отклонению») оно может осуществляться за счет периодического отключения системы (регулирование «пропусками») с помощью температурного датчика. Это позволит экономить от 10 до 15 % потребляемой тепловой энергии и окупится в течение двух лет.

Для стальных котлов такой способ регулирования температуры воды нежелателен. С точки зрения прочностных характеристик для стального котла большой температурный перепад нестрашен, но эксплуатировать котел с

температурой воды в обратном трубопроводе (на входе в котел) ниже 55 °С не следует. Дело в том, что при такой температуре котловой воды температура дымовых газов в местах соприкосновения со стенкой дымогарной трубы может оказаться ниже температуры точки росы, что вызовет выпадение конденсата на стенках дымогарных труб и приведет к их преждевременной коррозии. Поэтому чаще применяют регулировку температуры воды с помощью трехходового клапана с температурным датчиком, минус этого способа – долгий срок окупаемости, от 5 лет и выше. Как альтернативу можно применить регулирование пропусками в сочетании с термостатическим датчиком температуры обратной воды. Такой способ менее экономичен и окупится в течение 4–5 лет.

В повсеместной практике осенью с наступлением отопительного периода служба эксплуатации запускает систему отопления и выключает только весной. Это приводит к тому, что даже в теплые дни котел не отключается и продолжает работать.

Автоматическое регулирование выключением при достижении наружной температуры +8 °С может сохранить от 3 до 5 % потребляемой тепловой энергии и окупится за 2–3 года.

Если работа котла регулируется «пропусками» в зависимости от температуры наружного воздуха, часто возникает следующая проблема: в переходные периоды, когда наружная температура в течение суток резко изменяется, цикл включения/выключения котла обычно короткий, трубы и отопительные приборы не успевают как следует прогреться и это приводит к недогреву здания; зимой же, когда холодная температура держится постоянно, цикл включения/выключения котла чрезмерно долгий, что приводит к излишнему перегреву здания. Для устранения этой проблемы рекомендуется установить контроллер, регулирующий минимальное и максимальное время включения котла. Это экономит от 3 до 5% потребляемой тепловой энергии и окупится примерно за 3 года. [60]

Многие российские объекты теплоэнергетики нуждаются в модернизации котельного оборудования. Заложенный еще в середине прошлого века, потенциал котельных давно себя исчерпал. Морально и физически устаревшее оборудование не позволяет должным образом обеспечивать жизнедеятельность предприятий и тормозит дальнейшее развитие производства. В сложившейся ситуации руководство предприятий, даже вполне обеспеченных и конкурентоспособных, не планирует строительство новых котельных, а принимает оптимальное решение - провести модернизацию существующих.

По оценкам специалистов, реконструкция оборудования обходится примерно на 40% дешевле, чем строительство новой котельной. А в результате модернизации предприятие или фирма получают автоматизированную котельную с высокой производственной надежностью, что позволяет значительно сократить затраты на энергоносители и снизить эксплуатационные расходы.

Как это происходит, можно показать на примере Санкт-Петербургской бумажной фабрики (филиале ФГУП «Гознак»). За 2006–2008 гг. на предприятии были модернизированы два котла. Существующие горелки заменены горелками шведского производства и установлена система автоматики АСУ ТП NORDVISION - современная разработка российских специалистов. Эта комплексная система автоматизации котла на базе самых современных технологий и горелочных устройств отвечает всем требованиям безопасности.

Принцип модернизации заключается в сочетании новейшего импортного оборудования от ведущих мировых производителей с лучшими отечественными разработками. «Автоматика разрабатывалась и доводилась нами до совершенства в течение нескольких лет, — говорит разработчик системы, руководитель проектов АСУ ТП Роман Борисович Смирнов. — После успешного испытания она была сертифицирована и получила разрешение Ростехнадзора на применение. При модернизации практически нет одинаковых объектов. Технология развивается с такой скоростью, что каждый

последующий объект оснащается новыми функциями и возможностями, поэтому буквально за несколько лет автоматика видоизменилась. Мы постоянно ее дорабатываем, модернизируем, улучшаем. При этом берем на вооружение все новинки, предлагаемые в мире. Система позволяет отслеживать работу оборудования котельной, находясь в любой точке, через Интернет, по каналам GSM-связи, с помощью сотового телефона».

Бумажная фабрика одна из первых в России внедрила технологии с использованием шведских горелок, оснащенных российским блоком управления, и добилась надежности работы оборудования, а также экологической безопасности, высокого диапазона регулирования нагрузок и полной автоматизации. Предприятие показало также пример поэтапной модернизации котельной.

Заставляя по-новому работать старые котлы, модернизация дает много плюсов. Прежде всего, это возможность существенно экономить ресурсы и минимизировать влияние человеческого фактора при управлении энергетическими потоками. За счет экономии топлива и электроэнергии КПД агрегата повышается. Импортные горелки позволяют применять систему короткой рециркуляции без изменения конструкции самой горелки. Также эти горелки могут работать с нагретым воздухом - все это шаги к экономии.

Вывод автоматизированной системы на диспетчерский пульт позволяет управлять оборудованием одному оператору. Это тоже очень важно, если учесть, что в последние годы наметился дефицит высококвалифицированных кадров.[35]

2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ РТИ

2.1 ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Объект исследования – ТЭЦ РТИ – расположен в Чкаловском районе муниципального образования «город Екатеринбург».

В настоящее время располагаемая тепловая мощность оборудования ТЭЦ РТИ значительно ниже установленной мощности. Тепловая нагрузка ТЭЦ по горячей воде достигает предельной величины.

Учитывая увеличивающийся спрос на тепловую энергию в связи с интенсивной застройкой районов, источником теплоснабжения которых является ТЭЦ РТИ, в ближайшей перспективе дополнительный отбор мощности от котельной будет невозможен.

В связи с вышеизложенным, необходимо определить перечень мероприятий по модернизации ТЭЦ РТИ, необходимых для обеспечения возможности присоединения новых потребителей тепловой энергии.

ТЭЦ РТИ является источником централизованного теплоснабжения промплощадки завода, а также жилых зданий, объектов соцкультбыта и промышленных предприятий Чкаловского района г. Екатеринбурга.

В состав теплоисточника входят следующие объекты:

- паровая котельная, состоящая из 2 зданий (старая и новая часть)
- водогрейная котельная с насосной и химводоочисткой
- участок паровых турбин

Участок паровых турбин функционирует с 2007 г. Электроэнергия отпускается на нужды завода РТИ, а также во внешнюю электрическую сеть.

В старой части паровой котельной постройки 1954 г. установлены 5 паровых котлов ДЕ-25-14 ГМ (номинальная производительность по 25 т/ч с номинальными параметрами $P=13$ кгс/см², $t=194$ °С). Котел №5 в нерабочем состоянии (отсутствуют поверхности нагрева, которые были повреждены в результате аварии), котел №2 также в нерабочем состоянии (не прошел экспертизу промышленной безопасности). Котлы ДЕ-25-14 ГМ установлены при

реконструкции котельной в 1989-1993 гг. на существующие фундаменты 5 демонтированных котлов типа ШБ-А7.

В новой части паровой котельной постройки 1966 г. установлены 3 паровых котла ГМ-50-1 номинальной производительностью по 50 т/ч с номинальными параметрами $P=39$ кгс/см², $t=440$ °С. Котел №6 не эксплуатируется (требуется капитальный ремонт)

Основное топливо для паровой котельной – газ, аварийное – мазут.

Котлы ДЕ-25-14 ГМ оборудованы газомазутными горелками ГМП-16 (по 1 шт. на каждый котел) мощностью по 16 Гкал/ч, а котлы ГМ-50-1 - газомазутными горелками Белгородского котельного завода (по 6 шт. на каждый котел) мощностью по 6,4 Гкал/ч.

Воздух к каждому из котлов подается отдельным дутьевым вентилятором. Дымовые газы от каждого котла удаляются отдельным дымососом через 2 кирпичные дымовые трубы высотой 60 м диаметром 2,2 м (одна труба предназначена для котлов ДЕ-25-14 ГМ, другая – для котлов ГМ-50-1). Газ подается в котельную с ГРП завода РТИ. В здании паровой котельной имеется 2 отдельных ГРУ для котлов ДЕ-25-14 ГМ и ГМ-50-1.

Первоначально в здании водогрейной котельной постройки 1964 г. установлены 3 водогрейных котла:

- водогрейный котел ПТВМ-50 №9:
номинальная производительность 50 Гкал/ч, установлен в 1964 г.;
- водогрейный котел ПТВМ-100 №10:
номинальная производительность 100 Гкал/ч, установлен в 1966 г.;
- водогрейный котел ПТВМ-100 №11:
номинальная производительность 100 Гкал/ч, установлен в 1972 г.

При расширении котельной, проводившейся в 1987-1994 гг. был дополнительно установлен водогрейный котел КВГМ-100 №12 номинальной производительностью 100 Гкал/ч, размещенный во вновь возведенном пристрое к торцу здания водогрейной котельной со стороны котла №11. Также в ходе расширения котельной с целью уменьшения концентрации загрязняющих

веществ в атмосфере была построена общая для всех водогрейных котлов железобетонная дымовая труба высотой 100 м, а использовавшиеся ранее индивидуальные дымовые трубы котлов №9,10,11 были демонтированы. Для обеспечения достаточной тяги котлы №9,10,11, так же как и котел №12, были оборудованы дымососами, размещенными в новом пристроенном к водогрейной котельной помещении. Кроме того, при расширении к зданию водогрейной котельной было также пристроено новое помещение химводоочистки.

Питательные насосы паровых котлов ДЕ-25-14 ГМ и ГМ-50-1, сетевые и подпиточные насосы тепловой сети, а также насосы сырой воды расположены в насосной, встроенной в здание водогрейной котельной.

Основное топливо для водогрейной котельной – газ, аварийное – мазут.

Котел ПТВМ-50 №9 оборудован 12 газомазутными горелками, котлы ПТВМ-100 №10,11 – 16 газомазутными горелками. Котел КВГМ-100 №12 оборудован 3 газомазутными горелками РГМГ-30 мощностью по 33,4 Гкал/ч. На котлах ПТВМ-50 и ПТВМ-100 воздух к каждой горелке подается отдельным дутьевым вентилятором. На котле КВГМ-100 воздух к горелкам подается совместно двумя дутьевыми вентиляторами. Дымовые газы от каждого котла удаляются отдельным дымососом через общую железобетонную дымовую трубу высотой 100 м диаметром 3,4 м. Газ в водогрейную котельную подается по отдельному газопроводу, построенному в 2015 году. В здании котельной имеется ГРУ.

На участке турбин в настоящее время установлен 1 турбогенератор с противодавлением и производственным отбором ПР-6-3,4/1,0/0,1-1 номинальной электрической мощностью 6 МВт. Номинальный расход пара в производственный отбор при номинальных параметрах $P=9$ кг/см², $t=298$ °С составляет 50 т/ч. Номинальный расход пара за турбиной (на сетевые подогреватели) при номинальных параметрах $P=1,2$ кг/см², $t=136$ °С составляет 17,5 т/ч, соответственно номинальная тепловая мощность подогрева сетевой воды составляет 11,5 Гкал/ч.

Проектом была предусмотрена установка 2 однотипных турбогенераторов ПР-6-3,4/1,0/0,1-1.

В здании участка паровых турбин установлен турбогенератор, вспомогательное оборудование, в т.ч. сетевые подогреватели и вспомогательные сетевые насосы, обеспечивающие работу этих подогревателей. В этом же здании находится щит управления турбогенераторами.

Кроме того, имеется место, отведенное для установки турбогенератора №2 (в соответствии с проектом).

Химводоочистка предназначена для обработки добавочной воды, идущей на питание паровых котлов, а также подпиточной воды тепловых сетей. Расчетная производительность химводоочистки составляет 400 т/ч.

Основное оборудование химводоочистки:

- осветлительные фильтры трехкамерные ФОВ-3К-3,4-6, D= 3,4 м, производительность 200 т/ч – 3 шт.;
- На-катионитовые фильтры I ступени: ФИПа 1-2,6-6, D= 2,6 м, производительность 80 т/ч – 7 шт.;
- На-катионитовые фильтры II ступени: ФИПа 1-2,6-6, D= 2,6 м, производительность 80 т/ч – 5 шт.
- деаэраторы ДСА-100 – 5 шт.

Пар отпускается на технологические нужды завода РТИ, а также нескольких соседних предприятий со следующими параметрами: давлением 12 кгс/см² и температурой 210 °С. Возврат конденсата от сторонних потребителей отсутствует.

Тепловая энергия в горячей воде отпускается на отопление, вентиляцию и ГВС завода РТИ, а также жилых зданий, объектов соцкультбыта и промышленных предприятий Чкаловского района (передачу тепловой энергии осуществляет АО «ЕТК»).

Система теплоснабжения 2-х трубная, закрытая. Температурный график: 150-70 °С. Нагрев воды для ГВС производится на центральных тепловых пунктах.

Потребители вне промплощадки завода получает тепловую энергию непосредственно с коллекторов котельной по 2 ниткам тепловой сети:

- теплосеть №1 Ду 600 мм– в сторону ул. Самолетная (потребители в районе Уктуса)

- теплосеть №2 Ду 400 мм– в сторону ул. Титова (потребители микрорайона Вторчермет)

На обеих нитках имеются приборы коммерческого учета тепловой энергии.

Кроме того, несколько потребителей получают тепловую энергию из сетей завода РТИ. Насосное и другое электрифицированное оборудование на водяных тепловых сетях завода РТИ» отсутствует.

Приведу краткое описание технологической схемы производства тепловой энергии в паре. Химически очищенная вода (далее ХОВ) из питательных деаэраторов установки химводоочистки подается питательными насосами в экономайзеры паровых котлов. Имеются 2 отдельные группы питательных насосов для котлов ДЕ-25-14 ГМ и ГМ-50-1. В экономайзерах вода нагревается отходящими дымовыми газами и подается в барабаны котлов.

Часть перегретого пара от котлов ГМ-50-1 с параметрами $P_o = 35 \text{ кгс/см}^2$, $t_o = 430 \text{ °С}$ поступает на турбогенератор, а остальная часть – на редуционно-охладительные установки (РОУ).

Из производственного отбора турбины пар с параметрами $P_{\pi} = 12 \text{ кгс/см}^2$, $t_{\pi} = 340 \text{ °С}$ поступает в охлаждающую установку, где за счет впрыска питательной воды охлаждается до 210 °С, а затем в коллектор паровой котельной. Поскольку производственный отбор турбоагрегата при неполной загрузке не обеспечивает подачу необходимого количества пара, в коллектор поступает также редуцированный пар от котлов ГМ-50-1 (через РОУ №1,2) и острый пар от котлов ДЕ-25-14 ГМ. Из коллектора паровой котельной пар с

параметрами $P=12 \text{ кгс/см}^2$, $t=210 \text{ }^\circ\text{C}$ поступает на технологические нужды завода РТИ и других потребителей, а также на собственные нужды котельной.

Отработанный пар после турбины с противодавлением поступает в сетевые подогреватели, подключенные последовательно перед водогрейными котлами.

Технологическая схема производства тепловой энергии в горячей воде выглядит следующим образом. Обратная сетевая вода из городской тепловой сети №1 и 2, с завода РТИ и с собственных нужд котельной подается сетевыми насосами Д 1250-125 (установлены 4 шт.) в водогрейные котлы, где она нагревается до заданной температуры. Обратная сетевая вода из городской тепловой сети №1 предварительно поступает на сетевые подогреватели, установленные в отделении паровых турбин, где происходит ее предварительный нагрев отработанным паром после турбины. Далее нагретая в сетевых подогревателях вода подступает на вход сетевых насосов водогрейной котельной, а затем на водогрейные котлы, где производится ее нагрев до заданной температуры. Для обеспечения циркуляции сетевой воды через сетевые подогреватели в отделении паровых турбин имеются вспомогательные сетевые насосы. После водогрейных котлов сетевая вода поступает в коллектор, к которому присоединены теплосети на город, на завод РТИ и на собственные нужды котельной. Для компенсации утечек теплоносителя из тепловых сетей в обратную магистраль перед сетевыми насосами подается подпиточная вода. Подача подпиточной воды производится подпиточными насосами из деаэратора подпитки теплосети через охладитель деаэрированной воды.

Перегретый пар от котлов ГМ-50-1 с параметрами $P_0 = 35 \text{ кгс/см}^2$, $t_0 = 430 \text{ }^\circ\text{C}$ поступает на турбогенератор ПР-6-3,4/1,0/0,1-1, установленный в отделении паровых турбин.

Выдача электроэнергии, вырабатываемой турбогенератором, осуществляется через РП-221, соединенный кабельными линиями со всеми остальными РП завода РТИ и с ПС «Братская» 110/6 кВ (находится на балансе ОАО «ЕЭСК»).

Паровая и водогрейная котельная подключены к РП-222. На данном РП имеется 2 секции шин, одна из которых запитана от РП-221, вторая – от ПС «Братская». Данная схема используется вследствие того, что в настоящее время установлен только один турбогенератор из двух, предусмотренных проектом. При возникновении неполадок в работе турбогенератора временно отключается только часть электрооборудования котельной, запитанная от РП-221, что позволяет обеспечивать бесперебойное теплоснабжение.

Электроэнергия, вырабатываемая турбогенератором, частично расходуется на собственные нужды котельной. Остальное количество используется на нужды завода РТИ, а излишки в часы минимальных нагрузок на заводе передаются во внешнюю сеть через ПС «Братская».

В летний период турбогенератор работает со пониженной нагрузкой, вследствие снижения потребления отработанного пара после турбины. Это связано с потреблением тепловой энергии в летний период только на ГВС.

Для охлаждения масла системы смазки и регулирования турбины установлены 2 маслоохладителя, в которые с помощью насосов, установленных в отделении паровых турбин, подается вода из системы оборотного водоснабжения завода.

Охлаждение генератора воздушное.

Источником водоснабжения котельной является городской водопровод, принадлежащий МУП «Водоканал».

Исходная вода подается насосами сырой воды в пароводяные подогреватели, где происходит ее нагрев до 40 °С. Далее вода поступает на осветлительные фильтры, загруженные кварцевым песком. Затем осветленная вода направляется на Na-катионитовые фильтры I ступени. После этого часть умягченной воды поступает на охладители деаэрированной воды, в которых происходит нагрев до 70 °С, и далее в деаэраторы подпитки тепловой сети. Другая часть поступает на Na-катионитовые фильтры II ступени и далее через пароводяные подогреватели ХОВ, где производится нагрев до 70 °С, в деаэраторы питательной воды.

В котельной имеется 5 деаэраторов атмосферного давления типа ДСА-100 производительностью по 100 т/ч, 3 из которых предназначены для деаэрации питательной воды паровых котлов, 1 – для подпиточной воды тепловых сетей, а еще 1 может использоваться для обеих целей. В деаэраторах вода подвергается термической деаэрации (удаление коррозионно-активных газов) при $t \sim 103^{\circ}\text{C}$, $P \sim 0,12$ МПа. Кроме ХОВ, в деаэраторы подается конденсат с сетевых подогревателей, а также подогревателей исходной воды и подогревателей ХОВ.

Все паровые котлы за исключением котлов №2, 5, 6 находятся в исправном техническом состоянии. По результатам режимно-наладочных испытаний котлы ДЕ-25-14 ГМ №1-4 обеспечивают номинальную либо близкую к номинальной теплопроизводительность. Котлы ДЕ-25-14 ГМ №2, 5 нуждаются в замене. Котлы ГМ-50-1 №7-8 обеспечивают номинальную теплопроизводительность. Подробные сведения представлены в таблице 1.

Газовое оборудование котлов частично не соответствует требованиям правил[2]. Автоматика регулирования и безопасности морально устарела и не соответствует современным требованиям.

Газовое оборудование котла №9 ПТВМ-50 частично не соответствует требованиям правил. Автоматика регулирования и безопасности морально устарела и не соответствует современным требованиям.

По результатам режимно-наладочных испытаний котел №9 ПТВМ-50 не обеспечивает номинальную теплопроизводительность. Максимальная теплопроизводительность, достигнутая в ходе испытаний, составила 24,2 Гкал/ч (при работе 10 горелок). В отчетах по режимно-наладочным испытаниям указаны следующие причины снижения производительности котла:

- ограничение по давлению газа

В настоящее время максимальное давление газа при максимальной теплопроизводительности перед различными горелками составляет 500-1200 кгс/м², паспорта на горелки отсутствуют. При этом для стандартных газомазутных горелок, выпускаемых Дорогобужским котельным заводом и

Таблица 1 – Сведения о существующем котельном оборудовании

Ст. №	Тип котла		Тепловая мощность, Гкал/ч (т/ч)		Номинальные параметры теплоносителя на выходе		Год ввода в эксплуатацию	Год последнего кап. ремонта	Примечание
			номинальная	располагаемая по результатам РНИ	P, кг/см ²	t, °C			
1	паровой	ДЕ-25-14 ГМ	14,2 (25)	13,6 (24)	13	194	1993	2006	
2	паровой	ДЕ-25-14 ГМ	14,2 (25)	-	13	194	1993	2002	Требуется кап. ремонт
3	паровой	ДЕ-25-14 ГМ	14,2 (25)	14,2 (25)	13	194	1993	2001	
4	паровой	ДЕ-25-14 ГМ	14,2 (25)	13,6 (24)	13	194	1990	2002	
5	паровой	ДЕ-25-14 ГМ	14,2 (25)	-	13	194	1985	-	Требуется замена
6	паровой	ГМ-50-1	34,6 (50)	34,6 (50)	39	440	1967	2001	
7	паровой	ГМ-50-1	34,6 (50)	34,6 (50)	39	440	1967	2013	
8	паровой	ГМ-50-1	34,6 (50)	34,6 (50)	39	440	1968	2000	
9	водогрейный	ПТВМ-50	50	24,2	14	150	1964	2009	
10	водогрейный	ПТВМ-100	100	-	14	150	1966	2001	Требуется кап. ремонт или замена
11	водогрейный	ПТВМ-100	100	58,4	14	150	1972	2008	
12	водогрейный	КВГМ-100	100	62,5	14	150	1994	-	
	ВСЕГО:		524,8	302,2					
	в т.ч. паровые котлы		174,8	145,2					
	водогрейные котлы		350,0	145,1					

предназначенных к установке на котлы ПТВМ-50, максимальное давление газа 2500 кгс/м².

Давление газа в коллекторе перед котлом не превышает 2200 кгс/м².

В ходе режимно-наладочных испытаний, проведенных в 2000 г., была предпринята попытка увеличить теплопроизводительность котла за счет повышения газа перед котлом до 3400 кгс/м². При этом была получена максимальная теплопроизводительность 29,3 Гкал/ч, дальнейшее повышение было невозможно из-за ограничений по тяге.

Кроме того, в ходе пуско-наладочных работ, выполненных Производственно-техническим предприятием «Уралэнергочермет» в 1966-1968 гг., была достигнута максимальная теплопроизводительность 39,4 Гкал/ч при работе 9 горелок. Остальные 3 горелки не включались в работу из-за неисправности дутьевых вентиляторов. Давление газа перед различными горелками составляло от 1140 до 2850 кгс/м², а в коллекторе перед котлом: 4000 кгс/м².

- ограничение по тяге

В настоящее время котел подключен к общей дымовой трубе водогрейной котельной высотой 100м. Несмотря на наличие дымососа типа ДН-22, котел работает на самотяге, в результате чего теплопроизводительность ограничена на уровне 29,3 Гкал/ч (см. выше).

Характеристики дымососа ДН-22:

$$Q=125000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 310 \text{ кгс/м}^2$$

$$N_{\Sigma} = 125/250 \text{ кВт}$$

$$n = 597/744 \text{ об/мин}$$

При испытаниях в 1966-1968 гг. теплопроизводительность 39,4 Гкал/ч также была получена на самотяге, но в то время использовалась индивидуальная металлическая дымовая труба и ограничения по тяге отсутствовали.

- ограничение по дутью

Подача воздуха осуществляется к каждой горелке индивидуальным вентилятором типа ЭВР-4 (всего 12 шт.), имеющими следующие параметры:

$$Q=7000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 120 \text{ кгс/м}^2$$

$$N_{\text{э}} = 4,5 \text{ кВт}$$

$$n = 1440 \text{ об/мин}$$

В соответствии с отчетом по режимно-наладочным испытаниям максимально возможная теплопроизводительность при условии повышения давления газа и включения дымососа составляет 35,2 Гкал/ч вследствие ограничения по дутью, которое связано с состоянием вентиляторов и их электродвигателей.

В настоящее время максимальное давление воздуха перед различными горелками на максимально возможной нагрузке составляет 15-35 кгс/м²

При этом для стандартных газомазутных горелок, выпускаемых Дорогобужским котельным заводом и предназначенных к установке на котлы ПТВМ-50, максимальное давление воздуха 49 кгс/м².

В ходе пуско-наладочных работ 1966-1968 гг. давление воздуха перед различными горелками составляло от 16 до 40 кгс/м² при максимальной теплопроизводительности 39,4 Гкал/ч и работе 9 горелок. В результате были выданы рекомендации о замене вентиляторов типа ЭВР-4 на Ц-13-50 №4, выпускаемые Дорогобужским котельным заводом.

Согласно заключению экспертизы, выполненной ОАО «Уралгипромез» в 2008 г., котел ПТВМ-100 №10 не соответствует требованиям промышленной безопасности и не может эксплуатироваться без проведения капитального ремонта.

Замены или ремонта требуют следующие элементы котла:

- экранные и конвективные поверхности нагрева – замена 100 %;
- трубопроводы в пределах котла от входной до выходной задвижки – замена 100%;

- каркас котла - ремонт отверстий и повреждений, восстановление антикоррозионной защиты

Газовое оборудование котла частично не соответствует требованиям правил. Автоматика регулирования и безопасности морально устарела и не соответствует современным требованиям.

По результатам режимно-наладочных испытаний котел не обеспечивает номинальную теплопроизводительность. Максимальная теплопроизводительность, достигнутая в ходе испытаний, составила 65,2 Гкал/ч (при работе 10 горелок). В отчете по режимно-наладочным испытаниям указаны следующие причины снижения производительности котла:

В настоящее время котел подключен к общей дымовой трубе водогрейной котельной высотой 100м. Несмотря на наличие дымососа типа ДН-22х2, котел работает на самотяге, в результате чего теплопроизводительность ограничена на уровне 65,2 Гкал/ч.

Характеристики дымососа ДН-22х2:

$$Q=231000/289000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 211/330 \text{ кгс/м}^2$$

$$Nэ = 200/400 \text{ кВт}$$

$$n = 600/750 \text{ об/мин}$$

Могут возникнуть и другие ограничения теплопроизводительности, не указанные в отчете по режимно-наладочным испытаниям. Так, в настоящее время максимальное давление газа при максимальной теплопроизводительности перед различными горелками составляет 1150-1650 кгс/м², паспорта на горелки отсутствуют. При этом для стандартных газомазутных горелок, выпускаемых Дорогобужским котельным заводом и предназначенных к установке на котлы ПТВМ-100, максимальное давление газа 2500 кгс/м². Давление газа в коллекторе перед котлом не превышает 2100 кгс/м². Повышение давления газа на горелки без повышения давления в коллекторе по мере увеличения теплопроизводительности может быть затруднено.

Кроме того, при более высоких нагрузках котла возможно возникновение ограничения по дутью. Подача воздуха осуществляется к каждой горелке индивидуальным вентилятором типа ЭВР-6 (всего 16 шт.), имеющими следующие параметры:

$$Q=10000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 130 \text{ кгс/м}^2$$

$$N_{\text{э}} = 7 \text{ кВт}$$

$$n = 970 \text{ об/мин}$$

В настоящее время максимальное давление воздуха перед различными горелками на максимально возможной нагрузке при полностью открытых шиберях составляет 50-90 кгс/м².

При этом для стандартных газомазутных горелок, выпускаемых Дорогобужским котельным заводом и предназначенных к установке на котлы ПТВМ-100, максимальное давление воздуха 98 кгс/м².

Котел ПТВМ-100 №11 в исправном техническом состоянии, капитальный ремонт с заменой экранных и конвективных поверхностей нагрева, а также трубопроводов в пределах котла выполнен в 2007 г.

Газовое оборудование котла частично не соответствует требованиям правил. Автоматика регулирования и безопасности морально устарела и не соответствует современным требованиям.

По результатам режимно-наладочных испытаний котел не обеспечивает номинальную теплопроизводительность. Максимальная теплопроизводительность, достигнутая в ходе испытаний, составила 58,4 Гкал/ч (при работе 8 горелок). В отчете по режимно-наладочным испытаниям указаны следующие причины снижения производительности котла:

В настоящее время котел подключен к общей дымовой трубе водогрейной котельной высотой 100м. Несмотря на наличие дымососа типа ДН-22х2, котел работает на самотяге, в результате чего теплопроизводительность ограничена на уровне 58,4 Гкал/ч.

Характеристики дымососа ДН-22х2:

$$Q=231000/289000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 211/330 \text{ кгс/м}^2$$

$$N_{\Sigma} = 200/400 \text{ кВт}$$

$$n = 600/750 \text{ об/мин}$$

Могут возникнуть и другие ограничения теплопроизводительности, не указанные в отчете по режимно-наладочным испытаниям. Так, в настоящее время максимальное давление газа при максимальной теплопроизводительности перед различными горелками составляет 750-1020 кгс/м², паспорта на горелки отсутствуют. При этом для стандартных газомазутных горелок, выпускаемых Дорогобужским котельным заводом и предназначенных к установке на котлы ПТВМ-100, максимальное давление газа 2500 кгс/м². Давление газа в коллекторе перед котлом не превышает 2200 кгс/м². Повышение давления газа на горелки без повышения давления в коллекторе по мере увеличения теплопроизводительности может быть затруднено.

Подача воздуха осуществляется к каждой горелке индивидуальным вентилятором типа Ц 9-57 №5 (всего 16 шт.), имеющими следующие параметры:

$$Q=12000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 160 \text{ кгс/м}^2$$

$$N_{\Sigma} = 10 \text{ кВт}$$

$$n = 1450 \text{ об/мин}$$

В настоящее время максимальное давление воздуха перед различными горелками на максимально возможной нагрузке составляет 25-45 кгс/м² (обеспечивается в результате регулирования заслонками перед горелками, имеется запас).

Для стандартных газомазутных горелок, выпускаемых Дорогобужским котельным заводом и предназначенных к установке на котлы ПТВМ-100, максимальное давление воздуха 98 кгс/м².

Таким образом, при исправных вентиляторах возникновение ограничения по дутью маловероятно.

Котел КВГМ-100 №12 в исправном техническом состоянии.

Газовое оборудование котла частично не соответствует требованиям правил. Автоматика регулирования и безопасности морально устарела и не соответствует современным требованиям.

По результатам режимно-наладочных испытаний котел не обеспечивает номинальную теплопроизводительность. Максимальная теплопроизводительность, достигнутая в ходе испытаний, составила 62,5 Гкал/ч. В отчете по режимно-наладочным испытаниям указаны следующие причины снижения производительности котла:

- ограничение по давлению газа

В настоящее время максимальное давление газа при максимальной теплопроизводительности перед горелками составляет 1700 кгс/м². При этом для горелок РГМГ максимальное давление газа 4000 кгс/м².

Давление газа в коллекторе перед котлом не превышает 1950 кгс/м².

- ограничение по дутью

Подача воздуха осуществляется вентиляторами типа ВДН-15 (2 шт.), имеющими следующие параметры:

$$Q=50000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 350 \text{ кгс/м}^2$$

$$Nэ = 75 \text{ кВт}$$

$$n = 980 \text{ об/мин}$$

В настоящее время максимальное давление воздуха перед котлом на максимально возможной нагрузке составляет 165 кгс/м².

При этом для горелок РГМГ аэродинамическое сопротивление по первичному воздуху составляет 883 кгс/м², по вторичному воздуху 245 кгс/м².

Требуемый расход воздуха для работы котла на номинальной нагрузке (140000 м³/ч) не обеспечивается существующими дутьевыми вентиляторами.

Наладочной организацией были выданы рекомендации по установке на вентиляторы более мощных электродвигателей (315 кВт) с частотой вращения 1450 об/мин. Кроме того, было рекомендовано выполнить реконструкцию воздухопроводов котла для повышения давления воздуха и его равномерного распределения по горелкам. Более экономичным вариантом является замена вентиляторов ВДН-15 на ВДН-17 с характеристиками: $Q = 75000 \text{ м}^3/\text{ч}$, $DP = 380 \text{ кгс/м}^2$, $n = 1000 \text{ об/мин}$, мощность электродвигателя 160 кВт.

Котел подключен к общей дымовой трубе водогрейной котельной высотой 100м. Установлен дымосос типа ДН-22х2-0,62ГМ, имеющий следующие характеристики:

$$Q=231000/289000 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$DP = 211/330 \text{ кгс/м}^2$$

$$Nэ = 200/400 \text{ кВт}$$

$$n = 600/750 \text{ об/мин.}$$

Ограничения по тяге отсутствуют.

Могут возникнуть другие ограничения теплопроизводительности, не указанные в отчете по режимно-наладочным испытаниям. Так, в настоящее время на котле установлены 3 горелки типа РГМГ-30 теплопроизводительностью по 33,4 Гкал/ч каждая. Суммарная теплопроизводительность горелок составляет 100,2 Гкал/ч. Таким образом, при номинальном КПД котла 93,2 % его теплопроизводительность составляет 93,4 Гкал/ч. Возможность увеличения теплопроизводительности горелок может быть определена при проведении режимно-наладочных испытаний.

2.2 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ

На текущий момент численность работников составляет 117 штатных единиц. Эксплуатационный персонал состоит из начальников смен, старших машинистов котлов, старших машинистов турбин, машинистов котлов, машинистов турбин, аппаратчиков химводоочистки, лаборанта химического и биологического анализа и составляет 41 штатную единицу. Ремонтный и

обслуживающий персонал состоит из механика, энергетика, мастеров по обслуживанию оборудования, слесарей, электромонтеров, всего 32 штатных единицы. Штатное расписание приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Штатное расписание

Структурное подразделение				
Наименование	Должность (специальность, профессия)	Разряд, класс квалификации	Категория персонала	Количество штатных единиц
1	3	5	6	7
Дирекция	Директор		Руководители	1
	Коммерческий директор		Руководители	1
	Специалист по МТС		Специалисты	1
	Заместитель директора по экономической безопасности		Руководители	1
	Секретарь		Специалисты	1
	Курьер		Вспомогательные рабочие	1
	Водитель автомобиля	4	Основные рабочие	1
Бухгалтерия	Главный бухгалтер		Руководители	1
	Бухгалтер		Специалисты	2
Отдел реализации	Начальник отдела		Руководители	1
	Инженер		Специалисты	3
	Специалист по работе с абонентами		Специалисты	1
	Инспектор по учету тепловой энергии		Специалисты	2
Юридический отдел	Начальник отдела		Руководители	1
	Ведущий юрисконсульт		Специалисты	1
	Юрисконсульт		Специалисты	1

Продолжение таблицы 2

Структурное подразделение	Должность (специальность, профессия)	Разряд, класс квалифика ции	Категория персонала	Коли- чество штатных единиц
Наименование				
Отдел кадров и расчета заработной платы	Начальник отдела		Руководители	1
	Специалист по кадрам		Специалисты	1
Служба главного инженера	Главный инженер		Руководители	1
	Ведущий инженер по охране труда и технике безопасности		Специалисты	1
	Инженер-инспектор по пожарной безопасности		Специалисты	1
Производственно-технический отдел	Начальник отдела		Руководители	1
	Ведущий инженер		Специалисты	1
	Инженер		Специалисты	1
	Инженер по теплоснабжению		Специалисты	2
	Экономист		Специалисты	1
Абонентская группа	Руководитель группы (абонентской)		Руководители	1
	Ведущий инженер		Специалисты	1
	Инженер		Специалисты	1
Котельный цех	Начальник котельного цеха		Руководители	1
	Заместитель начальника котельного цеха		Руководители	2
	Начальник смены котельного цеха		Руководители	5
	Кладовщик		Вспомогательные рабочие	1
	Уборщик производственных и служебных помещений		Вспомогательные рабочие	5

Продолжение таблицы 2

Структурное подразделение	Должность (специальность, профессия)	Разряд, класс квалификации	Категория персонала	Количество штатных единиц
Наименование				
Котельный участок	Старший машинист котельного оборудования	5	Основные рабочие	5
	Машинист котлов	4	Основные рабочие	13
Турбинный участок	Старший машинист турбинного отделения	5	Основные рабочие	4
	Машинист паровых турбин	3	Основные рабочие	4
	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	5	Основные рабочие	4
Участок ремонта и обслуживания котельного и турбинного оборудования	Механик		Руководители	1
	Мастер по ремонту оборудования		Руководители	1
	Электрогазосварщик	5	Основные рабочие	1
	Электрогазосварщик	6	Основные рабочие	1
	Слесарь по ремонту оборудования котельных и пылеприготовительных цехов	5	Основные рабочие	12
	Слесарь по ремонту и обслуживанию газового оборудования	5	Основные рабочие	4
	Маляр		Вспомогательные рабочие	1
	Плотник		Вспомогательные рабочие	1
Участок ремонта и обслуживания электрооборудования	Энергетик		Руководители	1

Окончание таблицы 2

Структурное подразделение	Должность (специальность, профессия)	Разряд, класс квалификации	Категория персонала	Количество штатных единиц
Наименование				
Участок ремонта и обслуживания электрооборудования	Мастер по ремонту и обслуживанию электрооборудования		Руководители	1
	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	5	Основные рабочие	3
	Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования	6	Основные рабочие	1
	Слесарь по ремонту и обслуживанию КИПиА	5	Основные рабочие	3
	Слесарь по ремонту и обслуживанию КИПиА	6	Основные рабочие	1
Участок водоподготовки	Мастер участка		Руководители	1
	Лаборант химико-бактериологического анализа	3	Основные рабочие	1
	Аппаратчик химводоочистки	4	Основные рабочие	5
Всего:				117,00

Основную часть штата составляют основные и вспомогательные рабочие.

Ежегодные расходы энергоресурсов в период с 2012 по 2018 годы для производства тепловой и электрической энергии представлены в таблице 3.

Динамика расходов газа и электрической энергии нагляднее видна на рисунке 4.

Таблица 3 – Расход энергоресурсов

Наименование ресурса		2012	2013	2014	2015
Расход газа	тыс.м ³	72027	70283	76241	70136
Расход электроэнергии	тыс.кВтч	12361	11961	11930	12900
Расход воды	тыс.м ³	145,11	196,163	144,423	140,627
		2016	2017	2018	
Расход газа	тыс.м ³	68452	62443	67012	
Расход электроэнергии	тыс.кВтч	12922	12114	12532	
Расход воды	тыс.м ³	163,403	153,611	124,485	

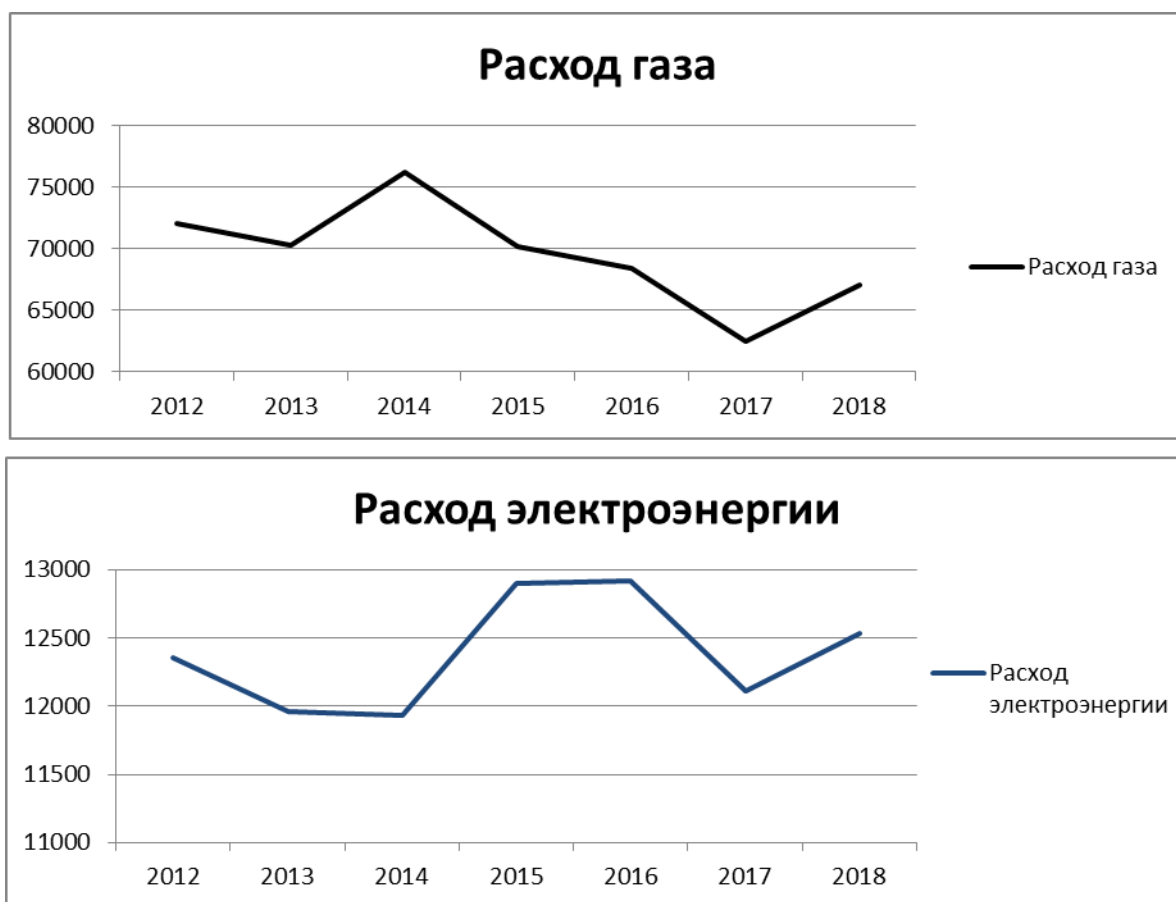


Рисунок 4 – Динамика расходов газа и электрической энергии

Провал на графиках расхода природного газа и расхода электрической энергии в 2017 году обусловлен самым низким показателем выработки и полезного отпуска электрической энергии. Резкое повышение потребления электрической энергии в 2015 году произошло вследствие установки дополнительных приборов учета электрической энергии, которые выявили несоответствие расчетного расхода реальному расходу электрической энергии.

Полезный отпуск тепловой и электрической энергии представлен в таблице 4.

Таблица 4- Полезный отпуск тепловой и электрической энергии

Полезный отпуск		2012	2013	2014	2015
Тепловая энергия в паре	Гкал	159057	165794	171220	151822
Тепловая энергия в ГВ	Гкал	372862	369450	397952	358257
Электрическая энергия	тыс.кВтч	12925	11986	13389	10831
		2016	2017	2018	
Тепловая энергия в паре	Гкал	110680	104104	95606	
Тепловая энергия в ГВ	Гкал	379717	355251	370161	
Электрическая энергия	тыс.кВтч	12218	8612	16413	

Рассмотрим динамику изменения полезного отпуска тепловой энергии на рисунке 5. Для анализа изменения полезного отпуска тепловой энергии в горячей воде необходимо принимать во внимание температуру наружного воздуха, график ее изменений представлен на рисунке 6.

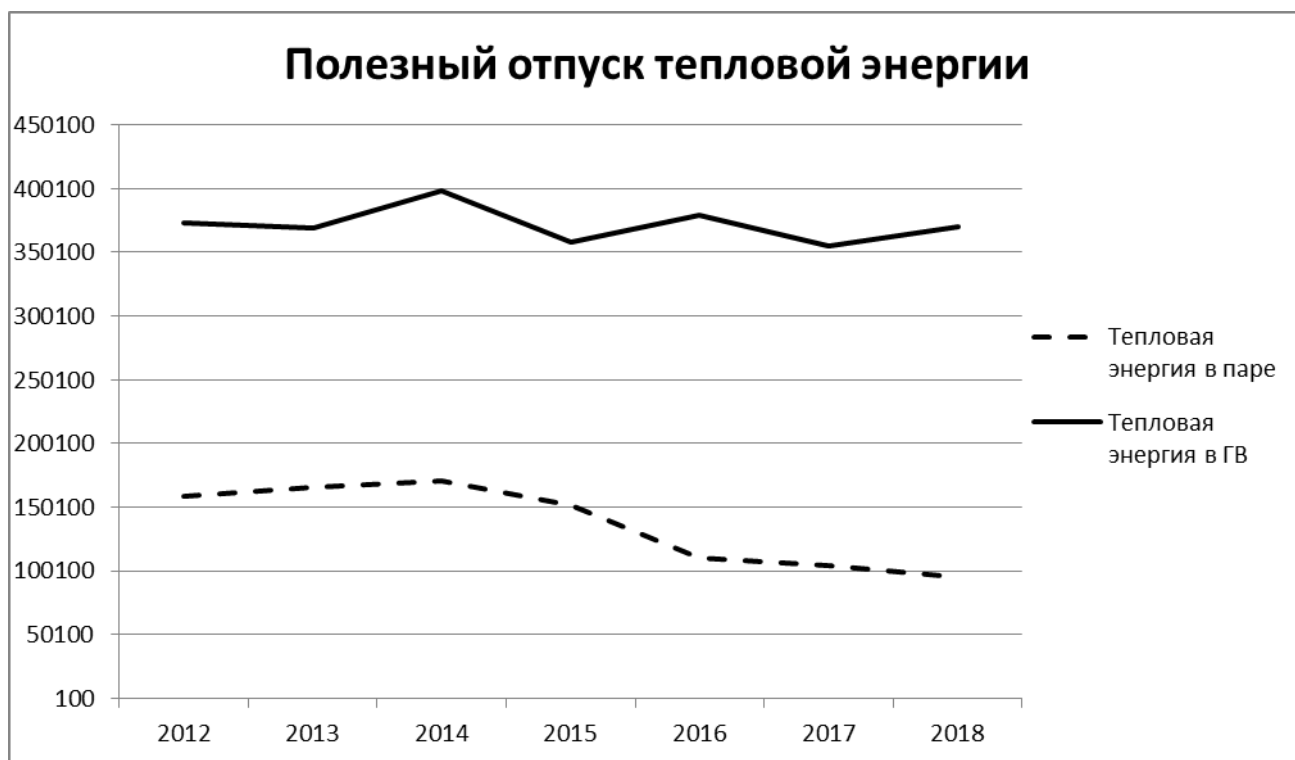


Рисунок 5 – Полезный отпуск тепловой энергии

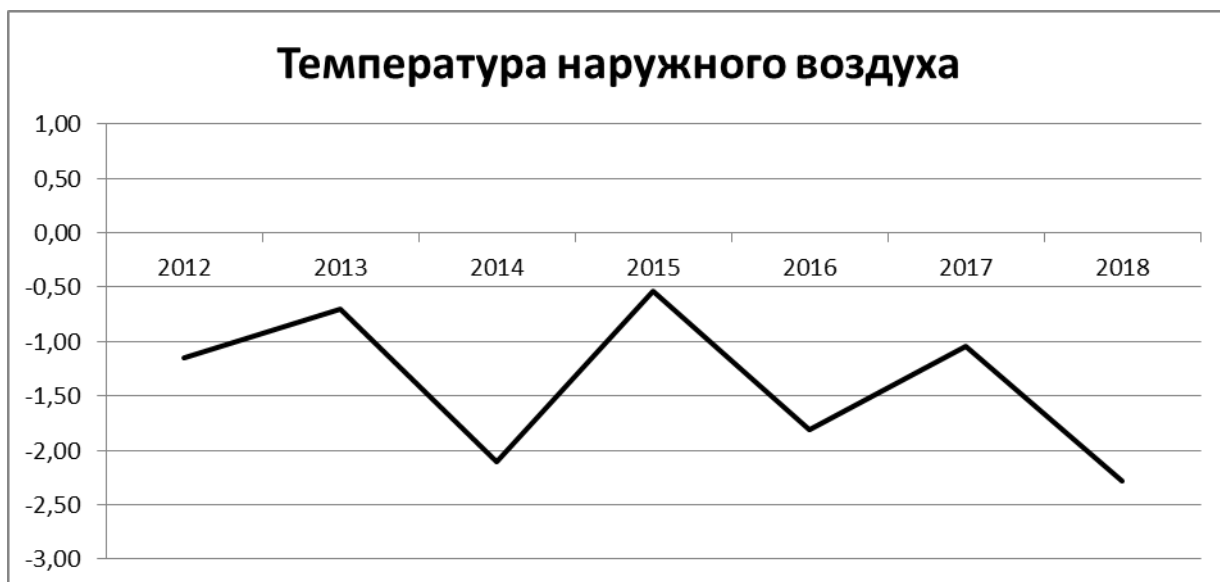


Рисунок 6 – Средняя за отопительный сезон температура наружного воздуха.

На рисунке 5 на графике полезного отпуска тепловой энергии в паре корреляции с графиком температуры наружного воздуха нет, потому что почти вся тепловая нагрузка в паре является производственной. Также на графике наблюдается снижение полезного отпуска в паре с 2014 года. Это обусловлено снижением объемов производства после кризисных явлений 2014 года в экономике страны. Также в 2016 году произошло снижение тепловой нагрузки в паре из-за ухода крупного потребителя (ООО «Уралшина») на собственную генерацию. Переход на собственную генерацию характерен для крупных предприятий в целях экономии затрат на энергоресурсы. По имеющимся в компании сведениям еще один крупный потребитель тепловой энергии в паре (АО «Уралэластотехника») планирует переход на собственную генерацию, в данный момент предприятие занимается согласованием газификации объекта, ориентировочно в 2019 году возможен переход на собственную генерацию. В этом случае теплоисточник потеряет примерно 20400 Гкал полезного отпуска тепловой энергии в паре.

Графики температуры наружного воздуха и полезного отпуска тепловой энергии в горячей воде имеют обратную зависимость: чем выше температура наружного воздуха, тем меньше полезный отпуск тепловой энергии в горячей воде. Колебания средних за отопительный сезон температур наружного воздуха

объясняют колебания полезного отпуска тепловой энергии в горячей воде. В период с 2012 по 2018 годы наблюдались незначительные изменения присоединенной тепловой нагрузки в горячей воде.

В настоящее время присоединенная тепловая нагрузка котельной по горячей воде составляет 147,86 Гкал/ч. В зоне теплоснабжения теплоисточника идет активная застройка территории. Наибольшим пятном застройки является планировочный участок «Правый берег реки Исеть», также существуют объекты точечной застройки. Строительство жилых многоквартирных домов в зоне теплоснабжения ведет к увеличению тепловой нагрузки в горячей воде. В соответствии со схемой теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург»[1] прирост тепловой нагрузки к 2025 году в зоне действия ТЭЦ РТИ составит 21,07 Гкал/ч.

На данный момент располагаемая тепловая мощность в горячей воде составляет 145,2 Гкал/ч, а также 11,5 Гкал/ч – тепловая мощность сетевых подогревателей паровой турбины. Суммарная тепловая мощность теплоисточника в горячей воде составляет 156,7 Гкал/ч, что меньше чем тепловая нагрузка с учетом перспективного роста. У теплоисточника имеется необходимость в наращивании тепловой мощности в горячей воде.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ТЭЦ РТИ

В предыдущей главе был сделан вывод о недостатке располагаемой тепловой мощности ТЭЦ РТИ для покрытия перспективных тепловых нагрузок. Недостаток тепловой мощности предлагается восполнить путем модернизации теплоисточника.

Существует множество вариантов изменения схемы работы источника и повышения его эффективности в целом. Рассмотрим 3 варианта модернизации.

Вариант А представляет собой увеличение мощности источника путем установки дополнительного водогрейного котла ПТВМ-100 вместо выведенного из эксплуатации котла №10 ПТВМ-100.

В варианте Б увеличение тепловой мощности источника происходит также за счет установки котла ПТВМ-100, но параллельно проводится модернизация двух котлов ДЕ-25-14 ГМ и остановка турбоагрегата ПР-6-3,4/1,0/0,1-1.

Вариант В является наиболее затратным. В нем проводится модернизация котла ПТВМ-100 и установка четырех газотурбинных установок совокупной мощностью 24 МВт.

Для расчета проектов по модернизации теплоисточника приведем ниже некоторые данные, которые будут являться общими для всех вариантов.

Начнем с макроэкономических показателей, а именно прогнозный рост цен на энергоресурсы, прогнозные показатели инфляции. Показатели взяты из Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года [3] и Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года [4] Министерства экономического развития Российской Федерации. Министерство экономического развития Российской Федерации оценивает рост цен на энергоносители: природный газ, тепловую энергию, электрическую энергию, воду на уровне 3% в год, инфляцию на уровне 4% в год. Для удобства данные показатели сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Макроэкономические показатели

Показатель/год	2020	2021	2022	2023
Индекс роста цен				
Природный газ	3%	3%	3%	3%
Тепловая энергия	3%	3%	3%	3%
Электрическая энергия	3%	3%	3%	3%
Вода	3%	3%	3%	3%
Инфляция	3,8%	4%	4%	4%
Показатель/год	2024	2025	2026	2027
Индекс роста цен				
Природный газ	3%	3%	3%	3%
Тепловая энергия	3%	3%	3%	3%
Электрическая энергия	3%	3%	3%	3%
Вода	3%	3%	3%	3%
Инфляция	4%	4%	4%	4%
Показатель/год	2028	2029	2030	2031
Индекс роста цен				
Природный газ	3%	3%	3%	3%
Тепловая энергия	3%	3%	3%	3%
Электрическая энергия	3%	3%	3%	3%
Вода	3%	3%	3%	3%
Инфляция	4%	4%	4%	4%

Общими показателями при расчете проектов также будут являться ставки налогов, стоимость кредита, срок кредитования, а также тарифы на энергоресурсы, реализуемые и приобретаемые в ходе операционной деятельности ТЭЦ РТИ. Данные показатели объединены в таблицу 6, с которой можно ознакомиться ниже.

Необходимо остановиться на темпах прироста тепловой нагрузки, которые будут использованы в расчетах. Источником послужили Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года (Актуализация на 2019 год) [1], данная информация представлена в таблице 7. Проведен перерасчет прироста тепловой нагрузки на величину нормативных тепловых потерь для учета производства дополнительного объема тепловой энергии на компенсацию потерь.

Таблица 6 – Общие показатели, используемые при расчете проектов

Показатель	Единицы измерения	Значение
Ставка налога на имущество	%	2,2
Ставка НДС	%	20
Ставка налога на прибыль	%	20
Процент по кредиту	%	16
Период кредитования	лет	10
Амортизация	%	5
Тепловая энергия в паре	руб./Гкал	711,66
Тепловая энергия в горячей воде	руб./Гкал	817,32
Цена продажи электрической энергии	руб./кВтч	1,53
Цена покупки электрической энергии	руб./кВтч	2,82
Цена природного газа	руб./тыс.м ³	4189
Цена на невозврат конденсата	руб./м ³	53,76
Цена на подпиточную воду	руб./м ³	41,6
Цена на покупку воды	руб./м ³	28,2

Таблица 7 – Прогноз роста тепловой нагрузки

Показатель/год	2019	2020	2021	2022	2023
Увеличение тепловой нагрузки	5,78	0,93	0,93	2,69	2,69
То же с учетом компенсации потерь	6,25	1,01	1,01	2,91	2,91
Показатель/год	2024	2025	2026	2027	2028
Увеличение тепловой нагрузки	2,69	2,69	2,69	0	0
То же с учетом компенсации потерь	2,91	2,91	2,91	0,00	0,00
Показатель/год	2029	2030	2031		
Увеличение тепловой нагрузки	0	0	0		
То же с учетом компенсации потерь	0,00	0,00	0,00		

3.1 ВАРИАНТ А: ЗАМЕНА ПТВМ

В этом варианте предлагаю произвести замену выведенного из эксплуатации котла ПТВМ-100 №10 на аналогичный котел ПТВМ-100. Новый котел будет соответствовать современным требованиям безопасности по газу, оснащен автоматикой регулирования тепловой нагрузки. Данный котел способен перекрыть требуемый прирост тепловой нагрузки.

Произведем расчет полезного отпуска тепловой энергии в паре, в горячей воде, электрической энергии, невозврата конденсата и подпиточной воды.

Для тепловой энергии в паре примем следующее условие: в 2020 году произойдет уменьшение полезного отпуска на 20400 Гкал из-за отказа от пароснабжения и перехода на собственную генерацию АО «Уралэластотехника»

Для тепловой энергии в горячей воде произойдет увеличение тепловой нагрузки в соответствии с графиком прироста тепловых нагрузок.

Для электрической энергии изменения полезного отпуска будут незначительны. Уменьшение полезного отпуска произойдет из-за увеличивающихся собственных нужд теплоисточника для покрытия увеличенного полезного отпуска тепловой энергии в горячей воде. Однако, с другой стороны произойдет увеличение полезного отпуска вследствие уменьшения полезного отпуска тепловой энергии в паре. Данные изменения будут незначительны, поэтому примем полезный отпуск тепловой энергии постоянным на протяжении всего периода расчета.

Для невозврата конденсата полезный отпуск изменяется в соответствии с изменением полезного отпуска тепловой энергии в паре, потому что потребитель, переходящий на собственную генерацию, конденсат не возвращает.

Для подпиточной воды изменения полезного отпуска рассчитаны в соответствии с изменением полезного отпуска тепловой энергии в горячей воде.

Весь полезный отпуск сведен в таблицу 8

Таблица 8 – Полезный отпуск

Год		2019	2020	2021	2022
Наименование показателя	Единицы измерения				
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	98,2	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	388,493	391,307	394,122	402,263
Электрическая энергия	тыс. кВтч	12960	12960	12960	12960
Невозврат конденсата	тыс. м ³	148	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	357	359,586	362,173	369,654
Год		2023	2024	2025	2026
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	410,404	418,545	426,686	434,826
Электрическая энергия	тыс. кВтч	12960	12960	12960	12960
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	377,135	384,616	392,097	399,578
Год		2027	2028	2029	2030
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	434,826	434,826	434,826	434,826
Электрическая энергия	тыс. кВтч	12960	12960	12960	12960
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	399,578	399,578	399,578	399,578
Год		2031			
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8			
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	434,826			
Электрическая энергия	тыс. кВтч	12960			
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255			
Подпиточная вода	тыс. м ³	399,578			

Рассчитаем необходимое количество энергоресурсов для производства.

Природный газ посчитан по удельным нормам в соответствии с изменением полезного отпуска, с учетом производства электрической энергии для собственных нужд ТЭЦ.

Электрическая энергия посчитана с учетом потребления электрической энергии собственного производства. В данной графе указана только электрическая энергия, приобретаемая со стороны.

Объем приобретаемой воды составляет величину, необходимую для производства конденсата и подпиточной воды в необходимых объемах, а также для компенсации собственных нужд теплоисточника.

Объемы покупки энергоресурсов сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Объемы покупки энергоресурсов

Год		2019	2020	2021	2022
Наименование показателя	Единицы измерения				
Природный газ	тыс. м ³	69312	66903	67274	68340
Электрическая энергия	тыс. кВтч	910	912	913	918
Вода	тыс. м ³	720	689	690	690
Год		2023	2024	2025	2026
Природный газ	тыс. м ³	69407	70473	71540	72606
Электрическая энергия	тыс. кВтч	923	928	933	938
Вода	тыс. м ³	690	691	691	691
Год		2027	2028	2029	2030
Природный газ	тыс. м ³	72606	72606	72606	72606
Электрическая энергия	тыс. кВтч	938	938	938	938
Вода	тыс. м ³	691	691	691	691
Год		2031			
Природный газ	тыс. м ³	72606			
Электрическая энергия	тыс. кВтч	938			
Вода	тыс. м ³	691			

Расчет налогов

Налог на имущество рассчитан с учетом увеличения балансовой стоимости имущества после ввода в эксплуатацию установленного оборудования, с учетом нормы амортизации 5% и ставки налога на имущество 2,2%. Расчет представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет налога на имущество

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	103000	156183	148374	140955
Амортизация	тыс. руб.	5150	7809	7419	7048
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	97850	148374	140955	133908
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	103000	129592	152279	144665
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	2851	3350	3183
Год		2023	2024	2025	2026
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	133908	127212	120852	114809
Амортизация	тыс. руб.	6695	6361	6043	5740
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	127212	120852	114809	109069
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	137432	130560	124032	117830
Налог на имущество	тыс. руб.	3023	2872	2729	2592
Год		2027	2028	2029	2030
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	109069	103615	98434	93513
Амортизация	тыс. руб.	5453	5181	4922	4676
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	103615	98434	93513	88837
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	111939	106342	101025	95974
Налог на имущество	тыс. руб.	2463	2340	2223	2111
Год		2031			
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	88837			
Амортизация	тыс. руб.	4442			
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	84395			
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	91175			
Налог на имущество	тыс. руб.	2006			

Для расчета налога на прибыль необходимо рассчитать прогноз прибылей и убытков. Прогноз представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Прогноз прибылей и убытков

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Выручка без НДС	тыс. руб.	430044	428770	444188	465124
Расходы без НДС	тыс. руб.	403857	405010	419709	438233
Амортизация	тыс. руб.	5150	7809	7419	7048
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	2851	3350	3183
Проценты по кредиту	тыс. руб.	11200	10080	8960	7840
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	7571	3019	4750	8821
Налог на прибыль	тыс. руб.	1514	604	950	1764
Чистая прибыль	тыс. руб.	6057	2415	3800	7057
Год	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026
Выручка без НДС	тыс. руб.	486917	509599	533203	557765
Расходы без НДС	тыс. руб.	457499	477536	498373	520041
Амортизация	тыс. руб.	6695	6361	6043	5740
Налог на имущество	тыс. руб.	3023	2872	2729	2592
Проценты по кредиту	тыс. руб.	6720	5600	4480	3360
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	12979	17230	21579	26032
Налог на прибыль	тыс. руб.	2596	3446	4316	5206
Чистая прибыль	тыс. руб.	10383	13784	17263	20826
Год	Единицы измерения	2027	2028	2029	2030
Выручка без НДС	тыс. руб.	574498	591733	609485	627770
Расходы без НДС	тыс. руб.	536709	553920	571692	590043
Амортизация	тыс. руб.	5453	5181	4922	4676
Налог на имущество	тыс. руб.	2463	2340	2223	2111
Проценты по кредиту	тыс. руб.	2240	1120	0	0
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	27633	29173	30649	30940
Налог на прибыль	тыс. руб.	5527	5835	6130	6188
Чистая прибыль	тыс. руб.	22107	23338	24519	24752
Год	Единицы измерения	2031			
Выручка без НДС	тыс. руб.	646603			
Расходы без НДС	тыс. руб.	608992			
Амортизация	тыс. руб.	4442			
Налог на имущество	тыс. руб.	2006			
Проценты по кредиту	тыс. руб.	0			
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	31163			
Налог на прибыль	тыс. руб.	6233			
Чистая прибыль	тыс. руб.	24930			

Расчет налога на добавленную стоимость рассчитан с учетом возврата НДС после покупки имущества. Расчет представлен в таблице 12

Таблица 12 – Расчет налога на добавленную стоимость

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	86009	85754	88838	93025
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	64523	64136	66401	69404
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	11667	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	9820	21618	22437	23621
Накопленный НДС	тыс. руб.	9820	31438	53875	77496
НДС к уплате	тыс. руб.	9820	21618	22437	23621
Год	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	97383	101920	106641	111553
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	72527	75776	79154	82667
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	24856	26144	27487	28886
Накопленный НДС	тыс. руб.	102352	128496	155982	184869
НДС к уплате	тыс. руб.	24856	26144	27487	28886
Год	Единицы измерения	2027	2028	2029	2030
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	114900	118347	121897	125554
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	85147	87701	90332	93042
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	29753	30646	31565	32512
Накопленный НДС	тыс. руб.	214621	245267	276832	309344
НДС к уплате	тыс. руб.	29753	30646	31565	32512
Год	Единицы измерения	2031			
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	129321			
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	95833			
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0			
Сальдо НДС	тыс. руб.	33487			
Накопленный НДС	тыс. руб.	342831			
НДС к уплате	тыс. руб.	33487			

Теперь можем рассчитать бюджет движения денежных средств (БДДС). Бюджет представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Бюджет движения денежных средств

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Поступления всего, в т.ч.:	тыс. руб.	586053	514524	533025	558149	584300	611519	639844	669319	689398	710080	731382	753324	775924
Выручка от реализации с НДС	тыс. руб.	516053	514524	533025	558149	584300	611519	639844	669319	689398	710080	731382	753324	775924
Привлечение кредитных ресурсов	тыс. руб.	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы всего, в т.ч.:	тыс. руб.	570180	511299	528806	551044	574222	598374	623538	649752	668838	688561	701941	723896	746551
Расходы на эксплуатацию проекта всего, в т.ч.:	тыс. руб.	468380	469146	486109	507637	530027	553312	577527	602707	621856	641621	662024	683085	704826
- расходы, не содержащие НДС	тыс. руб.	81245	84332	87705	91214	94862	98657	102603	106707	110975	115414	120031	124832	129825
- расходы, содержащие НДС	тыс. руб.	387135	384814	398404	416423	435164	454656	474925	496000	510880	526207	541993	558253	575000
Инвестиционные расходы с НДС	тыс. руб.	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	2851	3350	3183	3023	2872	2729	2592	2463	2340	2223	2111	2006
Налог на прибыль	тыс. руб.	1514	604	950	1764	2596	3446	4316	5206	5527	5835	6130	6188	6233
НДС к уплате	тыс. руб.	9820	21618	22437	23621	24856	26144	27487	28886	29753	30646	31565	32512	33487
Проценты по кредиту	тыс. руб.	11200	10080	8960	7840	6720	5600	4480	3360	2240	1120	0	0	0
Погашение основного долга по кредиту	тыс. руб.	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	0	0	0
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	15873	3225	4219	7105	10079	13144	16306	19566	20560	21519	29441	29428	29372

Перейдем к оценке эффективности инвестиционного проекта. Оценивать проект будем с точки зрения менеджмента. Для этого необходимо составить прогноз прибылей и убытков для дисконтирования, то есть убрать из прогноза прибылей и убытков проценты по кредиту. Прогноз представлен в таблице 14.

Затем произведем расчет ставки дисконтирования. С одной стороны существует процентная ставка по кредиту, с другой стороны на проект действует инфляционная составляющая. Учесть эти два момента нам поможет формула Фишера для расчета реальной процентной ставки: $r_p = \frac{r-i}{1+i}$ (12).

Теперь можно рассчитать чистый дисконтированный денежный поток, а также суммарный чистый дисконтированный денежный поток или NPV (Net Present Value) и дисконтированный срок окупаемости. Расчеты суммарного чистого дисконтированного денежного потока и дисконтированного срока окупаемости представлены в таблице 15. При расчете чистого дисконтированного денежного потока используется «полная» прибыль без учета процентов по кредиту, а также коэффициент «налогового зонтика», который учитывает влияние процентов по кредиту на величину налога на прибыль.

Таблица 14 – Прогноз прибылей и убытков для дисконтирования

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка без НДС	тыс. руб.	430044	428770	444188	465124	486917	509599	533203	557765	574498	591733	609485	627770	646603
Расходы без НДС (ФОТ)	тыс. руб.	81245	84332	87705	91214	94862	98657	102603	106707	110975	115414	120031	124832	129825
Расходы без НДС (материалы, услуги)	тыс. руб.	322613	320678	332003	347019	362637	378880	395770	413334	425734	438506	451661	465211	479167
Амортизация	тыс. руб.	5150	7809	7419	7048	6695	6361	6043	5740	5453	5181	4922	4676	4442
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	2851	3350	3183	3023	2872	2729	2592	2463	2340	2223	2111	2006
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	18771	13099	13710	16661	19699	22830	26059	29392	29873	30293	30649	30940	31163
Налог на прибыль	тыс. руб.	3754	2620	2742	3332	3940	4566	5212	5878	5975	6059	6130	6188	6233
Чистая прибыль	тыс. руб.	15017	10479	10968	13329	15759	18264	20847	23514	23899	24234	24519	24752	24930

Таблица 15 – Расчет NPV и дисконтированного срока окупаемости

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Поступления всего, в т.ч.:	тыс. руб.	516053	514524	533025	558149	584300	611519	639844	669319	689398	710080	731382	753324	775924
Выручка от реализации с НДС	тыс. руб.	516053	514524	533025	558149	584300	611519	639844	669319	689398	710080	731382	753324	775924
Расходы всего, в т.ч.:	тыс. руб.	554220	496235	514638	537772	561846	586894	612954	640064	660046	680665	701941	723896	746551
Текущие денежные расходы на эксплуатацию проекта с НДС	тыс. руб.	468380	469146	486109	507637	530027	553312	577527	602707	621856	641621	662024	683085	704826
Инвестиционные расходы с НДС	тыс. руб.	70000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Все налоги (с учетом расчетного налога на прибыль)	тыс. руб.	15840	27089	28529	30136	31819	33582	35427	37357	38190	39044	39917	40811	41726
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	-38167	18289	18387	20377	22455	24624	26890	29254	29352	29415	29441	29428	29372
Коэффициент дисконтирования		1,00	0,92	0,85	0,78	0,72	0,66	0,61	0,57	0,52	0,48	1,48	1,54	1,60
Суммарный чистый дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-38167	-21337	-5738	10202	26396	42770	59255	75790	91087	105221	148717	193933	240868
Срок окупаемости	лет	2,36												

Итоги расчета инвестиционной привлекательности представлены в таблице 16 ниже.

Таблица 16 – Итоги расчета

NPV за 12 лет проекта	тыс. руб.	240868
Срок окупаемости	лет	2,36

Подводя итоги, можно сказать, что проект является привлекательным, так как $NPV > 0$, срок окупаемости меньше трех лет.

3.2 ВАРИАНТ Б: ОТКАЗ ОТ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В этом варианте предлагаю произвести замену выведенного из эксплуатации котла ПТВМ-100 №10 на аналогичный котел ПТВМ-100. Отказаться от выработки электрической энергии и перестать эксплуатировать паровую турбину. Заменить два из пяти котлов ДЕ-25-14 ГМ стационарные номера 1 и 2 на аналогичные котлы с современной автоматикой регулирования. Эти два мероприятия позволят сократить 20 штатных единиц эксплуатирующего персонала, а также использовать освободившееся здание турбинного участка для других целей.

Произведем расчет полезного отпуска тепловой энергии в паре, в горячей воде, электрической энергии, невозврата конденсата и подпиточной воды.

Для тепловой энергии в паре примем следующее условие: в 2020 году произойдет уменьшение полезного отпуска на 20400 Гкал из-за отказа от пароснабжения и перехода на собственную генерацию АО «Уралэластотехника»

Для тепловой энергии в горячей воде произойдет увеличение тепловой нагрузки в соответствии с графиком прироста тепловых нагрузок.

Полезного отпуска электрической энергии не будет

Для невозврата конденсата полезный отпуск изменяется в соответствии с изменением полезного отпуска тепловой энергии в паре, потому что

потребитель, переходящий на собственную генерацию, конденсат не возвращает.

Для подпиточной воды изменения полезного отпуска рассчитаны в соответствии с изменением полезного отпуска тепловой энергии в горячей воде.

Весь полезный отпуск сведен в таблицу 17

Таблица 17 – Полезный отпуск

Год		2019	2020	2021	2022
Наименование показателя	Единицы измерения				
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	98,2	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	388,493	391,307	394,122	402,263
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0	0	0	0
Невозврат конденсата	тыс. м ³	148	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	357	359,586	362,173	369,654
Год		2023	2024	2025	2026
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	410,404	418,545	426,686	434,826
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0	0	0	0
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	377,135	384,616	392,097	399,578
Год		2027	2028	2029	2030
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	434,826	434,826	434,826	434,826
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0	0	0	0
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	399,578	399,578	399,578	399,578
Год		2031			
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8			
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	434,826			
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0			
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255			
Подпиточная вода	тыс. м ³	399,578			

Рассчитаем необходимое количество энергоресурсов для производства.

Природный газ посчитан по удельным нормам в соответствии с изменением полезного отпуска.

Электрическая энергия посчитана на весь объем собственных нужд. В данной графе указана электрическая энергия, приобретаемая со стороны.

Объем приобретаемой воды составляет величину, необходимую для производства конденсата и подпиточной воды в необходимых объемах, а также для компенсации собственных нужд теплоисточника.

Объемы покупки энергоресурсов сведены в таблицу 18.

Таблица 18 – Объемы покупки энергоресурсов

Год		2019	2020	2021	2022
Наименование показателя	Единицы измерения				
Природный газ	тыс. м ³	64314	61945	62315	63386
Электрическая энергия	тыс. кВтч	11210	10603	10667	10852
Вода	тыс. м ³	695	664	665	665
Год		2023	2024	2025	2026
Природный газ	тыс. м ³	64458	65529	66600	67672
Электрическая энергия	тыс. кВтч	11038	11224	11409	11595
Вода	тыс. м ³	665	666	666	666
Год		2027	2028	2029	2030
Природный газ	тыс. м ³	67672	67672	67672	67672
Электрическая энергия	тыс. кВтч	11595	11595	11595	11595
Вода	тыс. м ³	666	666	666	666
Год		2031			
Природный газ	тыс. м ³	67672			
Электрическая энергия	тыс. кВтч	11595			
Вода	тыс. м ³	666			

Расчет налогов

Налог на имущество рассчитан с учетом увеличения балансовой стоимости имущества после ввода в эксплуатацию установленного

оборудования, с учетом нормы амортизации 5% и ставки налога на имущество 2,2%. Расчет представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет налога на имущество

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	103000	176183	167374	159005
Амортизация	тыс. руб.	5150	8809	8369	7950
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	97850	167374	159005	151055
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	103000	139592	171779	163190
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	3071	3779	3590
Год		2023	2024	2025	2026
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	151055	143502	136327	129511
Амортизация	тыс. руб.	7553	7175	6816	6476
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	143502	136327	129511	123035
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	155030	147279	139915	132919
Налог на имущество	тыс. руб.	3411	3240	3078	2924
Год		2027	2028	2029	2030
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	123035	116884	111039	105487
Амортизация	тыс. руб.	6152	5844	5552	5274
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	116884	111039	105487	100213
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	126273	119960	113962	108263
Налог на имущество	тыс. руб.	2778	2639	2507	2382
Год		2031			
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	100213			
Амортизация	тыс. руб.	5011			
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	95202			
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	102850			
Налог на имущество	тыс. руб.	2263			

Для расчета налога на прибыль необходимо рассчитать прогноз прибылей и убытков. Прогноз представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогноз прибылей и убытков

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Выручка без НДС	тыс. руб.	410215	408346	423151	443457
Расходы без НДС	тыс. руб.	395388	394664	409092	427700
Амортизация	тыс. руб.	5150	8809	8369	7950
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	3071	3779	3590
Проценты по кредиту	тыс. руб.	15040	13536	12032	10528
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	-7629	-11734	-10121	-6312
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0
Чистая прибыль	тыс. руб.	-7629	-11734	-10121	-6312
Год	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026
Выручка без НДС	тыс. руб.	464599	486612	509527	533379
Расходы без НДС	тыс. руб.	447064	467212	488175	509983
Амортизация	тыс. руб.	7553	7175	6816	6476
Налог на имущество	тыс. руб.	3411	3240	3078	2924
Проценты по кредиту	тыс. руб.	9024	7520	6016	4512
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	-2452	1464	5441	9484
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	293	1088	1897
Чистая прибыль	тыс. руб.	-2452	1172	4353	7587
Год	Единицы измерения	2027	2028	2029	2030
Выручка без НДС	тыс. руб.	549380	565861	582837	600322
Расходы без НДС	тыс. руб.	526180	542900	560158	577972
Амортизация	тыс. руб.	6152	5844	5552	5274
Налог на имущество	тыс. руб.	2778	2639	2507	2382
Проценты по кредиту	тыс. руб.	3008	1504	0	0
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	11262	12974	14620	14694
Налог на прибыль	тыс. руб.	2252	2595	2924	2939
Чистая прибыль	тыс. руб.	9009	10380	11696	11755
Год	Единицы измерения	2031			
Выручка без НДС	тыс. руб.	618332			
Расходы без НДС	тыс. руб.	596362			
Амортизация	тыс. руб.	5011			
Налог на имущество	тыс. руб.	2263			
Проценты по кредиту	тыс. руб.	0			
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	14697			
Налог на прибыль	тыс. руб.	2939			
Чистая прибыль	тыс. руб.	11758			

Расчет налога на добавленную стоимость рассчитан с учетом возврата НДС после покупки имущества. Расчет представлен в таблице 21

Таблица 21 – Расчет налога на добавленную стоимость

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	82043	81669	84630	88691
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	65407	64742	67060	70192
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	15667	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	970	16927	17570	18500
Накопленный НДС	тыс. руб.	970	17897	35467	53966
НДС к уплате	тыс. руб.	970	16927	17570	18500
Год	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	92920	97322	101905	106676
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	73450	76842	80370	84041
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	19470	20481	21535	22635
Накопленный НДС	тыс. руб.	73436	93917	115452	138087
НДС к уплате	тыс. руб.	19470	20481	21535	22635
Год	Единицы измерения	2027	2028	2029	2030
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	109876	113172	116567	120064
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	86562	89159	91834	94589
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	23314	24013	24733	25475
Накопленный НДС	тыс. руб.	161400	185413	210147	235622
НДС к уплате	тыс. руб.	23314	24013	24733	25475
Год	Единицы измерения	2031			
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	123666			
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	97427			
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0			
Сальдо НДС	тыс. руб.	26240			
Накопленный НДС	тыс. руб.	261862			
НДС к уплате	тыс. руб.	26240			

Теперь можем рассчитать бюджет движения денежных средств (БДДС). Бюджет представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Бюджет движения денежных средств

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Поступления всего, в т.ч.:	тыс. руб.	586258	490015	507781	532148	557519	583934	611432	640054	659256	679034	699405	720387	741998
Выручка от реализации с НДС	тыс. руб.	492258	490015	507781	532148	557519	583934	611432	640054	659256	679034	699405	720387	741998
Привлечение кредитных ресурсов	тыс. руб.	94000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы всего, в т.ч.:	тыс. руб.	582470	502340	518933	539910	561818	584987	609663	635392	653495	672210	682156	703357	725230
Расходы на эксплуатацию проекта всего, в т.ч.:	тыс. руб.	460795	459406	476152	497892	520514	544054	568545	594024	612743	632059	651992	672561	693788
- расходы, не содержащие НДС	тыс. руб.	68355	70952	73791	76742	79812	83004	86325	89778	93369	97103	100988	105027	109228
- расходы, содержащие НДС	тыс. руб.	392440	388454	402362	421149	440702	461049	482220	504247	519374	534955	551004	567534	584560
Инвестиционные расходы с НДС	тыс. руб.	94000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	3071	3779	3590	3411	3240	3078	2924	2778	2639	2507	2382	2263
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	293	1088	1897	2252	2595	2924	2939	2939
НДС к уплате	тыс. руб.	970	16927	17570	18500	19470	20481	21535	22635	23314	24013	24733	25475	26240
Проценты по кредиту	тыс. руб.	15040	13536	12032	10528	9024	7520	6016	4512	3008	1504	0	0	0
Погашение основного долга по кредиту	тыс. руб.	9400	9400	9400	9400	9400	9400	9400	9400	9400	9400	0	0	0
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	3788	-12325	-11152	-7762	-4299	-1053	1769	4662	5761	6824	17248	17030	16768

Перейдем к оценке эффективности инвестиционного проекта. Оценивать проект будем с точки зрения менеджмента. Для этого необходимо составить прогноз прибылей и убытков для дисконтирования, то есть убрать из прогноза прибылей и убытков проценты по кредиту. Прогноз представлен в таблице 23.

Затем произведем расчет ставки дисконтирования. С одной стороны существует процентная ставка по кредиту, с другой стороны на проект действует инфляционная составляющая. Учесть эти два момента нам поможет формула Фишера для расчета реальной процентной ставки: $r_p = \frac{r-i}{1+i}$ (12).

Теперь можно рассчитать чистый дисконтированный денежный поток, а также суммарный чистый дисконтированный денежный поток или NPV (Net Present Value) и дисконтированный срок окупаемости. Расчеты суммарного чистого дисконтированного денежного потока и дисконтированного срока окупаемости представлены в таблице 24. При расчете чистого дисконтированного денежного потока используется «полная» прибыль без учета процентов по кредиту, а также коэффициент «налогового зонтика», который учитывает влияние процентов по кредиту на величину налога на прибыль.

Таблица 23 – Прогноз прибылей и убытков для дисконтирования

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка без НДС	тыс. руб.	410215	408346	423151	443457	464599	486612	509527	533379	549380	565861	582837	600322	618332
Расходы без НДС (ФОТ)	тыс. руб.	68355	70952	73791	76742	79812	83004	86325	89778	93369	97103	100988	105027	109228
Расходы без НДС (материалы, услуги)	тыс. руб.	327033	323711	335301	350958	367252	384208	401850	420206	432812	445796	459170	472945	487133
Амортизация	тыс. руб.	5150	8809	8369	7950	7553	7175	6816	6476	6152	5844	5552	5274	5011
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	3071	3779	3590	3411	3240	3078	2924	2778	2639	2507	2382	2263
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	7411	1802	1911	4216	6572	8984	11457	13996	14270	14478	14620	14694	14697
Налог на прибыль	тыс. руб.	1482	360	382	843	1314	1797	2291	2799	2854	2896	2924	2939	2939
Чистая прибыль	тыс. руб.	5929	1442	1529	3373	5258	7188	9166	11197	11416	11583	11696	11755	11758

Таблица 24 – Расчет NPV и дисконтированного срока окупаемости

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Поступления всего, в т.ч.:	тыс. руб.	492258	490015	507781	532148	557519	583934	611432	640054	659256	679034	699405	720387	741998
Выручка от реализации с НДС	тыс. руб.	492258	490015	507781	532148	557519	583934	611432	640054	659256	679034	699405	720387	741998
Расходы всего, в т.ч.:	тыс. руб.	559513	479765	497884	520825	544709	569571	595450	622382	641688	661607	682156	703357	725230
Текущие денежные расходы на эксплуатацию проекта с НДС	тыс. руб.	460795	459406	476152	497892	520514	544054	568545	594024	612743	632059	651992	672561	693788
Инвестиционные расходы с НДС	тыс. руб.	94000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Все налоги (с учетом расчетного налога на прибыль)	тыс. руб.	4718	20358	21731	22933	24195	25518	26905	28358	28946	29548	30165	30796	31442
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	-67254	10251	9898	11323	12811	14363	15982	17672	17568	17427	17248	17030	16768
Коэффициент дисконтирования		1,00	0,92	0,85	0,78	0,72	0,66	0,61	0,57	0,52	0,48	1,48	1,54	1,60
Суммарный чистый дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	-67254	-57821	-49424	-40566	-31327	-21777	-11979	-1990	7166	15539	41022	67187	93982
Срок окупаемости	лет	7,22												

Итоги расчета инвестиционной привлекательности представлены в таблице 25 ниже.

Таблица 25 – Итоги расчета

NPV за 12 лет проекта	тыс. руб.	93982
Срок окупаемости	лет	7,22

Подводя итоги, можно сказать, что проект является привлекательным, так как $NPV > 0$, срок окупаемости меньше восьми лет, однако у этого проекта достаточно большой срок окупаемости – это является существенным минусом проекта.

3.3 ВАРИАНТ В: УСТАНОВКА ГТУ

В этом варианте предлагаю произвести замену выведенного из эксплуатации котла ПТВМ-100 №10 на аналогичный котел ПТВМ-100. Вместо котлов ДЕ-25-14 ГМ установить четыре газотурбинные электростанции и перестать эксплуатировать паровую турбину. Газотурбинные установки (ГТУ) позволят увеличить выработку электрической энергии, а также через котлы-утилизаторы производить тепловую энергию в паре и горячей воде. Две из четырех ГТУ будут вырабатывать пар, а другие две – горячую воду. Данная схема позволит сократить 20 штатных единиц эксплуатационного персонала.

Произведем расчет полезного отпуска тепловой энергии в паре, в горячей воде, электрической энергии, невозврата конденсата и подпиточной воды.

Для тепловой энергии в паре примем следующее условие: в 2020 году произойдет уменьшение полезного отпуска на 20400 Гкал из-за отказа от пароснабжения и перехода на собственную генерацию АО «Уралэластотехника»

Для тепловой энергии в горячей воде произойдет увеличение тепловой нагрузки в соответствии с графиком прироста тепловых нагрузок.

Полезный отпуск электрической энергии увеличится за счет увеличения установленной мощности.

Для невозврата конденсата полезный отпуск изменяется в соответствии с изменением полезного отпуска тепловой энергии в паре, потому что потребитель, переходящий на собственную генерацию, конденсат не возвращает.

Для подпиточной воды изменения полезного отпуска рассчитаны в соответствии с изменением полезного отпуска тепловой энергии в горячей воде.

Весь полезный отпуск сведен в таблицу 26

Таблица 26 – Полезный отпуск

Год		2019	2020	2021	2022
Наименование показателя	Единицы измерения				
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	98,2	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	388,493	391,307	394,122	402,263
Электрическая энергия	тыс. кВтч	158519	159125	159061	158876
Невозврат конденсата	тыс. м ³	148	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	357	359,586	362,173	369,654
Год		2023	2024	2025	2026
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	410,404	418,545	426,686	434,826
Электрическая энергия	тыс. кВтч	158690	158504	158319	158133
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	377,135	384,616	392,097	399,578
Год		2027	2028	2029	2030
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8	77,8	77,8	77,8
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	434,826	434,826	434,826	434,826
Электрическая энергия	тыс. кВтч	158133	158133	158133	158133
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255	117,255	117,255	117,255
Подпиточная вода	тыс. м ³	399,578	399,578	399,578	399,578
Год		2031			
Тепловая энергия в паре	тыс. Гкал	77,8			
Тепловая энергия в горячей воде	тыс. Гкал	434,826			
Электрическая энергия	тыс. кВтч	158133			
Невозврат конденсата	тыс. м ³	117,255			
Подпиточная вода	тыс. м ³	399,578			

Рассчитаем необходимое количество энергоресурсов для производства.

Природный газ посчитан по удельным нормам в соответствии с изменением полезного отпуска.

Покупка электрической энергии не планируется, величина собственных нужд ТЭЦ будет покрыта установленными ГТУ.

Объем приобретаемой воды составляет величину, необходимую для производства конденсата и подпиточной воды в необходимых объемах, а также для компенсации собственных нужд теплоисточника.

Объемы покупки энергоресурсов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Объемы покупки энергоресурсов

Год		2019	2020	2021	2022
Наименование показателя	Единицы измерения				
Природный газ	тыс. м ³	86692	84284	84654	85721
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0	0	0	0
Вода	тыс. м ³	720	689	690	690
Год		2023	2024	2025	2026
Природный газ	тыс. м ³	86787	87854	88920	89987
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0	0	0	0
Вода	тыс. м ³	690	691	691	691
Год		2027	2028	2029	2030
Природный газ	тыс. м ³	89987	89987	89987	89987
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0	0	0	0
Вода	тыс. м ³	691	691	691	691
Год		2031			
Природный газ	тыс. м ³	89987			
Электрическая энергия	тыс. кВтч	0			
Вода	тыс. м ³	691			

Расчет налогов

Налог на имущество рассчитан с учетом увеличения балансовой стоимости имущества после ввода в эксплуатацию установленного

оборудования, с учетом нормы амортизации 5% и ставки налога на имущество 2,2%. Расчет представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Расчет налога на имущество

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	103000	1212183	1151574	1093995
Амортизация	тыс. руб.	5150	60609	57579	54700
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	97850	1151574	1093995	1039296
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	103000	657592	1181879	1122785
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	14467	26001	24701
Год		2023	2024	2025	2026
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	1039296	987331	937964	891066
Амортизация	тыс. руб.	51965	49367	46898	44553
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	987331	937964	891066	846513
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	1066646	1013313	962648	914515
Налог на имущество	тыс. руб.	23466	22293	21178	20119
Год		2027	2028	2029	2030
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	846513	804187	763978	725779
Амортизация	тыс. руб.	42326	40209	38199	36289
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	804187	763978	725779	689490
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	868789	825350	784083	744878
Налог на имущество	тыс. руб.	19113	18158	17250	16387
Год		2031			
Балансовая стоимость имущества	тыс. руб.	689490			
Амортизация	тыс. руб.	34474			
Остаточная стоимость имущества	тыс. руб.	655015			
Средняя стоимость имущества	тыс. руб.	707634			
Налог на имущество	тыс. руб.	15568			

Для расчета налога на прибыль необходимо рассчитать прогноз прибылей и убытков. Прогноз представлен в таблице 29.

Таблица 29 – Прогноз прибылей и убытков

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
Выручка без НДС	тыс. руб.	652749	659112	681336	709076
Расходы без НДС	тыс. руб.	461304	534599	550937	571101
Амортизация	тыс. руб.	5150	60609	57579	54700
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	14467	26001	24701
Проценты по кредиту	тыс. руб.	213952	192557	171162	149766
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	-29923	-	-	-
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0
Чистая прибыль	тыс. руб.	-29923	-	-	-
Год	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026
Выручка без НДС	тыс. руб.	737868	767749	798759	830939
Расходы без НДС	тыс. руб.	592051	613815	636424	659908
Амортизация	тыс. руб.	51965	49367	46898	44553
Налог на имущество	тыс. руб.	23466	22293	21178	20119
Проценты по кредиту	тыс. руб.	128371	106976	85581	64186
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	-57985	-24701	8678	42172
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	1736	8434
Чистая прибыль	тыс. руб.	-57985	-24701	6943	33738
Год	Единицы измерения	2027	2028	2029	2030
Выручка без НДС	тыс. руб.	855867	881543	907989	935229
Расходы без НДС	тыс. руб.	678515	697717	717534	737985
Амортизация	тыс. руб.	42326	40209	38199	36289
Налог на имущество	тыс. руб.	19113	18158	17250	16387
Проценты по кредиту	тыс. руб.	42790	21395	0	0
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	73123	104064	135007	144568
Налог на прибыль	тыс. руб.	14625	20813	27001	28914
Чистая прибыль	тыс. руб.	58498	83251	108006	115655
Год	Единицы измерения	2031			
Выручка без НДС	тыс. руб.	963286			
Расходы без НДС	тыс. руб.	759090			
Амортизация	тыс. руб.	34474			
Налог на имущество	тыс. руб.	15568			
Проценты по кредиту	тыс. руб.	0			
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	154153			
Налог на прибыль	тыс. руб.	30831			
Чистая прибыль	тыс. руб.	123323			

Расчет налога на добавленную стоимость рассчитан с учетом возврата НДС после покупки имущества. Расчет представлен в таблице 30

Таблица 30 – Расчет налога на добавленную стоимость

Год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	130550	131822	136267	141815
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	78590	90504	93115	96465
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	222867	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	- 170907	41319	43152	45351
Накопленный НДС	тыс. руб.	- 170907	- 129588	-86436	-41085
НДС к уплате	тыс. руб.	0	0	0	0
Год	Единицы измерения	2023	2024	2025	2026
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	147574	153550	159752	166188
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	99944	103559	107312	111210
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	47629	49991	52440	54978
Накопленный НДС	тыс. руб.	6544	56535	108975	163953
НДС к уплате	тыс. руб.	6544	49991	52440	54978
Год	Единицы измерения	2027	2028	2029	2030
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	171173	176309	181598	187046
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	114101	117077	120142	123297
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0	0	0	0
Сальдо НДС	тыс. руб.	57073	59232	61456	63749
Накопленный НДС	тыс. руб.	221025	280257	341713	405462
НДС к уплате	тыс. руб.	57073	59232	61456	63749
Год	Единицы измерения	2031			
НДС к уплате (Выручка)	тыс. руб.	192657			
НДС к возмещению (Расходы)	тыс. руб.	126546			
НДС к возмещению (Инвестиции)	тыс. руб.	0			
Сальдо НДС	тыс. руб.	66111			
Накопленный НДС	тыс. руб.	471572			
НДС к уплате	тыс. руб.	66111			

Теперь можем рассчитать бюджет движения денежных средств (БДДС).
Бюджет представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Бюджет движения денежных средств

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Поступления всего, в т.ч.:	тыс. руб.	2120498	790934	817603	850892	885442	921299	958511	997127	1027041	1057852	1089587	1122275	1155943
Выручка от реализации с НДС	тыс. руб.	783298	790934	817603	850892	885442	921299	958511	997127	1027041	1057852	1089587	1122275	1155943
Привлечение кредитных ресурсов	тыс. руб.	1337200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расходы всего, в т.ч.:	тыс. руб.	2227031	968072	977249	978161	986600	1032957	1041098	1055371	1062865	1071157	946550	973626	1001572
Расходы на эксплуатацию проекта всего, в т.ч.:	тыс. руб.	539893	627328	646366	669973	694499	719977	746444	773934	795545	817840	840843	864576	889063
- расходы, не содержащие НДС	тыс. руб.	68355	70952	73791	76742	79812	83004	86325	89778	93369	97103	100988	105027	109228
- расходы, содержащие НДС	тыс. руб.	471538	556376	572575	593231	614687	636973	660119	684157	702176	720737	739855	759549	779835
Инвестиционные расходы с НДС	тыс. руб.	1337200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	14467	26001	24701	23466	22293	21178	20119	19113	18158	17250	16387	15568
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	1736	8434	14625	20813	27001	28914	30831
НДС к уплате	тыс. руб.	0	0	0	0	6544	49991	52440	54978	57073	59232	61456	63749	66111
Проценты по кредиту	тыс. руб.	213952	192557	171162	149766	128371	106976	85581	64186	42790	21395	0	0	0
Погашение основного долга по кредиту	тыс. руб.	133720	133720	133720	133720	133720	133720	133720	133720	133720	133720	0	0	0
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	-106533	-177138	-159646	-127269	-101159	-111658	-82587	-58245	-35825	-13305	143037	148649	154371

Перейдем к оценке эффективности инвестиционного проекта. Оценивать проект будем с точки зрения менеджмента. Для этого необходимо составить прогноз прибылей и убытков для дисконтирования, то есть убрать из прогноза прибылей и убытков проценты по кредиту. Прогноз представлен в таблице 32.

Затем произведем расчет ставки дисконтирования. С одной стороны существует процентная ставка по кредиту, с другой стороны на проект действует инфляционная составляющая. Учесть эти два момента нам поможет формула Фишера для расчета реальной процентной ставки: $r_p = \frac{r-i}{1+i}$ (12).

Теперь можно рассчитать чистый дисконтированный денежный поток, а также суммарный чистый дисконтированный денежный поток или NPV (Net Present Value) и дисконтированный срок окупаемости. Расчеты суммарного чистого дисконтированного денежного потока и дисконтированного срока окупаемости представлены в таблице 33. При расчете чистого дисконтированного денежного потока используется «полная» прибыль без учета процентов по кредиту, а также коэффициент «налогового зонтика», который учитывает влияние процентов по кредиту на величину налога на прибыль.

Таблица 32 – Прогноз прибылей и убытков для дисконтирования

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка без НДС	тыс. руб.	652749	659112	681336	709076	737868	767749	798759	830939	855867	881543	907989	935229	963286
Расходы без НДС (ФОТ)	тыс. руб.	68355	70952	73791	76742	79812	83004	86325	89778	93369	97103	100988	105027	109228
Расходы без НДС (материалы, услуги)	тыс. руб.	392949	463647	477146	494359	512239	530811	550099	570131	585147	600614	616546	632957	649862
Амортизация	тыс. руб.	5150	60609	57579	54700	51965	49367	46898	44553	42326	40209	38199	36289	34474
Налог на имущество	тыс. руб.	2266	14467	26001	24701	23466	22293	21178	20119	19113	18158	17250	16387	15568
Налогооблагаемая прибыль	тыс. руб.	184029	49437	46819	58574	70386	82275	94259	106358	115913	125459	135007	144568	154153
Налог на прибыль	тыс. руб.	36806	9887	9364	11715	14077	16455	18852	21272	23183	25092	27001	28914	30831
Чистая прибыль	тыс. руб.	147223	39549	37455	46859	56309	65820	75407	85086	92730	100367	108006	115655	123323

Таблица 33 – Расчет NPV и дисконтированного срока окупаемости

Показатель\ год	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Поступления всего, в т.ч.:	тыс. руб.	783298	790934	817603	850892	885442	921299	958511	997127	1027041	1057852	1089587	1122275	1155943
Выручка от реализации с НДС	тыс. руб.	783298	790934	817603	850892	885442	921299	958511	997127	1027041	1057852	1089587	1122275	1155943
Расходы всего, в т.ч.:	тыс. руб.	1916165	651683	681731	706389	738587	808716	838913	870303	894913	920321	946550	973626	1001572
Текущие денежные расходы на эксплуатацию проекта с НДС	тыс. руб.	539893	627328	646366	669973	694499	719977	746444	773934	795545	817840	840843	864576	889063
Инвестиционные расходы с НДС	тыс. руб.	1337200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Все налоги (с учетом расчетного налога на прибыль)	тыс. руб.	39072	24354	35365	36416	44088	88739	92470	96369	99369	102481	105707	109050	112509
Чистый поток денежных средств	тыс. руб.	- 1132867	139252	135872	144503	146855	112583	119598	126824	132127	137531	143037	148649	154371
Коэффициент дисконтирования		1,00	0,92	0,85	0,78	0,72	0,66	0,61	0,57	0,52	0,48	1,48	1,54	1,60
Суммарный чистый дисконтированный денежный поток	тыс. руб.	- 1132867	- 1004726	- 889448	- 776414	- 670500	- 595639	- 522317	- 450631	-381774	-315692	-104369	124030	370708
Срок окупаемости	лет	10,46												

Итоги расчета инвестиционной привлекательности представлены в таблице 34 ниже.

Таблица 34 – Итоги расчета

NPV за 12 лет проекта	тыс. руб.	370708
Срок окупаемости	лет	10,46

Подводя итоги, можно сказать, что проект является привлекательным, так как $NPV > 0$, срок окупаемости более десяти лет. Столь длинный срок окупаемости сводит на нет инвестиционную привлекательность проекта, хотя стоит отметить, что этот проект с самым большим NPV.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Существуют различные определения понятия экономической эффективности, но можно обобщить мнение большинства теоретиков менеджмента о том, что эффективность представляет собой соотношение эффекта или результата к затрачиваемым для достижения этого ресурсам, факторам производства.

Исходя из определения модернизации, как комплекса мероприятий направленных на повышение технико-экономических показателей основных средств, можно сделать вывод, что модернизация является наиболее приоритетной для повышения эффективности работы ТЭЦ.

В работе рассмотрены три варианта модернизации ТЭЦ РТИ. Все эти случаи позволят существенно повысить надежность теплоснабжения в районе, за счет установки нового оборудования и резервирования тепловой мощности.

Вариант А является наиболее простым и дешевым с точки зрения капитальных затрат.

Вариант Б, кроме своей инвестиционной привлекательности, несет еще дополнительную выгоду в виде освобождающегося здания участка турбин. Здание возможно использовать по другому назначению или продать. В этом случае появляется возможность сократить 20 штатных единиц эксплуатационного персонала, следовательно повысить фондовооруженность труда.

Вариант В выглядит наиболее передовым среди других, так как заменяется наибольшее количество оборудования. В этом проекте достигается самая высокая степень автоматизации основного оборудования. Здесь также, как и в варианте Б, освобождается здание участка турбин и есть возможность сократить персонал. Но этот вариант является одновременно и самым дорогим.

Ниже приведена таблица 35, в которой наглядно видна эффективность каждого варианта.

Таблица 35 – Сравнение эффективности вариантов модернизации

Вариант А	NPV за 12 лет проекта	тыс. руб.	240868
	Срок окупаемости	лет	2,36
Вариант Б	NPV за 12 лет проекта	тыс. руб.	93982
	Срок окупаемости	лет	7,22
Вариант В	NPV за 12 лет проекта	тыс. руб.	370708
	Срок окупаемости	лет	10,46

Сравнивая эти три варианта, можно сказать, что вариант А выглядит наиболее привлекательным для инвестиций, менее рискованным за счет короткого срока окупаемости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «город Екатеринбург» до 2030 года (Актуализация на 2019 год), Книга 2, Приложение 1.
2. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 ноября 2013 г. N 542 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления".
3. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года, Министерство экономического развития Российской Федерации.
4. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, Министерство экономического развития Российской Федерации.
5. Акимова, Н.А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электро-механического оборудования / Н.А. Акимова. - Москва: Академия, 2015. - 304 с.
6. Алешин Г.И. Комплекс работ по снижению энергозатрат на предприятии / Г.И. Алешин // Промышленная энергетика. - 2012. - № 9. - С. 4-16.
7. Аузан А. Институциональная экономика: Новая институциональная экономическая теория / Аузан А., Дорошенко М., Иванов В, Елисеев А., Калягин Г. и др.: Учебник. — М.: ИНФРА-М, 2011.
8. Баранов В.В., Баранова И.В., Зайцев А.В., Карпова В.Б. Модернизация производства на основе создания и интеграции системы инноваций в стратегию развития высокотехнологичного предприятия / Журнал «Вопросы инновационной экономики» №3/2015.
9. Баранов В.В., Баранова И.В., Карпова В.Б., Мурадов А.В. Экономико-математическое моделирование процессов управления инновационной системой высокотехнологичного предприятия // В кн.: Глобализация

экономики и российские производственные предприятия / Материалы XIII Международной научно-практической конференции. Новочеркасск: РИО ЮРГПУ (НПИ), 2015, с. 23 – 34.

10. Баранов В.В., Зайцев А.В., Соколов С.Н. Исследование систем управления. М.: Альпина Паблишер, 2013. – 216 с.
11. Болдырева, Н.П. Сущность эффективности развития промышленных предприятий в рыночных условиях и ее основные виды / Н.П. Болдырева // Интернет-журнал Науковедение. - 2015. - Т. 7. - № 6 (31). – с.
12. Гительман Л.Д. Энергетический бизнес/ Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников.- Учебное пособие- Москва: Дело, 2006.- С. 55-57.
13. Григорьев С.Н., Кутин А.А. Инновационное развитие высокотехнологичных машиностроительных производств на основе интегрированных АС ТПП // Автоматизация и современные технологии. 2011 № 11. С.23–29.
14. Дорожкина О.К. Стратегическое планирование инновационного развития предприятия // Российское предпринимательство. 2011. № 1–2. С. 83–89.
15. Друкер П. Классические работы по менеджменту. Перевод с английского. - М.: Юнайтед пресс, 2010.
16. Дубинина, Н.А. Производственный потенциал промышленного предприятия и методы его оценки / Н.А.Дубинина // Экономика. - 2013. - № 6. - С. 21-24.
17. Ефремова, А.А. Анализ понятия «эффективность производства» с точки зрения современных ученых / А.А. Ефремова, В. Наземцева // Инновационная наука. - 2015. - № 11-1. - С. 77-79.
18. Зайцев А.В. Стратегия управления инновационными изменениями в период глобальной трансформации системы мирового хозяйствования // Российское предпринимательство. – 2015. – № 1 (271). – с. 75-86.
19. Закшевская Н.Н. Разработка модели формирования цены на импортозамещающее высокотехнологичное оборудование, создаваемое по

- зарубежному образцу // Вестник МГТУ «СТАНКИН». 2014. № 4 (31). С. 234–238.
20. Иванов И.В., Баранов В.В. Финансовый менеджмент: Стоимостной подход. М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. – 504 с.
21. Инюцин, А.С. Новые формы управления энергоэффективностью / А.С. Инюцин // Энергоаудит. Энергосервис. - 2014. - № 2. - С. 12-16.
22. Исмагилова, Р.Х. Факторы ресурсосбережения в современных условиях / Р.Х. Исмагилова // Вопросы инновационной экономики. - 2013. - № 1. - С. 7-12.
23. Канке, А.А. Анализ финансово-хозяйственной деятельности предприятия: учебник для вузов / А.А. Канке, И.П.Кошечкина. - Москва: ИНФРА-М, 2011. - 288 с.
24. Кинаш, И.А. Организация системы управления ресурсосбережением на предприятии / И.А. Кинаш // Austrian Journal of Humanities and Social Sciences. - 2015. - № 1. - С. 3-7.
25. Корсакова, И. Определение потребностей в модернизации технологического оборудования: монография / И. Корсакова. - Москва: Академия, 2014. - 156 с.
26. Коршунова Е.Д., Ильичева Е.С. Управление инновационным потенциалом промышленного предприятия: концептуальные основы, этапы управления, метод оценки // Политематический электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. 2012. № 81. С. 852–861.
27. Коршунова Е.Д., Попова О.В. Продуктовая результативность бизнес-процессов на предприятии // Проблемы теории и практики управления. 2012. № 7–8. С. 148–164.
28. Косенко, Т.Г. Социально-экономическое значение ресурсосбережения / Т.Г. Косенко // Теория и практика современной науки. - 2015. - № 4. - С. 52-54.

29. Круглов М.Г. Инновационный проект: управление качеством и эффективностью: учеб. пособие. – М.: Издательство «Дело» АНХ, 2009. – 336 с. – (Сер. «Образовательные инновации»).
30. Лафта Дж. К. Эффективность менеджмента организации. Учебное пособие – М.: Русская Деловая Литература, 1999 – 320 с.
31. Лигоненко Л.А. Дискуссионные вопросы к трактованию сущности и соотношения вопросов «эффективность» и «результативность» предприятия // Актуальные проблемы экономики. - 2013. - №7. - сс. 207–215.
32. Лукина С.В. Методика оптимизации производственной деятельности промышленного предприятия на основе комплекса прогностических моделей формирования и выбора проектных инновационных решений в области высокотехнологичных производств // Вестник МГТУ «СТАНКИН». 2015. № 1 (32). С. 125–129.
33. Лушников, Р.А. Обоснование направлений совершенствования механизма ресурсосбережения в условиях модернизации экономики / Р.А. Лушников // Экономика. - 2011. - №6. - С. 14-23.
34. МакКоннел К., Брю С. Экономикс. Перевод с английского - М.: Инфра - Москва, 1999.
35. Малахова Т. Инновационный подход к модернизации котельной / Журнал «Стройпрофиль» №4/2010.
36. Мамедов, А.С. Ресурсосберегающие технологические процессы: учеб. пособие / А.С. Мамедов. - Москва: АСТ, 2011. 231 с.
37. Мансурова, Н.А. Методические основы оценки производственного потенциала промышленного предприятия / Н.А. Мансурова // Экономические исследования. - 2013. - № 12. - С. 27-41.
38. Мартынов, Р.С. Методы управления ресурсосбережением на промышленном предприятии / Р.С. Мартынов // Экономика и экономические науки. - 2014. - № 12. - С. 95-97.

39. Менар Клод Экономика организации. Перевод с франц./Под ред. А.Г. Худокормова.- М.:Инфа-М, 1996.
40. Мескон, М. Основы менеджмента (MANAGEMENT) / М. Мескон, М. Альберт, Ф. Хедоури. - Москва: Дело, 1997. - 48 с.
41. Мирошниченко, А.В. Ресурсосбережение среди принципов обеспечения устойчивого развития предприятия / А.В. Мирошниченко // Экономика. - 2014. - № 11. - С. 58-62.
42. Нивен П. Диагностика сбалансированной системы показателей / П. Нивен. - Днепропетровск: Баланс Бизнес Букс, 2005, 400 с.
43. Никитин, С.А. Программно-целевой подход к управлению процессом ресурсосбережения на предприятиях / С.А. Никитин, Л.В. Новикова // Экономические и юридические науки. - 2011. - № 5. - С. 104-109.
44. Омаров, Н.А. Факторы и резервы повышения производственного потенциала предприятия / Н.А. Омаров // Экономика, управление и учет на предприятии. - 2014. - №11. - С. 183-186.
45. Особенности развития предприятия в инновационной экономике. Монография. / Под ред. Н.С. Иващенко и А.В. Зайцева. – М.: Креативная экономика, 2011. – 456 с.
46. Райзберг, Б.А. Современный экономический словарь / Б.А. Райзберг, Л.Ш. Лозовский, Е.Б. Стародубцева. - 6-е изд., перераб. и доп. - Москва: ИНФРА-М, 2008. - 512 с.
47. Раицкий, К.А. Экономика организации: учебник / К.А. Раицкий. - Москва: Дашков и К, 2011. - 1012 с.
48. Рой Л.В., Третьяк В.П. Анализ отраслевых рынков. Серия - Учебники экономического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова /М.: Инфра-М, 2008. - 442 с.
49. Савицкая, Г.В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: учеб. пособие / Г.В.Савицкая. - Минск: Новое знание, 2012. - 686 с.

50. Сафронов, Н.А. Экономика организации: учеб. пособие для студентов экономических специальностей / Н.А. Сафронов. - Москва: Экономистъ, 2012. - 250 с.
51. Скамай, Л.Г. Экономический анализ деятельности предприятия: практич. пособие / Л.Г. Скамай, М.И. Трубочкина. - Москва: ИНФРА-М, 2012. - 295 с.
52. Топузов, Н.К. Комплексный метод исследования систем управления предприятия / Н.К. Топузов // Вестник Челябинского государственного исследования. - 2014. - № 4. - С. 112-120.
53. Трубочкина, М.И. Управление затратами предприятия: учеб. пособие / М.И. Трубочкина. - Москва: ИНФРА-М, 2014. - 276 с.
54. Фатхутдинов, Р.А. Инновационный менеджмент: учебник для вузов / Р.А. Фатхутдинов. - Москва: Омега-Л, 2013. - 448 с.
55. Филиппов А.А. Теоретико-методологические подходы к исследованию проблемы эффективности деятельности предприятия // Инновационная экономика: материалы Междунар. науч. конф. (г. Казань, октябрь 2014 г.). - Казань: Бук, 2014. - с. 177-185.
56. Часовских, Т.А. Особенности ресурсосбережения производственных процессов на предприятиях / Т.А. Часовских // Актуальные вопросы экономических наук. - 2012. - № 6. - С. 23-28.
57. Чередниченко, О.А. Ресурсосбережение как средство повышения экономической эффективности использования производственного потенциала предприятия / О.А. Чередниченко // Экономика и экономические науки. - 2015. - № 6. - С. 2-15.
58. Шарипова, О.М. Производственный потенциал крупных хозяйственных комплексов / О.М. Шарипова // Бизнес-Информ. - 2012. - № 3. - С. 85-91.
59. Ширенбек, Х. Экономика предприятия: учебное пособие / Х.Ширенбек. - Москва: ПИТЕР, 2015. - 850 с.
60. Шонина Н.А. Экономическая эффективность модернизации котельной / Журнал «Сантехника» №2/2010.