МОСКОВСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

На правах рукописи

04201006967

СУЛТАНОВ Махсуд Мансурович

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Специальность: 05.14.14 - «Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты»

диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор В.С. Кузеванов

Москва - 2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **6**

1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЭЦ **13**

1.1. Теплоэлектоцентрали (ТЭЦ) как источники комбинированной выработки электроэнергии энергосистем и тепловой энергии систем централизованного теплоснабжения городов 13

1.2. Способы оптимизации режимов производства электрической и тепловой энергий на ТЭЦ 16

1.2.1. Оптимальное распределение электрической и тепловых нагрузок между турбоагрегатами с отборами пара 17

1.2.2. Планирование приоритетных режимов работы ТЭЦ на основе решения задач оптимизации 18

1.2.3. Методы решения оптимизационных задач при расчете тепловых схем ТЭЦ с помощью ЭВМ 21

1.3. Оценка разделения затрат топлива при теплофикационной выработке тепла и электроэнергии на ТЭЦ 23

1.3.1. Отечественные методы разнесения затрат 24

1.3.2. Особенности зарубежных методов разнесения затрат 25

1.3.3. Анализ использования различных методов разнесения затрат топлива на ТЭЦ 26

1.4 Показатели энергетической эффективности ТЭЦ в системе электро- и теплоснабжения 27

1.4.1. Показатели энергетической эффективности теплофикационных установок 27

1.4.2. Основные методы оценки эффективности энергетической системы 29

1.4.3. Определение расхода топлива генерирующих систем 33

1.5 Основные задачи исследования 36

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ СИСТЕМ И РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ 37

2.1. Методика повышения энергетической эффективности генерации электроэнергии и тепла на ТЭЦ 37

2.1.1. Постановка задачи 37

2.1.2. Анализ методов определения энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ 38

2.1.3. Разработка методики определения энергетической эффективности генерирующих систем для решения задач оптимизации режимов работы ТЭЦ 39

2.2. Исходные данные для расчета тепловых схем ТЭЦ системы электро- и теплоснабжения 51

2.2.1. Отпуск электрической энергии от ТЭЦ в энергосистему 52

2.2.2. Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ тепловому потребителю 55

2.3. Алгоритм оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ и оперативного распределения нагрузок между теплофикационными турбинами 60

2.4. Анализ эффективности использования методики для планирования приоритетных режимов работы оборудования ТЭЦ 64

2.5. Выводы 73

3. АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ТЭЦ 74

3.1. Состав и характеристика основного оборудования ТЭЦ 74

3.2. Использование энергетических характеристик для расчета номинального и базового режимов работы теплофикационных турбоустановок 75
3.2.1. Расчет показателей номинального и базового режимов работы турбоустановки 75
3.2.2. Результаты расчета расхода топлива согласно методике 77
3.2.3. Анализ результатов расчета расхода топлива согласно методике 78
3.3. Апробация методики определения энергетической эффективности режимов работы оборудования ТЭЦ в условиях выполнения графиков энергопотребления 81
3.3.1. Данные по составу основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ и режимам отпуска электроэнергии и тепла 82
3.3.2. Формирование исходных данных для расчета показателей экономичности работы оборудования ТЭЦ 86
3.3.3. Определение расхода топлива согласно методике для вариантов эксперимента 88
3.3.4. Анализ результатов обработки экспериментов и оценка точности расчета по предлагаемой методике 95
3.4. Практические рекомендации по оперативному планированию и ведению оптимальных режимов энергопроизводства на ТЭЦ 97
3.5. Выводы 101
4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ 102
4.1. Решение задач оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ на основе предложенной методики определения энергетической эффективности работы генерирующих систем 102
4.1.1. Повышение эффективности комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ для вариантов эксперимента 102

4.1.2. Обоснование решений задач оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ на основе предложенной методики 103
4.2. Результаты апробации методики оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ на основе активного эксперимента 110
4.2.1 Характеристика и режим работы оборудования ТЭЦ до проведения испытания 111
4.2.2. Оптимизация режима работы оборудования ТЭЦ 114
4.3. Экономическая оценка результатов экспериментов по решению задач оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ 116
Потребление топлива на Волжской ТЭЦ 116
4.3.2. Экономическая оценка оптимизации режимов работы оборудования Волжской ТЭЦ 119
4.4. Использование методики для планирования выбора состава оборудования ТЭЦ и эффективного распределения нагрузок между агрегатами в условиях работы на рынке электроэнергии и мощности 120
4.5. Выводы 131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 132
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 134
ПРИЛОЖЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время генерирующие компании, эксплуатирующие ТЭЦ, переживают трудные времена. Стоимость электроэнергии и тепла на многих ТЭЦ, особенно оснащенных устаревшим оборудованием, оказывается высокой, а их реализация по высоким тарифам – затрудненной. Участие ТЭЦ на оптовом рынке электроэнергии (мощности) делает их практически неконкурентоспособными. Возрастающая доля потребления тепла на отопление и бытовые нужды городов с централизованной системой теплоснабжения требует гибкой тарифной политики на отпускаемую тепловую энергию в целях сохранения и роста числа подключенных потребителей от ТЭЦ. Значительное влияние на цену отпускаемой продукции ТЭЦ оказывает постоянно растущая цена на природный газ. Недостаточное финансирование и наличие лишь незначительного количества инвестиционных проектов нового строительства современных ТЭЦ на базе парогазовых технологий, реконструкции и модернизации устаревшего оборудования не позволяют в ближайшем будущем решать задачи существенного сокращения топливных издержек на работающих ТЭЦ. Существующая методика разнесения топливных затрат на виды отпускаемой тепловой и электрической энергии не является комфортной при определении удельных расходов условного топлива на производство тепла и электроэнергии, используемых не только для оценки текущей энергетической эффективности ТЭЦ, но и для подготовки и передачи ценовых заявок на реализацию электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Вышесказанное определяет деятельность генерирующих компаний, направленную на снижение общих затрат на производство: ведение работ по повышению эффективности выработки тепла и электроэнергии существующим составом оборудования; разработку мероприятий по

оптимизации потребления топливных и водных ресурсов. Решение вопроса оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ реально влияет на объемы потребления топлива, в большинстве случаев газа, и направлено на улучшение технико-экономических показателей работы ТЭЦ.

Вопросам оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ посвящено большое количество научных трудов, публикаций и статей [1-3, 6, 9, 12, 13 и др.]. Техническое и экономическое обоснования разнесения затрат топлива при комбинированном производстве тепла и электроэнергии широко рассмотрено многими авторами в работах [7, 22, 24, 25, 35, 36 и др.].

С развитием науки, техники, экономики, которое происходит в наше время, подходы к решению задач оптимизации режимов работы энергетического оборудования интенсифицируются и усложняются. Данные изменения связаны не только с техническими критериями, но и финансово-экономическими, отражающими требования рынка, который изменяется и требует повышенной гибкости теплоэнергетических объектов, их способности адаптироваться к меняющимся условиям.

На основании вышеизложенного, в настоящее время для работающих ТЭЦ является актуальным обеспечение конкурентоспособности генерации электроэнергии на рынке электроэнергии (мощности), которое может быть достигнуто высокими показателями экономичности, т.е. минимизацией топливной составляющей себестоимости на реализацию тепла и электроэнергии.

На сегодняшний день разработанные методики оптимизации режимов работы и управления оборудованием ТЭЦ недостаточно учитывают фактическое состояние, связанное с устареванием и моральным износом основного и вспомогательного оборудования, а нормативная база энергетических характеристик оборудования требует постоянной корректировки в процессе эксплуатации. Существующие методы планирования оптимального управления режимами работы энергетическим

оборудованием трудоемки и занимают много времени, что снижает оперативность принятия решений персоналом ТЭЦ не только в вопросах эффективного распределения нагрузок между агрегатами, но и подготовки и подачи качественных отчетов и ценовых заявок по участию ТЭЦ в реализации электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

В связи с этим необходимо определение подхода, направленного на снижение топливных затрат ТЭЦ путем повышения эффективности управления оборудованием и внесения постоянных изменений в энергетические характеристики с учетом фактического состояния агрегатов ТЭЦ.

Целью работы является разработка методики определения энергетической эффективности работы ТЭЦ, с помощью которой будет приниматься решение и осуществляться выбор оптимального состава работающего оборудования и распределения нагрузок между ними. Методика должна быть ориентирована на формирование простой режимной карты управления каждым агрегатом в отдельности с учетом фактического состояния оборудования с удобным использованием в условиях систематически изменяющихся диспетчерских графиков отпуска тепловой и электрической энергии в течение суток.

Для осуществления поставленных целей необходимо решение следующих задач:

- ✓ разработка новой методики определения энергетических показателей работы оборудования ТЭЦ на базе энергетических характеристик;
- ✓ разработка алгоритма оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ согласно разработанной методике;
- ✓ разработка структуры оптимального управления агрегатами ТЭЦ в условиях выполнения диспетчерских графиков отпуска тепловой и электрической энергии;

- ✓ апробация результатов теоретических исследований и расчетов, методики и предложений на действующем оборудовании ТЭЦ;
- ✓ разработка предложений по совмещению расчетного комплекса, предложенной методики с оперативной технико-экономической и финансовой отчетностью ТЭЦ и генерирующей компании.

Научная новизна работы заключается в постановке и решении:

- задачи построения матрицы расчетных значений расхода топлива для любого значения выработки электрической и тепловой энергии в регулировочном диапазоне нагрузок с помощью предложенной методики, основанной на использовании трех режимов энергетической характеристики оборудования: номинальный, базовый и конденсационный для базовых условий;
- задачи оптимального распределения тепловой и электрической энергии между агрегатами ТЭЦ на основе предложенной методики определения энергетической эффективности работы ТЭЦ;
- задачи оперативного и перспективного (прогнозного) планирования режимами загрузки паротурбинного оборудования в условиях выполнения графиков отпуска электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности по регулируемым договорам поставки, «на сутки вперед» и балансирующем рынке;
- задачи использования разработанной режимной карты и программного комплекса по определению расхода топлива для различных режимов выработки тепловой и электрической энергии с возможностью постоянной корректировкой данных с учетом фактического состояния оборудования.

Работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы, включающего 84 наименований; содержит 144 страниц печатного текста, 18 рисунков и приложений.

В первой главе рассмотрены существующие методы оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ по обзору отечественной технической литературы и публикаций в специализированных изданиях. Проведен анализ существующих методик разнесения топливных затрат при комбинированном производстве тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Определен теоретический подход к достижению целей и задач работы.

Во второй главе автором анализируются применяемые методы оценки энергетической эффективности работы ТЭЦ, проводится разработка новой методики с детальным представлением результатов теоретических исследований, даются предложения по практическому применению методики.

Анализ существующих методик оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ выявил следующие недостатки:

- ✓ энергетические характеристики оборудования ТЭЦ зачастую не соответствуют фактическим параметрам эксплуатации и состоянию, а пересмотр нормативной базы один раз в пять лет не снимает данную проблему;
- ✓ отсутствие автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) оборудованием на большинстве ТЭЦ неблочного типа с докритическими параметрами не позволяют вести качественный контроль за изменениями технических параметров работы оборудования и вносить корректировки и поправки в энергетические характеристики;
- ✓ существующие методы оптимизации базируются на данных энергетических характеристик; проведение расчетов и анализа режимов являются сложными и трудоемкими;
- ✓ существующая организация управления режимами нагружения и разгрузки оборудования в условиях выполнения диспетчерского

графика энергосистемы оперативным персоналом ТЭЦ в ряде случаев выполняется только из условия обеспечения надежности работы оборудования, которое не всегда отвечает требованиям обеспечения высокой эффективности комбинированного производства тепловой и электрической энергии.

В связи с этим предложен следующий подход к решению поставленных задач:

- на основе утвержденных энергетических характеристик оборудования ТЭЦ согласно предложенной методике разрабатывается программный комплекс по расчету расхода топлива для всего регулировочного диапазона нагрузок;
- расчетно-программный комплекс базируется на скорректированных данных энергетических характеристик или целевых экспериментах для трех контрольных точек режимов: номинального, базового и конденсационного.

Сделан вывод, что:

- методика должна быть апробирована в условиях действующего состава оборудования ТЭЦ;
- методика должна использоваться для оптимального управления режимами работы оборудования в целях обеспечения выгодных финансово-экономических условий участия ТЭЦ на рынке электроэнергии (мощности).

В третьей главе приведены результаты апробации разработанной методики на основе статистических режимных данных Волжской ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго». Демонстрируется сравнительный анализ расчетных и фактически сложившихся значений потребления топлива на ТЭЦ. Апробация методики подтверждается хорошей сходимостью результатов.

В четвертой главе рассмотрено практическое применение предложенной методики оптимизации. Проведен анализ эффективности использования методики в решении задач оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок между агрегатами ТЭЦ. Расчеты и сравнения результатов оптимизации показали достаточную эффективность решения поставленных задач. Достоверность и обоснованность полученных данных по оптимизации режимов выработки тепла и электроэнергии подтверждаются результатами эксперимента, проведенного на работающем оборудовании Волжской ТЭЦ.

Практическая значимость работы заключается в подтвержденной возможности использования предложенной методики определения энергетической эффективности и разработанных алгоритмов оптимизации для решения задач и выбора оптимального состава оборудования ТЭЦ в условиях выполнения суточных и перспективных графиков электрической и тепловой нагрузок, эффективного управления оборудованием ТЭЦ при оптимальном распределении нагрузок между ним.

Материалы, основные разделы и положения диссертации докладывались и обсуждались на Межрегиональной юбилейной научно-практической конференции «Перспективные проекты и технологии в энергетике» (сентябрь, 2005 г., г. Волжский), XII межвузовской научно-практической конференции молодых ученых и студентов (май, 2006 г., г. Волжский) и на XV Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов “Радиоэлектроника, электротехника и энергетика” (февраль, 2009 г., г. Москва).

По материалам диссертации опубликовано семь работ, среди которых две статьи в рецензируемых изданиях.

1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ТЭЦ

1.1. Теплоэлектоцентрали (ТЭЦ) как источники комбинированной выработки электроэнергии энергосистем и тепловой энергии систем централизованного теплоснабжения городов

Развитие ТЭЦ связано с ростом теплового потребления на коммунальные и промышленные нужды городов. Для технологических процессов группы промышленных потребителей ТЭЦ отпускают тепловую энергию преимущественно в виде пара определенных параметров. Централизованное теплоснабжение потребителей с использованием тепла отработавшего пара турбин электрических станций, т.е. теплофикация городов и поселков (на базе комбинированного производства и отпуска двух видов энергии – электрической и тепловой) приносит значительную экономию топлива, улучшает условия жизни населения, способствует чистоте воздушного бассейна и охране природы [15].

Пути оптимизации энергопроизводства на ТЭЦ в целях снижения топливных издержек в отечественной литературе рассмотрены достаточно подробно. Распространенными способами оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ являются методы эффективного распределения нагрузок между турбоагрегатами [15]. Так, можно выделить работы российских ученых Андрющенко [1] и Левенталя [6] наиболее полно исследовавшие взаимосвязь исходных данных с выбором оптимальных режимов работы оборудования ТЭЦ и достижением эффективных технико – экономических показателей работы системы централизованного теплоснабжения.

Производство тепловой энергии на ТЭЦ для нужд коммунальных потребителей определяется суммой затрат тепла на отопление и вентиляцию

жилых и общественных зданий ($Q_{ОТ}$, $Q_{В}$) и на бытовые нужды в горячей воде ($Q_{ГВ}$) [21].

Общее количество передаваемой сетевой водой потребителю теплоты определяется выражением $Q_{общ}$ [МВт, Гкал/ч]:

$$Q_{общ} = Q_{ОТ}^{Р} + Q_{В}^{Р} + Q_{ГВ}^{Р} \qquad (1.1)$$

Формулы расчета $Q_{ОТ}^{Р}, Q_{В}^{Р}, Q_{ГВ}^{Р}$ приведены в [19, 21, 57].

Регулирование $Q_{общ}$ может осуществляться изменением температуры в подающей магистрали (качественное регулирование) или расходом сетевой воды (количественное регулирование). Для качественного способа регулирования отпуска тепловой энергии существует температурный график теплоснабжения, для количественного способа – расходные графики сетевой воды [21].

Регулирование температуры сетевой воды на ТЭЦ достигается повышением давления пара в теплофикационном отборе турбины (подогрев в сетевых подогревателях), а при максимальном теплопотреблении при пониженных температурах наружного воздуха - путем включения пиковых бойлеров (ПБ) и (или) водогрейных котлов (ПВК).

Выработка тепловой энергии на нужды теплоснабжения характеризуется коэффициентом теплофикации, определяющим отношение максимального количества теплоты, подведенного к сетевой воде паром из теплофикационных отборов, к общему количеству теплоты:

$$\alpha_{ТЭЦ} = \frac{Q_{отб\ макс}}{Q_{общ.макс.}} = \frac{Q_{отб.макс.}}{Q_{отб.макс.} + Q_{пик.макс.}} \qquad (1.2)$$

Значение коэффициента теплофикации $\alpha_{ТЭЦ}$ определяется на основании технико-экономических расчетов. Чем больше $\alpha_{ТЭЦ}$, тем больше и комбинированная выработка электрической и тепловой энергии [15].

Условия режимов работы турбин при теплофикационной выработке тепла имеет ряд ограничений:

$$p_{то}^{\min} \le p_{то} \le p_{то}^{\max} \qquad (1.3)$$

$$G_{св}^{\min} \le G_{св} \le G_{св}^{\max} \qquad (1.4)$$

Для климатических условий региона (в районе г. Волгограда и г. Волжского при средней температуре наружного воздуха – 2,2^{0}С) при качественном регулировании отпуска тепла на отопление значение $p_{то} < p_{то}^{\max}$ для турбоустановок с диапазоном регулирования давления пара в теплофикационном отборе от 0,06 до 0,25 МПа. Среднегодовое значение $G_{св}$ для сетевой подогревательной установки (СПУ) зависит от вида регулирования отпуска тепла, числа работающих турбин, суммарной присоединенной нагрузки потребителей, температурного графика теплосети.

Таким образом, неравенство (1.3) определяет диапазон качественного регулирования отпуска тепла СПУ теплофикационных турбин, т.е. технические ограничения по нагреву сетевой воды. Неравенство (1.4) учитывает пропускную способность трубного пучка сетевых подогревателей и возможность количественного регулирования отпуска тепла СПУ.

Для СПУ различных типов паротурбинных установок диапазоны регулирования $p_{то}$ и $G_{св}$ имеют отличные значения. Чем шире диапазон и выше максимальное значение регулируемых величин, тем более достижимы высокие значения выработки электроэнергии на тепловом потреблении *Э*, кВт·ч/ГДж [19]:

$$Э = \frac{N_{ЭТП} \cdot 10^3}{Q_{ТП}} \cdot \eta_{ТП}, \qquad (1.5)$$

где $N_{ЭТП}$ – количество электроэнергии, которое вырабатывается в единицу времени паром, поступающим из регулируемых отборов турбины тепловому потребителю, МВт;

$Q_{ТП}$ – количество теплоты, отведенное тепловому потребителю с отработавшим в турбине паром, ГДж/час (или МВт);

$\eta_{ТП}$ – коэффициент, учитывающий потери теплоты в теплообменных аппаратах и коммуникациях на линиях от турбины до теплового потребителя.

Для оценки энергетической эффективности производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ используют показатель «коэффициент полезного использования теплоты топлива (КИТТ)» [8], определяющий совокупный расход топлива на производство единицы энергии:

$$КИТТ = \frac{N_Э + Q_{ТП}}{B_{ТЭЦ} \cdot Q_H^P}, \tag{1.6}$$

где $N_Э$ – производство электрической энергии, МВт;

$B_{ТЭЦ}$ – суммарный расход топлива на ТЭЦ, кг;

Q_H^P - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг.

Значение КИТТ для ТЭЦ может изменятся от 0,25 до 0,86 [36], и характеризуется работой ТЭЦ от чисто конденсационных режимов до производства электроэнергии при режимах на тепловом потреблении. Большой интервал изменения значения КИТТ определяется именно комбинированной выработкой тепла для нужд теплового потребителя [36].

1.2. Способы оптимизации режимов производства электрической и тепловой энергий на ТЭЦ

1.2.1. Оптимальное распределение электрической и тепловых нагрузок между турбоагрегатами с отборами пара

Вопросы распределения тепловых нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ для повышения эффективности генерации тепла и электроэнергии ориентированы на оптимизацию режимов работы ТЭЦ.

Турбоагрегаты с отборами пара снабжают потребителей двумя видами энергии. Поэтому задача наивыгоднейшего распределения нагрузок между ними отличается специфическими чертами от задачи распределения только электрических нагрузок между конденсационными агрегатами, поскольку потребление тепловой энергии турбоагрегатами с отборами пара является сложной функцией нескольких переменных. Способ представления этой функции может отразиться на выборе метода решения задачи.

Способы представления энергетических характеристик турбоагрегатов с отборами пара представлены в [2, 51].

Использование диаграммы режимов. Для оптимизационных расчетов по диаграмме режимов, которые приняты в настоящее время на ТЭЦ, можно построить расходную характеристику $Qo=f(D^{П},D^{Т},N_{Э})$ в табличной и аналитической форме. С большой степенью точности расходную характеристику турбоагрегата с отборами можно записать в виде (учитываются только те члены, для которых $N_{Э} > N_{Эk}$) [1, 19]:

$$Q_o = Q_{XX} + q^{П} \cdot D^{П} + q^{Т} \cdot D^{Т} + q_r^{Э} \cdot N_{Э} - \sum_{k=1}^{r-1} (q_{k+1}^{Э} - q_k^{Э}) \cdot N_{ЭК_K}, \qquad (1.7)$$

где Q_{xx} — условный расход тепла на холостой ход при отсутствии отборов пара, МВт;

$q^{П}$, $q^{Т}$ — относительные приросты расхода тепла при изменении величины отборов и постоянной электрической нагрузке, т. е.:

$$q^{П} = \frac{\partial Q_o}{\partial D^{П}}, \qquad q^{Т} = \frac{\partial Q_o}{\partial D^{Т}}, \qquad (1.8)$$

$q_k^э$ — относительные приросты расхода тепла на производство электрической энергии, Гкал/МВт • ч, при работе на k-м участке расходной характеристики, т. е, при $N_{Эk-1} < N_Э \leq N_{Эk}$ (для k=1,…,r):

$$q_K^э = \frac{\partial Q_o}{\partial N_э} \qquad (1.9)$$

Здесь $N_{ЭKк}$— нагрузки турбоагрегата, соответствующие точкам излома расходных характеристик и зависящие от расходов пара в отборе:

$$N_{ЭK_K} = N_{Э_K} - \alpha_K \cdot D^П - \beta_K \cdot D^Т, \qquad (1.10)$$

где $N_{Эk}$ — нагрузки при $D^П = 0$ и $D^Т = 0$ и являющиеся неизменными для данного типа турбины;

α_K , β_K — постоянные (для турбин данного типа) коэффициенты, МВт • ч/т, определяющие изменение положения точки излома расходной характеристики при изменении величины отбора.

С помощью диаграммы режимов можно определить минимальную и максимальную электрическую нагрузку турбогенератора в зависимости от $D^П$ и $D^Т$.

1.2.2. Планирование приоритетных режимов работы ТЭЦ на основе решения задач оптимизации

Под приоритетными режимами использования некоторой теплоэнергетической установки или группы однотипных установок (агрегатов) из совокупности тепловых электростанций подразумеваются условия работы агрегатов ТЭС за рассматриваемые периоды будущей эксплуатации в энергетической системе, которые для ряда интервалов времени характеризуются условиями:

1) о степени загрузки (использования мощности) и об относительной продолжительности работы агрегатов;

2) о требованиях энергосистемы к маневренным свойствам этих агрегатов.

В настоящее время на территории Российской Федерации действует двухуровневый (оптовый и розничный) рынок электроэнергии и мощности. На оптовом рынке продавцами и покупателями являются генерирующие компании, операторы экспорта/импорта электроэнергии, сбытовые организации, сетевые компании (в части приобретения электроэнергии для покрытия потерь при передаче), крупные потребители. Субъекты оптового рынка могут выступать в роли как продавцов, так и покупателей электроэнергии и мощности. Для получения статуса участника оптового рынка организация должна удовлетворять требованиям, изложенным в утвержденных постановлением Правительства РФ от 24 октября 2003 № 643 Правилах оптового рынка электрической энергии (мощности) и в Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка [76].

Основная задача ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление ЕЭС» (далее - ОАО «СО ЕЭС») в рынке электроэнергии — обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии — осуществляется экономическими методами с использованием ценовых сигналов:

рынка на сутки вперед: дифференциация цен рынка в зависимости от часов суток/дня/ периода года дает участнику прямую экономическую заинтересованность использовать все имеющиеся технологические возможности для выравнивания графика потребления;

балансирующего рынка: участники рынка заинтересованы в точном исполнении графика, заданного ОАО «СО ЕЭС». Самостоятельное отклонение от заданного режима работы оплачивается участнику по наименее выгодной в данный час цене. Кроме того, поставщики электроэнергии дополнительно заинтересованы и в изменении графика

генерации по команде ОАО «СО ЕЭС» — данные отклонения квалифицируются как внешняя инициатива и оплачиваются по наиболее выгодной в данный час цене.

Основные функции оптового рынка электроэнергии и мощности:

обеспечение функционирования системы расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования на неделю вперед;

формирование актуализированной расчетной модели для проведения коммерческим оператором конкурентного отбора в рынке на сутки вперед;

обеспечение функционирования балансирующего рынка – расчет и доведение графиков генерации при фактическом управлении ЕЭС в режиме реального времени.

На оптовом рынке электроэнергии и мощности работает механизм, позволяющий выбирать состав генерирующего оборудования на основе ценовых заявок [55, 57].

ОАО «СО ЕЭС» и НП «Администратор торговой системы» (далее НП «АТС») запущен механизм выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) на конкурентной основе. Это означает принципиальное изменение подхода к отбору мощностей, которые используются при производстве электроэнергии на каждой предстоящей неделе.

Системный оператор еженедельно планирует состав предлагаемого для участия в генерации оборудования, а участники рынка — добровольно подают в НП «АТС» заявки о доступности мощностей для ВСВГО по отдельным блокам электростанций. В такой заявке обязательно указываются и ценовые параметры — верхние оценки стоимости запуска и остановки каждого энергоблока, а так же цена поставляемой электроэнергии [56].

Системный оператор, отбирая заявки на конкурентной основе, производит еженедельный расчет режимов работы генерирующих мощностей и предлагает оптимальный состав доступного для заказа

оборудования, обеспечивающий минимальную стоимость поставок [58]. Возможность же выбора генерирующих мощностей на конкурентной основе способствует снижению цены на электроэнергию, реализуемую поставщиками в рынке «на сутки вперед».

При решении задачи распределения текущей нагрузки между включенными в совместную работу агрегатами ТЭС, пользуются методами относительных приростов расходов топлива (ОПРТ), перебора вариантов, динамического программирования и др., рассмотренные в [1, 3, 6, 38, 61, 72, 81, 83].

Оптимизация режимов работы агрегатов ТЭЦ, с учетом отпуска тепловой энергии, по энергетическим характеристикам оборудования с целью снижения суммарных затрат топлива и повышения эффективности теплофикации и теплоснабжения развита еще недостаточно. Существующие для этого методики распределения тепловых нагрузок не полностью отвечают задачам определения взаимного влияния режимов использования различных типов агрегатов ТЭЦ [31].

Между тем задача анализа режимных требований к оборудованию ТЭЦ должна учитывать необходимость одновременного распределения нагрузки и выбора состава работающего оборудования в условиях приближенной исходной информации, что вызывает необходимость многовариантных оптимизационных расчетов с помощью системы математических моделей [6, 31].

1.2.3. Методы решения оптимизационных задач при расчете тепловых схем ТЭЦ с помощью ЭВМ

Решение оптимизационных задач с помощью ЭВМ производится двумя способами. Первый из них — использование алгебраических значений, полученных вариационными методами, например определение нагрузок

параллельно работающих агрегатов, при которых ОПРТ равны между собой. При необходимости учета динамических характеристик агрегатов должны решаться системы дифференциальных уравнений.

Методы оптимизации режима, в которых используются аналитические зависимости между переменными, основаны на принципах вариационного исчисления. Применение вариационных методов дает возможность определить уравнения, описывающие всю траекторию процесса. Недостатками вариационных методов являются: условие непрерывности и дифференцируемости целевой функции; как результат, нахождение лишь локального экстремума [2].

Второй способ — рассмотрение различных режимов работы установки и определение оптимального режима непосредственным сравнением значении целевой функции при различных сочетаниях значении зависимых переменных. Такой подход соответствует последовательному перебору возможных сочетаний нагрузок параллельно работающих агрегатов и выбору варианта, при котором суммарный расход топлива минимален [2].

Целью решения оптимизационных задач является нахождение наибольшего или наименьшего значения целевой функции. Глобальный экстремум может и не быть наибольшим или наименьшим значением целевой функции. Как было установлено ранее, вариационные методы на дают глобального экстремума. Поэтому необходимо найти значения целевой функции во всех точках экстремумов и граничных точках области допустимых значений переменных и найти наибольшее или наименьшее значение функции [2].

Некоторые невариационные методы (динамическое программирование, метод ветвей и границ и др.) в принципе дают глобальный оптимум. Но точное нахождение оптимума достигается путем значительного увеличения объема вычислений. Целевые функции многих оптимизационных задач энергетики в области экстремума изменяются незначительно. В этих случаях, достаточно найти близкую к экстремуму точку [2].

В основе метода динамического программирования лежит метод решения задач оптимального управления многошаговыми (многостадийными) процессами путем сведения сложной многомерной задачи к последовательности простых одномерных оптимизационных задач [2, 11, 23]. Многие задачи оптимизаций режимов энергосистем, работающих в условиях постоянно действующих возмущений случайного характера, могут успешно решаться на основе применения статистических методов (статистический прогноз).

Для оптимизационной задачи сравнения расходов топлива при различных сочетаниях нагрузок или составах работающего оборудования используют метод прямого поиска. При анализе промежуточных результатов изменения целевой функции условия оптимизации решаются на основе градиентного метода [2].

1.3. Оценка разделения затрат топлива при теплофикационной выработке тепла и электроэнергии на ТЭЦ

Теплофикация – одно из направлений развития современной теплоэнергетики. Эффективность теплофикации определяется экономией топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла по сравнению с производством такого же количества и качества электроэнергии тепла при раздельном производстве. Показателем, определяющим эффективность комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ТЭЦ, является удельный расход топлива и затраты топлива на единицу отпущенной потребителю энергии, кг/кВт·ч, кг/ГДж [31].

Ниже рассмотрены отечественные и зарубежные методики расчета затрат топлива и способы разделения затрат топлива на производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ.

1.3.1. Отечественные методы разнесения затрат

Физический метод. При физическом методе расчета для установления стоимостных показателей производства электроэнергии и тепла общий расход тепла (топлива) в комбинированном производстве условно делится на две составляющие: первая пропорциональна отпуску тепла потребителям, вторая — остальному количеству тепла, которое относят на производство электроэнергии. [24].

Эксергетический метод. Метод разработан на основе теории эксергетического анализа систем, и учитывает эксергию (работоспособность) того тепла, которое отдается потребителю из теплофикационных отборов ТЭЦ [24, 63].

Анализ использования эксергетического метода для разнесения топливных затрат при комбинированной выработке тепловой и электрической энергий широко рассмотрены в [24, 35, 40, 63]

Действующий метод (ОРГРЭС). Определение затрат топлива осуществляется в соответствии с Методическими указаниями по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования [26].

Распределение затрат по методу ОРГРЭС осуществляется пропорционально разделению затрат топлива между электроэнергией и теплом в раздельном производстве на том же оборудовании, для которого проводятся расчеты [35].

Метод расчета разделения затрат топлива по недовыработанной электроэнергии. Метод исходит из расчета недовыработки электроэнергии в результате отвода пара на теплоснабжение или другие цели через отборы или противодавление турбоагрегатов [40].

Порядок расчетов и использования метода разделения затрат топлива по недовыработанной электроэнергии приведен в [35].

Метод разделения затрат на основе тепловой ценности отборного пара. В соответствии с этим методом тепло пара, который отпускается тепловому потребителю из отборов турбины, необходимо привести к тепловому потенциалу пара, отпускаемого энергетическим котлом. Такое приведение делается с помощью коэффициентов ценности, о которых шла речь при описании метода ОРГРЭС.

1.3.2. Особенности зарубежных методов разнесения затрат

Определение стоимостных показателей на ТЭЦ и деления расхода топлива в комбинированном цикле западные энергетики строят исключительно на основании рыночных механизмов и никак не сочетают с технологией процесса производства и с делением расхода топлива на ТЭЦ [24].

Метод, на основании которого рассчитывается себестоимость производства энергии на ТЭЦ Германии, является чисто экономическим (в отечественной литературе называется методом раздельной рентабельности).

В Дании используются два подхода. Один из них экономический и основан на сопоставлении альтернативной схемы производства электроэнергии и тепла (метод альтернативных издержек).

Второй подход определяет, что электрическая мощность теплофикационной турбины при переходе от конденсационного режима работы в режим с отпуском тепла из отборов турбины Q_T для заданного часового расхода тепла Q_0 и известных условиях (начальных параметрах пара, расчетном давлении в конденсаторе, соответствующей температуре охлаждающей воды и т.д.) уменьшается. Затем для турбоагрегата определяют коэффициент снижения номинальной мощности, то есть уменьшения

электрической мощности при переходе к теплофикационному режиму на 1 ГДж тепла, отпущенного из отбора турбины, при неизменном расходе пара в голову турбоагрегата.

Этот подход используется в Дании для анализа эффективности работы электростанции, а для определения стоимостных показателей прибегают к первому методу.

Во Франции используются вышеупомянутые методы разнесения затрат, когда задается цена электроэнергии и вычисляется выручка от ее продажи. Затем ее вычитают из издержек общего производства и остаток относят на тепло. Это и есть цена тепловой энергии [24].

Для оценки эффективности использования топлива на ТЭЦ применяется подход, при котором тепловая экономичность производства тепла на ТЭЦ равна производству тепла в котельной, то есть удельные расходы условного топлива на ТЭЦ и в котельной приравниваются. Остальной же расход топлива относят на электроэнергию.

1.3.3. Анализ использования различных методов разнесения затрат топлива на ТЭЦ

Разделение затрат топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла на ТЭЦ вопрос не простой.

Все рассмотренные методы разделения топлива на производство электроэнергии и тепла являются одинаково условными и могут применяться с крайней осторожностью даже при оценке тепловой экономичности ТЭЦ [24].

Анализ применения различных методов разнесения топливных затрат на примере теплофикационных установок ТЭЦ проведен в [35, 40].

При разнообразии подходов к процессу деления расхода топлива в комбинированном цикле западное сообщество энергетиков демонстрирует

полное единомыслие в отношении того, каким образом следует определять стоимостные показатели на ТЭЦ. Это везде осуществляется исключительно на основании рыночных механизмов и никак не связано с технологией процесса производства и с делением расхода топлива на ТЭЦ.

Проблема создания объективных показателей эффективности работы ТЭЦ при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии в нашей стране до сих пор остается нерешенной.

1.4 Показатели энергетической эффективности ТЭЦ в системе электро- и теплоснабжения

1.4.1. Показатели энергетической эффективности теплофикационных установок

Показатели, применяемые в настоящее время для характеристики эффективности работы теплофикационных установок, могут быть объединены в две группы, достаточно четко разграниченные между собой.

К первой группе относятся показатели, которые в том или ином виде характеризуют термическую эффективность теплофикационных установок. Из показателей этой группы в странах Западной Европы чаще всего применяют коэффициент использования теплоты топлива, а в России и в ряде других стран Восточной Европы — удельные расходы топлива на производство электрической и тепловой энергии [32].

Показатели второй группы определяют соотношение между электрической и тепловой мощностью установки. Среди показателей этой группы западные энергетики наиболее часто используют величину отношения электрической мощности к тепловой мощности установки, а в России — так называемую удельную выработку электрической энергии на тепловом потреблении.

При этом в большинстве публикаций для оценки эффективности работы теплофикационных установок используется только один показатель, представляющий одну из упомянутых выше групп. Показатели, относящиеся к другой группе, либо приводятся в качестве вспомогательного справочного материала, либо вообще не используются.

Рассмотренные в [32] показатели энергетической эффективности содержат зарубежное понятие «термическая эффективность». Термическая эффективность энергетических установок тепловых электростанций является характеристикой, отражающей степень использования теплоты топлива в процессе производства установкой электрической и тепловой энергии. Критерием уровня термической эффективности тепловых энергетических установок служит коэффициент, показывающий, какая часть теплоты, выделенной при сжигании топлива, преобразована в электрическую и тепловую энергию.

Коэффициент термической эффективности определяется из уравнения:

$$\eta_{ТЭ} = \frac{N_Э + Q_Т}{B \cdot Q_H^P}, \qquad (1.11)$$

где $N_Э$ и $Q_Т$ — электрическая и тепловая мощность установки;

B — секундный расход топлива;

Доля теплоты топлива, используемая в реальных тепловых энергетических установках, превышает величину коэффициента термической эффективности. Объясняется это наличием механических потерь и потерь в электрическом генераторе, которые уменьшают количество производимой установкой электрической и тепловой энергии. Поэтому при расчетах баланса теплоты топлива следует применять не коэффициент термической эффективности, а коэффициент использования теплоты топлива. Коэффициент использования теплоты топлива представляет собой отношение

суммы производимой установкой электрической и тепловой энергии к затрачиваемой теплоте топлива:

$$\eta_{ИТ} = \frac{N_i + Q_T}{B \cdot Q_H^P}, \qquad (1.12)$$

где N_i — внутренняя мощность установки.

Коэффициенты термической эффективности и использования теплоты топлива связаны уравнением:

$$\eta_{ИТ} = \frac{\eta_{ТЭ}}{\eta_{мех} \cdot \eta_{ген}}, \qquad (1.13)$$

где $\eta_{мех}$ и $\eta_{ген}$ — коэффициенты, учитывающие механические потери и потери в электрическом генераторе установки.

Для выполнения анализа эффективности производства электрической и тепловой энергии теплофикационной установкой необходимо знать также условия ее работы в электроэнергетической системе. Важной характеристикой района энергопотребления является соотношение между электрической и тепловой нагрузками. Отношение электрической нагрузки к общей энергетической нагрузке района будем называть коэффициентом электрической нагрузки [32]:

$$\omega = \frac{E}{E + Q}, \qquad (1.14)$$

где E и Q – электрическая и тепловая нагрузки района энергопотребления.

1.4.2. Основные методы оценки эффективности энергетической системы

Для определения эффективности работы теплофикационных установок в электроэнергетических системах использование выше приведенного

коэффициента термической эффективности необходимо, но недостаточно для получения корректного результата.

Для выполнения анализа эффективности работы теплофикационной установки необходимо знать, какая часть ее общей мощности приходится на электрическую мощность, и какая часть — на тепловую.

Более подробно рассмотрим методы, изложенные в [32, 33].

Метод №1 (Безлепкин). Величины отношений электрической и тепловой мощности к общей мощности теплофикационной установки Безлепкин предложил называть коэффициентами электрической мощности, ε и тепловой мощности, q [32]:

$$\varepsilon = \frac{N_Э}{N_Э + Q_Т} \tag{1.15}$$

$$q = \frac{Q_Т}{N_Э + Q_Т} \tag{1.16}$$

В ряде случаев в качестве характеристики теплофикационных установок используют отношение электрической мощности к тепловой, которое обычно обозначают y:

$$y = \frac{N_Э}{Q_Т} \tag{1.17}$$

С коэффициентами электрической и тепловой мощности эта характеристика связана уравнениями:

$$\varepsilon = \frac{y}{y+1} \tag{1.18}$$

$$q = \frac{1}{y+1} \tag{1.19}$$

Анализ показал, что коэффициент электрической мощности теплофикационной установки зависит от степени совершенства (карнотизации) ее термодинамического цикла, типа установки, параметров

рабочих тел, тепловой схемы и др. Так, у теплофикационных парогазовых установок коэффициент электрической мощности на 10—25% больше, чем у аналогичных паротурбинных установок. Повышение начальных параметров пара теплофикационных паротурбинных установок от 3,4 МПа/435 ^{0}С до 23,5 МПа/540/540 ^{0}С приводит к увеличению коэффициента ε от 0,23 до 0,39 МВт/МВт. Повышение начальной температуры газов газовой турбины от 900 до 1100 "С вызывает увеличение этого коэффициента у теплофикационных парогазовых установок с котлом полного горения от 0,41 до 0,45 МВт/МВт.

В [34] показано, что энергетические системы разделяются на две группы. К первой группе относятся энергетические системы с большой долей тепловой нагрузки, у которых отношение $\varepsilon / \omega > 1$. Здесь имеется возможность покрытия всей электрической нагрузки теплофикационными установками. Вместе с тем при большом количестве теплофикационных установок их электрическая мощность может оказаться больше электрической нагрузки. Энергетические системы с малой долей тепловой нагрузки относятся ко второй группе. У этих энергетических систем $\varepsilon / \omega < 1$ и отсутствует возможность покрытия электрической нагрузки только за счет ТЭЦ.

Тепловая нагрузка объектов теплоснабжения, как правило, задана достаточно жестко. Следовательно, практически однозначно задана и тепловая мощность установки, выбираемой для снабжения тепловой энергией этих объектов:

$$Q_T = Q \cdot \alpha_{ТЭЦ} \tag{1.20}$$

Но при одинаковом производстве тепловой энергии теплофикационные установки с коэффициентами электрической мощности разной величины производят и отдают энергетической системе разное количество электрической энергии. Следовательно, величина коэффициента электрической мощности оказывает существенное влияние на характеристики энергетической системы.

В общем случае электрическая мощность установки не равна электрической нагрузке района ($N_Э \neq E$), а небаланс электрической энергии в районе покрывают за счет электроэнергетической системы. Следовательно, электрическую энергию, необходимую для покрытия электрической нагрузки района энергопотребления, теплофикационные установки, как правило, вырабатывают совместно с другими источниками электрической энергии энергетической системы.

Метод №2 (Цанев).

Согласно данной методике, для анализа предложено использовать долю теплоты, отпускаемой внешнему потребителю, по отношению к теплоте сжигаемого в ГТУ топлива [33]:

$$\beta_T = \frac{Q_T}{Q_Г^C} = \frac{Q_{КУ}^T + Q_{ПТ}^T}{Q_Г^C} = \beta_{КУ}^T + \beta_{ПТ}^T \qquad (1.21)$$

Где $Q_Г^C$ - теплота сжигаемого топлива в ГТУ.

Тепловая нагрузка ПГУ-ТЭЦ может быть обеспечена двумя элементами тепловой схемы: котлом-утилизатором (КУ) и паротурбинной установкой (ПТУ), а приведенный показатель не описывает их вклад в суммарное значение Q_T.

При этом, коэффициент использования теплоты топлива представлен в виде:

$$\eta_{ИТ} = \frac{N_Э + Q_T}{Q_Г^C}, \qquad (1.22)$$

При определении энергетических показателей любой ТЭЦ положен принцип разделения расхода топлива ТЭЦ, при котором КПД по выработке видов энергии пропорциональны КПД при их раздельной выработке (на КЭС и в котельных). В предлагаемом методе (АО «Фирма ОРГРЭС») принят коэффициент пропорциональности:

$$\overline{\eta} = \frac{\eta_{КЭС}}{\eta_{КОТ}} = \frac{\eta^{Э}_{ТЭЦ}}{\eta^{Т}_{ТЭЦ}} \qquad (1.23)$$

где $\eta_{КЭС}$ и $\eta_{КОТ}$ — КПД выработки соответственно электроэнергии (на КЭС) и теплоты (в котельной); $\eta^{Э}_{ТЭЦ}$ и $\eta^{Т}_{ТЭЦ}$ — КПД выработки соответственно электроэнергии и теплоты на ТЭЦ.

При таком подходе в пропорциональном методе разделения общего расхода топлива на ТЭЦ КПД производства тепловой энергии достигает значений, превышающих 100 %. Этот показатель имеет условный характер и необходим при сравнении комбинированного производства энергии на ТЭЦ с его раздельным производством.

1.4.3. Определение расхода топлива генерирующих систем

Количеством топлива, расходуемого теплофикационной установкой совместно с другими источниками энергии энергетической системы на производство заданного количества тепловой и электрической энергии определяется уровень системной энергетической эффективности.

Совокупный расход топлива на производство единицы энергии в полной мере характеризует энергетическую эффективность теплофикационной установки в конкретной энергетической системе.

Так как основные показатели современных теплофикационных установок достаточно близки между собой, в первом приближении можно принять $\alpha_{ТЭЦ}$ = const. Такое допущение существенно упрощает аналитические зависимости, практически не влияя на конечный результат.

Показателем уровня системной энергетической эффективности теплофикационных установок по Методу №1 выступает совокупный расход топлива в энергетической системе на производство единицы энергии.

По методу №2 работу ПГУ-ТЭЦ предлагается оценивать по показателям двух типов: суммарным за год и годовым показателям экономичности. Суммарные годовые показатели характеризуют количественную сторону работы ПГУ ТЭЦ: количество отпущенной потребителям электрической энергии и теплоты и суммарное количество расходуемого топлива на ТЭЦ. Они позволяют определить затраты на топливо и прибыль от реализации отпущенной электрической энергии и теплоты.

В таблице 1.1. приведены основные формулы определения показателей энергетической эффективности генерирующих систем.

В таблице 1.1:

$B_{ЭС}$ и $W_{ЭС}$ — соответственно расход топлива и производство электрической энергии в энергосистеме;

$Q_{ТУ}$ — производство тепловой энергии установкой.

$\eta^{T}_{ТУ}$ и $\eta^{T}_{ЭС}$ - коэффициенты термической эффективности соответственно теплофикационной установки и энергетической системы;

$\eta_{СН}$ — коэффициент, учитывающий потери энергии на собственные нужды.

m_e^{T0} и m_e^{K0} — исходный расход топлива теплофикационной установкой на производство единицы энергии и электрической энергии в конденсационном режиме, соответственно.

$B^{Э}_{ПГУ}$ и $B^{T}_{ПГУ}$ - значения расходов топлива на ПГУ-ТЭЦ для производства, соответственно, электроэнергии и теплоты.

$Q^{C}_{ПГУ}$ - теплота сжигаемого в ПГУ топлива.

Таблица 1.1 - Методы определения расхода топлива генерирующих систем

№ п/п	Наименование показателя	Формула
Метод №1		
1.1	Совокупный расход топлива на производство единицы энергии в отопительный период	$m_e^T = \frac{B_{ЭС}}{W_{ЭС} + Q_{ТУ}}$
1.2	Совокупный расход топлива на производство единицы энергии в отопительный период для отрезка времени в одну секунду	$m_e^T = \frac{B_{ТУ} + B_{ЭС}}{Q_T + N_Э + N_{ЭС}}$
1.3	m_e^T для энергетических систем первой группы	$m_e^T = \frac{(1+1/\varepsilon)/\eta_{ТУ}^T \cdot Q_H^P + (\omega-\varepsilon)/\eta_{ЭС}^T \cdot Q_H^P}{(1+1/\varepsilon)+\omega-\varepsilon/\eta_{СН}}$
1.4	Совокупный расход топлива на производство единицы электрической энергии на конденсационном режиме	$m_e^K = \frac{1/\eta_{ТУ}^K \cdot Q_H^P + (\omega-\varepsilon)/\eta_{ЭС}^K \cdot Q_H^P}{(1+\omega-\varepsilon)\cdot\eta_{СН}}$
1.5	m_e^T для $\varepsilon = \omega$	$m_e^{T0} = \frac{1}{\eta_{ТУ}^T \cdot Q_H^P \cdot \eta_{СН}}$
1.6	m_e^K для $\varepsilon = \omega$	$m_e^{K0} = \frac{1}{\eta_{ТУ}^K \cdot Q_H^P \cdot \eta_{СН}}$
Метод №2		
2.1	Общий расход топлива на ПГУ-ТЭЦ	$B_{ПГУ} = B_{ПГУ}^Э + B_{ПГУ}^T$
2.2	Доля расхода топлива для производства электроэнергии по пропорциональному методу	$\frac{B_{ПГУ}^Э}{B_{ПГУ}} = \frac{N_{ПГУ}^Э}{N_{ПГУ}^Э + \bar{\eta}\cdot Q_T}$
2.3	Доля расхода топлива для производства тепла по пропорциональному методу	$\frac{B_{ПГУ}^T}{B_{ПГУ}} = \frac{\bar{\eta}\cdot Q_T}{N_{ПГУ}^Э + \bar{\eta}\cdot Q_T}$
2.4	КПД производства электроэнергии	$\eta_{ПГУ}^{Э(П)} = \frac{N_{ПГУ}^Э}{B_{ПГУ}^Э \cdot Q_H^P}$
2.5	Расход условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии, г/(кВт·ч)	$b_{ПГУ}^Э = \frac{122{,}8}{\eta_{ПГУ}^{Э(П)}}$
2.6	КПД производства тепловой энергии	$\eta_{ПГУ}^{T(П)} = \frac{\eta_{ПГУ}^{Э(П)}}{\bar{\eta}} \frac{Q_T}{B_{ПГУ}^T \cdot Q_H^P}$
2.7	Расход условного топлива на единицу производимой теплоты, кг/ГДж	$b_{ПГУ}^T = \frac{34{,}121}{\eta_{ПГУ}^{T(П)}}$
2.8	Коэффициент использования теплоты сжигаемого топлива (полный КПД ТЭЦ)	$\eta_{ПГУ}^{И.Т} = \frac{N_{ПГУ}^Э + Q_T}{B_{ПГУ} \cdot Q_H^P}$
2.9	Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении	$Э_{ПГУ}^T = \frac{N_{ТП}^Э}{Q_T}$

1.5 Основные задачи исследования

В настоящее время для оценки энергетической эффективности комбинированной генерации тепла и электроэнергии существует множество методов и направлений. Современные технологические и экономические требования к работе ТЭЦ не позволяют назвать в качестве приоритетного тот или иной способ определения эффективности теплофикации городов. Существующие методики разделения топливных затрат не полностью отвечают экономическим задачам определения себестоимости продукции и формирования тарифов на энергоносители, а также выбора оптимальных режимов работы и состава оборудования ТЭЦ [44].

Изложенное выше определяет актуальность решения задачи по определению эффективности генерации тепла и электричества, и позволяет сформулировать следующие основные задачи исследования:

- разработать методику оценки энергетической эффективности генерирующих систем на основе энергетических характеристик оборудования;
- создать алгоритм выбора оптимальных режимов производства на ТЭЦ, направленный на минимизацию топливных издержек;
- произвести верификацию результатов теоретических исследований в условиях работы действующего состава оборудования;
- сформулировать рекомендации по выбору оптимальных режимов эксплуатации теплофикационных турбин на ТЭЦ.

2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ СИСТЕМ И РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ

2.1. Методика повышения энергетической эффективности генерации электроэнергии и тепла на ТЭЦ

2.1.1. Постановка задачи

Рассмотренные в главе 1 методики оценки энергетической эффективности работы генерирующих установок имеют различные решения по разнесению затрат топлива на выработку тепловой и электрической энергии. Как видно из представленных методик, в Методе № 1, получение итоговых показателей эффективности, сопровождается колоссальной работой по переработке большого числа статистических материалов.

В Методе № 2 показатели энергетической эффективности также рассчитываются после фактически сложившегося режима работы турбоустановки или электростанции. Определение же коэффициента использования теплоты топлива как фактической эффективности совместного производства электроэнергии и тепла, не дает данному методу мобильности.

В целях усовершенствования подхода по определению энергетической эффективности отдельно работающих турбоагрегатов и ТЭЦ в целом предлагается разработка новой методики, позволяющей достичь следующие цели обеспечения современного управления основным оборудованием ТЭЦ:

1. Создание простой модели оперативной оценки энергетической эффективности комбинированного производства электроэнергии и тепла.

2. Создание новой карты эффективности режима работы, основу которой будет составлять собственно режимная карта с дополнительной информацией об энергетической эффективности текущего либо планируемого режима работы.

3. Разработка алгоритма оптимизации режимов работы ТЭЦ с учетом использования показателя энергетической эффективности.

4. Эффективное планирование приоритетных режимов работы ТЭЦ.

2.1.2. Анализ методов определения энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ

При выборе оптимальной методики оценки энергетической эффективности комбинированной выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ, автором предпринята попытка универсализации определения эффективного ведения режимов энергопроизводства теплоэлектроцентралями.

Как отмечено в [31, 32, 33], одним из показателей оценки энергетической эффективности совместного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ является коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ).

Согласно методике, приведенной в [33], коэффициент использования теплоты топлива определяется по формуле (1.22)

В [33] при определении энергетических показателей любой ТЭЦ положен принцип разделения общего расхода топлива ($B_{общ}$). Доли расхода топлива для производства электроэнергии ($B_Э$) и тепла ($B_Т$) при этом определяются по пропорциональному методу, а КПД по выработке видов энергии пропорциональны КПД при их раздельной выработке (на КЭС и в котельных). В методе, предложенном АО «Фирма ОРГРЭС» (далее – метод ОРГРЭС), принят коэффициент пропорциональности согласно формуле

(1.23). В зависимости от конкретизации условий значения $\overline{\eta}$ лежат в диапазоне $\overline{\eta}$ = 0,45—0,52 [33].

Используем зависимости по определению показателей энергетической эффективности генерирующих систем согласно рассмотренным в гл. 1 методам. Преобразуем эти зависимости для разработки предлагаемой методики применительно к условиям режимов работы ТЭЦ, опираясь на коэффициент $\overline{\eta}$.

2.1.3. Разработка методики определения энергетической эффективности генерирующих систем для решения задач оптимизации режимов работы ТЭЦ

Существующая организация планирования приоритетных режимов загрузки ТЭЦ в условиях работы на рынке электроэнергии и мощности диктуется действующими нормативными и регламентирующими документами по определению затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ – удельными затратами топлива, а также формированием заявок на генерацию плановых объемов электроэнергии на сутки вперед с расчетом себестоимости и маржинального дохода. В целях повышения эффективности энергопроизводства на ТЭЦ, планирования текущих и приоритетных режимов работы и, тем самым, снижения топливных издержек, предложена настоящая методика, базирующаяся на решении задачи эффективного распределения нагрузок между совместно работающими агрегатами ТЭЦ [64].

Определим связь тепловой производительности котла с расходом топлива как

$$Q_K = k_K \cdot B_{общ}, \qquad (2.1)$$

где $k_K = k_K(Q_K)$.

Представим общий расход топлива на котел в виде

$$B_{общ} = B + B_{доп}, \qquad (2.2)$$

где B - расход топлива на производство пара для N турбоустановок;

$B_{доп}$ - расход топлива на производство пара другим потребителям.

Тогда из (2.1) получаем

$$Q_K = Q + Q_{доп}, \qquad (2.3)$$

Где $Q = k_K \cdot B$, $Q_{доп} = k_к \cdot B_{доп}$ - расходы тепловой энергии на турбоустановки (Q) и другие потребители ($Q_{доп}$), $k_K = k_K(Q, Q_{доп})$.

Составляющую $Q_{доп}$ подробно рассматривать не будем, предполагая, что ее расчет возможен при использовании известных подходов, а изменение $Q_{доп}$ с целью оптимизации невозможно из-за физических или технологических условий (ограничений).

Важной для анализа является составляющая $Q = k_K \cdot B$ или $Q = \sum_{J=1}^{N} Q_J = \sum_{J=1}^{N} k_K \cdot B_J = k_K \sum_{J=1}^{N} B_J$.

Рассмотрим расход тепловой энергии на одну турбоустановку $Q_J = k_K \cdot B_J$. Поскольку поступающая в «голову» турбины энергия преобразуется в электрическую энергию $N_{Эj}$ и в тепловую энергию иного потенциала Q^*_{Tj}, то $Q_J = Q_J(N_{Эj}, Q^*_{Tj})$ или

$$B_J = B_J(N_{Эj}, Q_{Tj}, k_K, k_{Tj}), \qquad (2.4)$$

Причем коэффициент k_{Tj} характеризует потери тепловой энергии в турбоустановке, Q_{Tj} - отпуск тепла потребителям, $Q_{Tj} = (1 - k_{Tj}) \cdot Q^*_{Tj}$ и

$$k_{Tj} = k_{Tj}(N_{Эj}, Q_{Tj}), \qquad (2.5)$$

а при $Q_{доп} = const$, $k_K = k_K(N_{Эj}, Q_{Tj})$.

Исходя из (2.4) и (2.5), при $Q_{доп} = const$, приращение расхода топлива на котел, связанное с изменением нагрузки на турбину, может быть представлено как

$$dB = \frac{\partial B}{\partial N_Э} dN_Э + \frac{\partial B}{\partial Q_T} dQ_T \tag{2.6}$$

Здесь индекс «j» опущен.

Представим полный дифференциал (2.6) в виде

$$dB = k(\frac{dN_Э}{\tilde{\eta}} + dQ_T), \tag{2.7}$$

где

$$k = \frac{\partial B}{\partial Q_T}; \ \tilde{\eta} = \frac{\frac{\partial B}{\partial N_Э}}{\frac{\partial B}{\partial Q_T}}. \tag{2.8}$$

По физическому смыслу коэффициент k отражает реакцию системы по расходу топлива на изменение отпуска тепла потребителям при сохранении электрической нагрузки; коэффициент $\tilde{\eta}$ характеризует специфику проточной части турбоустановки, степень участия разных отборов в обеспечении отпуска тепла и параметры точек отборов, отражая относительную эффективность отпуска потребителям тепла по сравнению с отпуском электроэнергии.

Очевидно, что $k = k(N_Э, Q_T, \gamma)$, $\tilde{\eta} = \tilde{\eta}(N_Э, Q_T, \gamma)$, где γ - коэффициент отклонения теплофизических параметров отбора пара от номинальных.

Важным для дальнейшего анализа является то, что мы не принимаем расход топлива B однозначной функцией $N_Э$ и Q_T. Расход B можно считать информационным вектором; его значение зависит от трех проекций: общего отпуска электрической и тепловой энергии $(N_Э + Q_T)$, отпуска тепловой энергии (Q_T) и отклонения параметров пара отборов от номинальных $(\tilde{\eta})$.

Найдем коэффициент k, рассмотрев переходный процесс в системе при $N_Э^0$, $Q_Т^0$ и B^0 в исходном состоянии и $N_Э^0$ и $Q_Т^{тек}$ - в конечном состоянии как последовательность двух переходов: изменение $Q_Т$ с $Q_Т^0$ до $Q_Т^{тек}$ (I) при сохранении B^0 и изменение электрической мощности (возврата к мощности) $N_Э^0$ (II). Предполагаем при этом возможность описания переходного процесса в квазистационарном приближении.

Примем для анализа прямое взаимоотношение электрической, тепловой мощности и расхода топлива:

$$\eta_{ИТ,ТУ}^0 = \frac{N_Э^0 + Q_Т^0}{B^0 \cdot Q_Н^Р} \tag{2.9}$$

Заметим, нам интересна только форма связи важных параметров, значение же коэффициента использования топлива $\eta_{ИТ,ТУ}$, его физический смысл, правомерность его применения для оценки произвольного процесса не оказывает влияния на последующий анализ.

При первом переходе (I) коэффициент использования теплоты топлива турбоустановки (КИТТ ТУ) изменяется до значения $\eta_{ИТ,ТУ}^{ов}$ согласно изменению $Q_Т^0$ и $N_Э^0$ после перехода на нагрузку $Q_Т^{тек}$. Качественная зависимость изменения расхода топлива B при изменении отпуска тепла ΔQ и $N_Э^0 = const$ представлена на рисунке 2.1.

$$\eta_{ИТ,ТУ}^{ов} = \frac{N_Э^0 + (Q_Т^0 - Q_Т^{тек}) \cdot \tilde{\eta} + Q_Т^{тек}}{B^0 \cdot Q_Н^Р}, \tag{2.10}$$

где $Q_Т^0$ - тепловая мощность регулируемых отборов турбины при исходном режиме с электрической мощностью $N_Э^0$ и значением КИТТ ТУ, равным $\eta_{ИТ,ТУ}^0$;

$Q_Т^{тек}$ - тепловая мощность регулируемых отборов турбины при текущем режиме;

B^0 - расход топлива для исходного режима работы.

Отметим, что коэффициент $\tilde{\eta}$ в соотношении (2.10) однозначно отражает эффективность преобразования тепловой энергии в электрическую в конкретной турбине при конкретном переключении (изменении расхода пара на потребителя в конкретном отборе или на совокупности отборов).

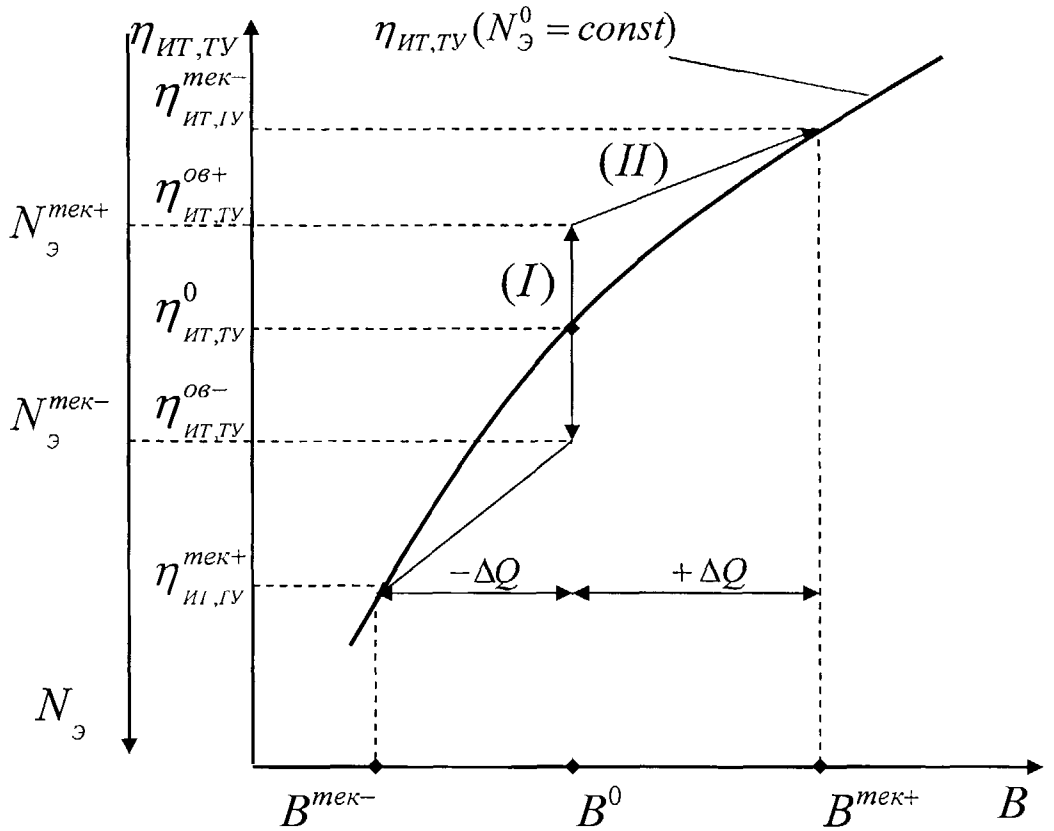


Рисунок 2.1. – Изменение параметров при ΔQ_I и $N_Э^0 = const$.

Из соотношений (2.9) и (2.10) получаем:

$$\eta_{ИТ,ТУ}^{тек} = \eta_{ИТ,ТУ}^{0} \cdot \left\{ 1 - \frac{\Delta Q_I}{N_Э^0 + Q_I^0} \cdot (\tilde{\eta} - 1) \right\} = \eta_{ИТ,ТУ}^{0} - \frac{\Delta Q_T}{B^0 \cdot Q_H^P} \cdot (\tilde{\eta} - 1), \qquad (2.11)$$

где $\Delta Q_T = Q_T^{тек} - Q_I^0$.

Примем в качестве модельного представления дополнительную взаимосвязь рассматриваемых параметров в виде:

$$\eta^{ов}_{ИТ,ГУ} - \eta^{0}_{ИТ,ТУ} = b \cdot \Delta Q_T \cdot \left.\frac{\partial \eta_{ИТ,ТУ}}{\partial B}\right|_{N^0_Э, B^0}, \qquad (2.12)$$

где b – постоянная, причем b является конструктивно-технологической характеристикой конкретной турбины и не зависит от $N_Э$, Q_T, $\tilde{\eta}$.

Из выражений (2.11) и (2.12) имеем:

$$-\frac{\tilde{\eta} - 1}{B^0 \cdot Q^P_H} = b \cdot \left.\frac{\partial \eta_{ИТ,ТУ}}{\partial B}\right|_{N^0_Э, B^0}. \qquad (2.13)$$

При втором переходе (II) электрическая мощность со значения $N^0_Э + (Q^0_T - Q^{тек}_T) \cdot \tilde{\eta}$ восстанавливается до исходного значения $N^0_Э$ изменением расхода топлива с B^0 до $B^{тек}$.

Тогда производную $\left.\frac{\partial \eta_{ИТ,ТУ}}{\partial B}\right|_{N^0_Э, B^0}$ мы можем представить как

$$\left.\frac{\partial \eta_{ИТ,ГУ}}{\partial B}\right|_{N^0_Э, B^0} = \left.\frac{\Delta \eta_{ИТ,ТУ}}{\Delta B}\right|_{N^0_Э, B^0} = \frac{\eta^{тек}_{ИТ,ТУ} - \eta^{0}_{ИТ,ТУ}}{B^{тек} - B^0} = \frac{\eta^{0}_{ИТ,ТУ}}{\Delta B} \cdot \left(\frac{\eta^{тек}_{ИТ,ТУ}}{\eta^{0}_{ИТ,ТУ}} - 1\right), \qquad (2.14)$$

здесь индекс $\eta^{тек}_{ИТ,ТУ}$ соответствует значению КИТТ ТУ при $N^0_Э$, $Q^{тек}_T$, $\Delta B = B^{тек} - B^0$.

При совместном решении зависимостей (2.13) и (2.14) получаем выражение вида:

$$\frac{1 - \tilde{\eta}}{N^0_Э + Q^0_T} = \frac{b}{\Delta B} \cdot \left(\frac{\eta^{тек}_{ИТ,ТУ}}{\eta^{0}_{ИТ,ТУ}} - 1\right)$$

или

$$(1 - \tilde{\eta}) = \frac{b}{\Delta B} \cdot \frac{B^0 \cdot \Delta Q_I - \Delta B \cdot (N^0_Э + Q^0_T)}{B^0 \cdot \left(1 - \frac{\Delta B}{B^0}\right)}, \qquad (2.15)$$

где ΔB - изменение расхода топлива при ΔQ и $N^0_Э = const$.

Будем считать $\frac{\Delta B_q}{B^0} \prec\prec 1$, тогда выражение (2.15) преобразуется в следующую зависимость:

$$1-\tilde{\eta}=b\cdot\left[\frac{\Delta Q_T}{\Delta B}-\frac{N_Э^0+Q_T^0}{B^0}\right]$$

Откуда

$$\frac{\Delta B}{\Delta Q_T}=\frac{1}{\frac{N_Э^0+Q_T^0}{B^0}+\frac{1-\tilde{\eta}}{b}}. \qquad (2.16)$$

Итак, усредненное значение коэффициента $k=\frac{\partial B}{\partial Q_T}$ при $N_Э^0=const$ для произвольного интервала тепловых нагрузок может быть представлено в виде:

$$k=\left[\frac{N_Э^0+Q_T^0}{B^0}+\frac{1-\tilde{\eta}}{b}\right]^{-1} \qquad (2.17)$$

Заметим, что коэффициент $\tilde{\eta}$ в соотношении (2.17) отвечает новому состоянию отборов тепла, обусловившему приращение ΔQ_T.

Примем в качестве контрольных номинальный и базовый режим (индекс «б»). Базовым режимом работы определим такой режим, при котором значения электрической ($N_Э^б$) и тепловой ($Q_T^б$) мощностей, соответствующие номинальным параметрам пара в регулируемых отборах, позволяют перевести турбину на конденсационный режим работы ($N_Э^к$) без изменения тепловой мощности источника теплоты и превышения предельной мощности электрогенератора и пропускной способности конденсатора турбины. Термин «контрольный» предполагает наличие достоверной информации о значениях $N_Э$, Q_T, $\tilde{\eta}$ в этих режимах.

Рассмотрим соотношение (2.7). При переходе на новую нагрузку от номинальных параметров (индекс «ном») для произвольного выбранного нового режима (индекс «00») получаем:

$$B^{ном}-B^{00}=k\cdot\left[\frac{N_Э^{ном}-N_Э^{00}}{\tilde{\eta}^{00}}+(Q_T^{ном}-Q_T^{00})\right]. \qquad (2.18)$$

Найдем коэффициент k, используя известные параметры базового режима и соотношение (2.18) для этого режима. Получаем:

$$k = \frac{B^{ном} - B^{б}}{\frac{N_{Э}^{ном} - N_{Э}^{б}}{\tilde{\eta}^{б}} + (Q_{Т}^{ном} - Q_{Т}^{б})} \tag{2.19}$$

Итак, коэффициент k определен двумя соотношениями: зависимостью (2.19) и зависимостью вида (2.17), представленной для процесса перехода от номинального режима в базовый:

$$k = \left[\frac{N_{Э}^{ном} + Q_{Т}^{ном}}{B^{ном}} + \frac{1 - \tilde{\eta}^{б}}{b} \right]^{-1}. \tag{2.20}$$

При этом $\tilde{\eta}^{б}$ предполагается известным.

Найдем $\tilde{\eta}$ для произвольного режима, рассмотрев переход от базового режима в конденсационный режим. Назначив конденсационный режим контрольным, фиксируем электрическую мощность $N_{Э}^{к}$ при переходе (I) $Q_{Т}^{б} \to 0$, $B^{б} = const$ (I) и фиксируем $B^{к}$ при возврате на электрическую мощность балансного режима $N_{Э}^{б}$ с $Q_{Т} = 0$ изменением расхода топлива (II).

Демонстрируя независимость конечных результатов от принятия формы связи важных параметров $N_{Э}$, $Q_{Т}$, B, примем для анализа простое соотношение

$$\eta_{ИТ,ТУ}^{б} = \frac{N_{Э}^{б} + Q_{Т}^{б}}{B^{б} \cdot Q_{Н}^{Р}} \text{ -} \tag{2.21}$$

для балансного режима и

$$\eta_{ИТ,ТУ}^{ов(б)} = \frac{N_{Э}^{к}}{B^{б} \cdot Q_{Н}^{Р}} \text{ -} \tag{2.22}$$

для конденсационного режима при переходе (I).

Очевидно, что

$$N_{Э}^{к} = N_{Э}^{б} + Q_{Т}^{б} \cdot \tilde{\eta}^{к}. \tag{2.23}$$

Исходя из общего энергетического баланса, имеем для произвольного режима

$$\Delta Q_T \cdot \tilde{\eta} = \overline{\eta}_0 \cdot \sum_{j=1}^{n} \eta_j^* , \qquad (2.24)$$

где $\tilde{\eta}_j^*$ - коэффициент, характеризующий роль отбора «*j*»;

$\overline{\eta}_0$ - коэффициент, не зависящий от режима, но отражающий интегральную эффективность проточной части турбины;

n – число отборов турбины, обеспечивающих изменение ΔQ_T.

Примем в модельном представлении $\tilde{\eta}_j^*$ как

$$\tilde{\eta}_j^* = K_j \cdot \Delta Q_{Tj} , \qquad (2.25)$$

где

$$K_j = \frac{1 - T_K / \gamma T_{отбj}}{1 - T_K / T_0} , \qquad (2.26)$$

ΔQ_{Tj} - изменение тепловой нагрузки отбора «*j*»;

γ - поправочный коэффициент, корректирующий термодинамическую модель в режимах данной турбины;

$T_{отбj}$, T_0, T_K - температуры (в ^0K) пара отбора «*j*», острого пара и пара в конденсаторе соответственно.

Выражение (2.24) для перехода (I) из балансного режима в конденсационный будет иметь вид:

$$Q_T^б \cdot \tilde{\eta}^к = \overline{\eta}_0 \cdot \sum_{i=1}^{m} k_i \cdot Q_{Ti}^б , \qquad (2.27)$$

где *m* – общее число отборов турбины, обеспечивающих Q_T.

Из (2.27) и (2.23) получаем

$$\overline{\eta}_0 = \frac{N_Э^К - N_Э^б}{\sum_{i=1}^{m} K_i \cdot Q_{Ti}^б} . \qquad (2.28)$$

Для произвольного режима с учетом параметров, зафиксированных в переходе (I):

$$\tilde{\eta}^{00} = \overline{\eta}_0 \cdot \sum_{j=1}^{n} k_j \cdot \Delta Q_{Tj}^{*} = (N_Э^к - N_Э^б) \cdot \frac{\sum_{j=1}^{n} k_j \cdot \Delta Q_{Tj}^{*}}{\sum_{i=1}^{m} k_i \cdot Q_{Ti}^{б}}, \qquad (2.29)$$

где $\Delta Q_{Tj}^{*} = \dfrac{\Delta Q_{Tj}}{\Delta Q_T}$.

Рассмотрим вторую стадию (II) перехода от базового режима в конденсационный режим. В таком переходе зависимость (2.12) будет представлена как

$$\eta_{ИТ,ТУ}^{ов(б)} - \eta_{ИТ,ТУ}^{б} = -b \cdot \Delta Q_T^{б} \cdot \left.\frac{\Delta \eta_{ИТ,ТУ}}{\Delta B}\right|_{N_Э^б, B^б}$$

Или, с учетом выражений (2.21) и (2.22):

$$\frac{1}{B^б \cdot Q_H^P} \cdot \left\{N_Э^к - (N_Э^б + Q_T^б)\right\} = -b \cdot Q_T^б \cdot \frac{\eta_{ИТ,ТУ}^к - \eta_{ИТ,ТУ}^б}{B^к - B^б}. \qquad (2.30)$$

После преобразований, имеем:

$$\tilde{\eta}^к - 1 = \frac{b}{B^к - B^б} \cdot \left\{Q_T^б + N_Э^б \cdot (1 - \frac{B^б}{B^к})\right\},$$

откуда окончательно получаем выражение для расчета b:

$$b = \frac{\tilde{\eta}^к - 1}{\dfrac{Q_T^б}{\Delta B^б} + \dfrac{N_Э^б}{B^к}}, \qquad (2.31)$$

где $\Delta B^б = B^к - B^б$,

$B^б$ - расход топлива в базовом режиме;

$B^к$ - расход топлива для конденсационного режима работы турбоустановки при электрической мощности $N_Э^б$;

$\tilde{\eta}^к = \dfrac{N_Э^К - N_Э^б}{Q_T^б}$.

Соотношение (2.31) позволяет доопределить порядок расчета поправочного коэффициента γ. Действительно, приравнивая правые части зависимостей (2.19) и (2.20) для коэффициента k, с учетом выражения (2.31) для b имеем:

$$\gamma = \frac{Z_2^*}{1 - \mathrm{X} \cdot (1 - Z_2)}. \tag{2.32}$$

Причем, X является первым корнем уравнения

$$Z_7 \cdot \mathrm{X} + Z_3 = Z_4 + Z_5 - Z_5 \cdot Z_8 \cdot \frac{1}{\mathrm{X}}. \tag{2.33}$$

В этих соотношениях:

$$Z_2^* = \sum_{i=1}^{m} \frac{T_K}{T_{отбi}} \cdot (Q_{Ii}^б)^* ; \ \sum_{i=1}^{m} (Q_{Ii}^б)^* = 1 ;$$

$$Z_2 = \sum_{j=1}^{n} \frac{T_K}{T_{отбj}} \cdot (\Delta Q_{Ij}^б)^* ; \sum_{j=1}^{n} (\Delta Q_{Ti}^б)^* = 1 ;$$

$$Z_3 = Q_T^{ном} - Q_I^б ; \ Z_4 = (N_Э^{ном} + Q_T^{ном}) \cdot (1 - \frac{B^б}{B^{ном}}) ;$$

$$Z_5 = (\frac{Q_I^б}{\Delta B^б} + \frac{N_Э^б}{B^к}) \cdot (B^{ном} - B^б) \cdot \frac{Q_T^б}{Q_T^б - N_Э^к + N_Э^б} ; \tag{2.34}$$

$$Z_5 = (\frac{Q_I^б}{\Delta B^в} + \frac{N_Э^б}{B^г}) \cdot (B^{ном} - B^б) \cdot \frac{Q_I^б}{Q_T^б - N_Э^к + N_Э^б} ;$$

$$Z_6 = \frac{N_Э^{ном} - N_Э^в}{Z_1} = (N_Э^{ном} - N_Э^б) \cdot \frac{1}{Q_I^б} \cdot \frac{1}{1 - \frac{Z_2^*}{\gamma}} .$$

$$Z_7 = Q_I^б \cdot \frac{N_Э^{ном} - N_Э^б}{N_Э^к - N_Э^б} ; \ Z_8 = \frac{N_Э^к - N_Э^б}{Q_I^б} ;$$

$$Z_1 = Z_7 \cdot (1 - \frac{Z_2^*}{\gamma}) .$$

Уравнение (2.33) и соотношение (2.32) получены с учетом представления коэффициента $\widetilde{\eta}^{б}$ в виде

$$\widetilde{\eta}^{б} = Z_{б} \cdot \left[1 - \sum_{j=1}^{n} \frac{T_{K}}{T_{отбj}} \cdot (\Delta Q_{Tj}^{б})^{*} \right] \qquad (2.35)$$

Использование поправочного коэффициента γ при определении расхода топлива для заданных пределов регулирования турбоустановки позволит снизить погрешность текущих и прогнозных вычислений.

Из соотношения (2.18) с учетом зависимости для k (2.19) получаем:

$$B^{00} = B^{ном} - \Delta B^{б} \cdot \frac{\dfrac{N_{Э}^{ном} - N_{Э}^{0}}{\widetilde{\eta}^{00}} + (Q_{Г}^{ном} - Q_{T}^{00})}{\dfrac{N_{Э}^{ном} - N_{Э}^{б}}{\widetilde{\eta}^{б}} + (Q_{Г}^{ном} - Q_{T}^{б})} \qquad (2.36)$$

Преобразуем (2.36) в результирующее выражение вида [66]:

$$B^{00} = B^{ном} \cdot \left[1 - \frac{\widetilde{\eta}^{б}}{\widetilde{\eta}^{00}} \cdot (1 - \frac{B^{б}}{B^{ном}}) \cdot \frac{R^{ном} - R^{00} - (1 - \widetilde{\eta}^{00}) \cdot (Q_{T}^{ном} - Q_{T}^{00})}{R^{ном} - R^{б} - (1 - \widetilde{\eta}^{б}) \cdot (Q_{T}^{ном} - Q_{T}^{б})} \right] \qquad (2.37)$$

со вспомогательными соотношениями для определения $\widetilde{\eta}^{00}$ (2.29), $\widetilde{\eta}^{б}$ (2.35) и γ [(2.32), (2.33)].

Здесь $R = N_{Э} + Q_{Г}$, а индекс указывает на соответствие режиму нагрузки.

Значения B^{00}, определяемые зависимостью (2.37), могут явиться главным элементом оценки эффективности режима распределения тепловых нагрузок между отборами и между теплофикационными турбоустановками.

Представленная выше методика определения расхода топлива позволяет изменить практический подход к использованию энергетических характеристик турбинного оборудования ТЭЦ в управлении режимами работы оборудования ТЭЦ и создать, используя параметр B^{00}, по существу, упрощенную режимную карту турбоустановки с качественной информацией об эффективности планируемых режимов генерации тепла и электроэнергии на ТЭЦ.

2.2. Исходные данные для расчета тепловых схем ТЭЦ системы электро- и теплоснабжения

Исходными данными для расчета тепловых схем ТЭЦ, наряду с термодинамическими параметрами цикла: давлением и температурой свежего пара (p_0 и t_0), давлением в конденсаторе турбины (p_K), являются переменные значения тепловых и электрических нагрузок.

Диапазон изменения начальных параметров пара p_0 и t_0 , расчетных режимов работы оборудования ТЭЦ определяются заводом-изготовителем парогенераторов и паровых турбин. Давление пара в конденсаторах турбин изменяется в зависимости от температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор. Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор зависит от температуры и влажности наружного воздуха ($t_{нв}$, φ), конструктивных особенностей охладительных устройств (градирни, пруда-охладителя и др.).

Вырабатываемые на ТЭЦ тепловая и электрическая энергии зависят от типа основного оборудования (паровые котлы и турбины, водогрейные котлы), установленного на ТЭЦ; от диспетчерских графиков тепловой и электрических нагрузок (времени суток и года, температурного графика теплосети, величины потребления тепловой и электрической энергий).

Если учесть географическое расположение ТЭЦ, структуру промышленного комплекса, то результаты расчетов по обычному перечню данных будут сильно различаться.

2.2.1. Отпуск электрической энергии от ТЭЦ в энергосистему

Порядок актуализации прогноза потребления

Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей ЕЭС, как принято в настоящее время, включает в себя процедуру прогнозирования потребления активной мощности и регулируется оптовым рынком электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Основной порядок взаимодействия участников оптового рынка ОРЭМ по режимам работы объектов генерации определен в [27,28,54-56].

При управлении в режиме, близком к реальному времени, системный оператор (СО) ежечасно осуществляет прогноз потребления активной мощности по территориям диспетчерского управления, которыми являются:

- Единая энергетическая система (ЕЭС) России;
- объединенные энергетические системы (ОЭС);
- региональные электроэнергетические системы (РЭЭС).

СО не выполняет прогнозы потребления активной мощности по группам точек поставки (ГТП) или по совокупностям точек поставки отдельных участников оптового рынка.

Целью составления СО прогнозов потребления активной мощности по территориям диспетчерского управления в зоне ответственности диспетчерских центров является возможность предоставления в расчетной модели наиболее вероятного потребления по соответствующей территории.

Для проведения процедуры конкурентного отбора не допускается использование значений потребления, скорректированных как в сторону

увеличения, так и в сторону уменьшения относительно рассчитанного СО наиболее вероятного значения потребления.

Для выполнения требований точного прогнозирования СО на основании данных коммерческого учета, предоставляемых администратором торговой системы (АТС), должен осуществлять мониторинг соответствия прогнозного и фактического значений потребления территориями и при выявлении систематического одностороннего отклонения незамедлительно вносить соответствующие изменения в используемые методики.

Для составления прогнозов потребления СО должен использовать имеющиеся в распоряжении детерминированные, статистические и расчетные данные в соответствии с [27, 54].

СО ежечасно составляет прогноз потребления активной мощности на моменты времени, соответствующие окончанию диспетчерского интервала, до конца текущих суток и не менее чем на 12 часов вперед с использованием имеющихся в его распоряжении программного обеспечения и методик.

Управление режимами работы объектов генерации и объектов потребления с регулируемой нагрузкой осуществляется в соответствии с регулярными оперативными диспетчерскими распоряжениями (регулярные ОДР) и оперативными диспетчерскими командами дежурного персонала СО.

Регулярные ОДР, формирующие после одобрения расчета план балансирующего рынка (ПБР) через дежурный персонал СО, содержат уточненный диспетчерский график (ДГ) на весь период планирования.

Участники оптового рынка в рамках технических параметров оборудования, указанных в договорах присоединения участников оптового рынка к торговой системе оптового рынка, обязаны обеспечить в соответствии с командами СО [28].

Выбор состава генерирующего оборудования

Состав генерирующего оборудования на планируемые операционные сутки определяется по результатам процедуры выбора состава включенного

генерирующего оборудования (ВСВГО) на основании исходных данных недельного планирования и ценовых заявок участников ОРЭ. Принятый состав генерирующего оборудования является исходным для проведения процедур расчета прогнозного диспетчерского графика (ПДГ) при суточном планировании. В случае наличия дефицита генерации, выявленного при расчете ПДГ, на уровне ОДУ формируются предложения об увеличении состава генерирующего оборудования [54].

Решение об отключении генерирующего оборудования в холодной резерв активной мощности и/или включении из холодного резерва активной мощности принимается на основании информации:

а) о необходимом диапазоне изменения активной мощности включенного генерирующего оборудования;
б) о готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки;
в) о графиках проведения ремонтных работ в соответствии с планом годовых ремонтов генерирующего оборудования;

Выбранный СО состав генерирующего оборудования должен обеспечивать безусловное соблюдении всех технических ограничений, возможность минимизации совокупной стоимости почасовых значений производства активной мощности генерирующего оборудования при проведении процедур конкурентного отбора, а также в максимально возможной степени учитывать следующую совокупность факторов [27, 55]:

а) ценовые заявки участников ОРЭ;
б) уведомления о параметрах генерирующего оборудования, полученные СО от участников ОРЭ, включающие в себя предпочтения по отбору оборудования в состав включенного;
в) имеющуюся у СО информацию об ограничениях по использованию топлива;
г) режимы угрозы холостых сбросов на ГЭС.

Окончательное решение о составе генерирующего оборудования на предстоящие операционные сутки принимается главным диспетчером ОАО «СО ЕЭС» на основании результатов расчета ПДГ ЕЭС и последующей оценки величин резервов в ЕЭС [27, 54].

2.2.2. Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ тепловому потребителю

Для систем теплоснабжения городов тепловое потребление характеризуется суточной равномерностью и годовой неравномерностью отопительно - вентиляционной составляющей, суточной неравномерностью и годовой равномерностью бытовой составляющей. Данные суточных и годовых величин потребления тепла зависят от климатических условий, сложившихся за рассматриваемый сезон.

Теплота для отопительных и бытовых нужд отпускается из сетевых подогревателей за счет греющего пара из отборов турбин, а в периоды минимальных температур наружного воздуха путем включения ПБ и (или) ПВК. Распределение теплофикационной нагрузки между отборами турбины и ПВК характеризуется коэффициентом теплофикации (1.2).

График горячего водопотребления носит очень неравномерный характер, как в течение суток, так и в течение недели и года.

Нагрузка горячего водоснабжения жилых домов имеет, как правило, в рабочие дни пики в утренние и вечерние часы и провалы в дневные и поздние ночные часы. В домах с ваннами пиковая нагрузка горячего водоснабжения превышает среднесуточную в 2-3 раза. В выходные дни суточный график горячего водоснабжения имеет более равномерное заполнение. Для иллюстрации на рисунке 2.2 приведен суточный график расхода горячего водоснабжения города.

Средний расход теплоты за сутки наибольшего водопотребления можно определить по выражению:

$$Q^{CP.Г}{}_{ГВ}=X_H Q^{CP.H}{}_{ГВ}, \qquad (2.38)$$

где $Q^{CP.H}{}_{ГВ}$ - средненедельный расход теплоты (средненедельная тепловая нагрузка) бытового горячего водоснабжения;

X_H - коэффициент недельной неравномерности расхода теплоты.

При отсутствии опытных данных рекомендуется принимать для жилых и общественных зданий X_H = 1,2, для промышленных зданий и предприятий X_H=1.

Расчетный (максимально-часовой) расход теплоты на бытовое горячее водоснабжение $Q^P{}_{ГВ}$, равен среднечасовому расходу теплоты за сутки наибольшего водопотребления, умноженному на коэффициент суточной неравномерности [29]:

$$Q^P{}_{ГВ}=X_H X_C Q^{CP.H}{}_{ГВ}, \qquad (2.39)$$

где X_C - коэффициент суточной неравномерности расхода теплоты за сутки наибольшего водопотребления.

Рисунок 2.2. - Суточный график горячего водоснабжения.

Если принять $X_C = Q^{max}{}_{ГВ} / Q^{min}{}_{ГВ}$, то для графика на рисунке 2.2 X_C = 100/20 = 5.

Если принять $X_C = Q^{max}{}_{ГВ} / Q^{cp}{}_{ГВ}$, то X_C = 100/58 = 1,72.

Отношение среднесуточных расходов тепла на горячее водоснабжение в субботний день и, например, во вторник составляет 65/43 = 1,51, т.е. расход тепла увеличивается более, чем на 50%.

При ориентировочных расчетах обычно принимают X_C=1,7-2 для городов и населенных пунктов и X_C=1 для промышленных предприятий.

Расход тепла на отопление зависит от температуры наружного воздуха и в течение отопительного сезона может быть определен по формуле:

$$Q_{от} = \frac{t_{пом} - t_{нв}}{t_{пом} - t^{р}_{от}} Q^{р}_{от}, \qquad (2.40)$$

где $t_{ПОМ}$ - расчетная температура воздуха внутри отапливаемых помещений;

$t_{НВ}$ - температура наружного воздуха;

$t^{P}_{ОТ}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления;

$Q^{P}_{от}$ - расчетная (проектная) нагрузка на отопление.

При температуре наружного воздуха ниже расчетной, т.е. когда $t_{НВ}<t^{P}_{ОТ}$, расход тепла на отопление остается постоянным и равным расчетному, а при температурах наружного воздуха выше температуры начала отопительного сезона ($t_{НК}$) ($t_{НВ}> t_{НК}$) равен нулю.

Таким образом, отопительная нагрузка выражается следующими соотношениями [29]:

$$Q_{ОГ} = \begin{cases} Q^{P}_{ОТ} & при \quad t_{НВ} \le t^{P}_{ОТ} \\ \dfrac{t_{ПОМ} - t_{НВ}}{t_{ПОМ} - t^{P}_{ОТ}} Q^{P}_{ОТ} & при \quad t^{P}_{ОТ} \le t_{НВ} \le t_{НК} \\ 0 & при \quad t_{НВ} \ge t_{НК} \end{cases} \qquad (2.41)$$

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции $t^{P}_{В}$ принимается выше расчетной температуры для отопления

t^P_{OT}. При температурах наружного воздуха ниже t^P_B расход тепла на вентиляцию остается постоянным и равным расчетному Q^P_B.

Вентиляционная нагрузка при любой температуре наружного воздуха может быть найдена из соотношений [29]:

$$Q_B = \begin{cases} Q_B^P & при \quad t_{HB} \le t_B^P \\ \dfrac{t_{ПОМ} - t_{HB}}{t_{ПОМ} - t_{OT}^P} Q_B^P & при \quad t_B^P \le t_{HB} \le t_{HK} \\ 0 & при \quad t_{HB} \ge t_{HK} \end{cases} \qquad (2.42)$$

Нагрузка горячего водоснабжения не зависит от температуры наружного воздуха, но в летний период (при $t_{HB}>t_{HK}$) она уменьшается, так как уменьшаются потери теплоты в подводящих трубопроводах и повышается температура холодной воды.

Величина нагрузки горячего водоснабжения может быть определена из соотношений [29]:

$$Q_{ГВ} = \begin{cases} Q_{ГВ}^З & при \quad t_{HB} \le t_{HK} \\ \dfrac{t_Г - t_X^Л}{t_Г - t_X^З} \varphi Q_{ГВ}^З & при \quad t_{HB} \ge t_{HK} \end{cases} \qquad (2.43)$$

где $Q^З_{ГВ}$ – нагрузка горячего водоснабжения в отопительный период,

$t_Г$, $t^Л_X$, $t^З_X$ – соответственно, температуры горячей воды и холодной водопроводной воды зимой и летом,

φ - коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода горячей воды летом (в неотопительный период) по сравнению с зимним периодом, для жилищно-коммунального сектора φ=0,8.

В результате суммирования отопительной, вентиляционной и нагрузки горячего водоснабжения строится диаграмма суммарной тепловой нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха [29].

По нормам [30] определяется продолжительность температуры наружного воздуха в течение года для данного региона.

График годового расхода теплоты по продолжительности стояния температур наружного воздуха (кривая Росандера) строится на основании графика суммарных часовых расходов теплоты и состоит из двух частей [29]:

- графика зависимости суммарных часовых расходов теплоты от температуры наружного воздуха;
- графика годового расхода теплоты.

График продолжительностей отопительных нагрузок (рисунок 2.3) дает зависимость $Q_{от} = f(\tau)$ и суммарный отпуск теплоты на отопление за отопительный сезон

$$Q_{от}^{о.с} = \int_0^{\tau_{о.с}} Q_{от}(\tau)d\tau = Q_{от}^{р}\tau_{о.с}f\,, \qquad (2.44)$$

где f - средняя относительная отопительная нагрузка за отопительный сезон.

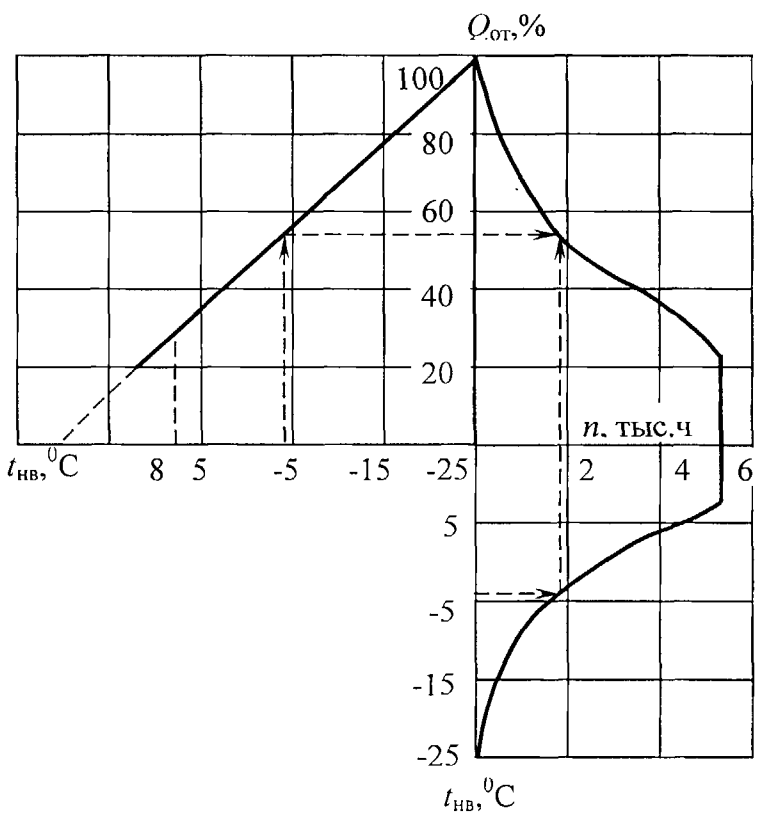


Рисунок 2.3. - График продолжительностей отопительных нагрузок

2.3. Алгоритм оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ и оперативного распределения нагрузок между теплофикационными турбинами

В соответствии с вышеприведенной методикой определения энергетической эффективности работы ТЭЦ, основанной на расчете расхода топлива при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии, разработан алгоритм расчета и выбора оптимального режима работы оборудования ТЭЦ для условий выполнения диспетчерских графиков электро- и теплоснабжения потребителей. Алгоритм представлен на рисунке 2.4.

Для действующего состава оборудования ТЭЦ согласно данным автоматизированной измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИСКУЭ) и тепла (АИСКУТ) осуществляем сбор информации по загрузке станции в целом (блок 1). Ввод данных о текущем распределении выработки тепловых и электрических нагрузок между агрегатами ТЭЦ производим по показаниям технических измерительных приборов блочных щитов управления и (или) отчету автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) турбоустановок и паровых котлов (блок 2). Согласно загруженным данным текущего режима работы ТЭЦ (блок 3) производим расчет расхода топлива на выработку тепла и электроэнергии по каждой работающей турбоустановке (блок 4). При условии отпуска тепловой энергии в паре и (или) горячей воде с помощью РОУ и (или) ПВК осуществляем сбор (блок 5) и ввод данных об их загрузке (блок 6) и также производим по общепринятым формулам расчет расхода топлива (блок 7). Для формирования оперативного отчета о текущем режиме работы оборудования ТЭЦ, рассчитываем сумму полученных по каждой турбоустановке, РОУ и ПВК расходов топлива (блок 8).

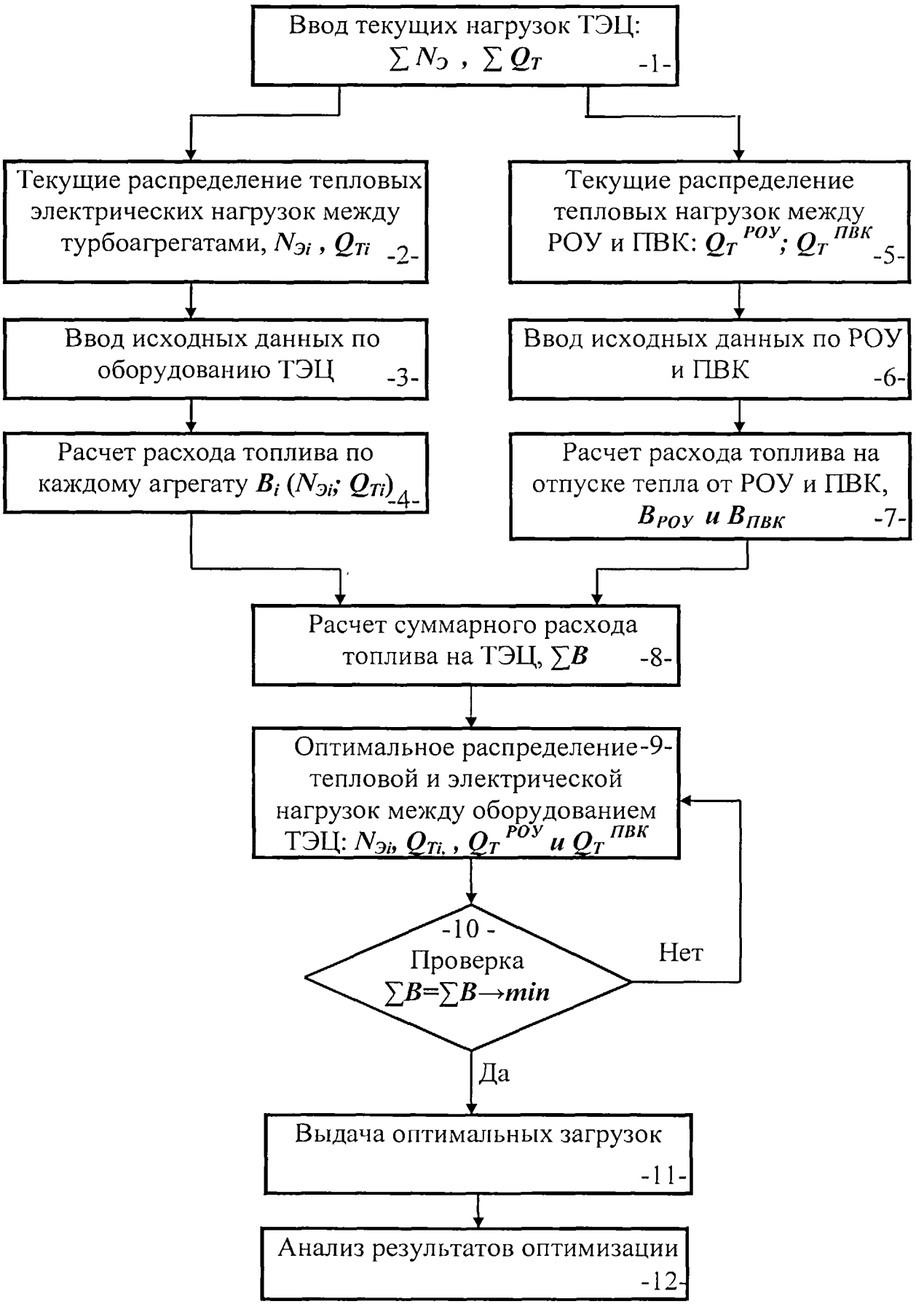


Рисунок 2.4. - Алгоритм расчета и выбора оптимального режима работы оборудования ТЭЦ.

Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ заключается в эффективном распределении электрической и тепловой нагрузок между агрегатами ТЭЦ (блок 9), при котором значение $\sum B \to \min$ (блок 10). На основании минимального значения $\sum B$ фиксируется оптимальное распределение нагрузок между агрегатами ТЭЦ (блок 11) и анализируются результаты оптимизации (блок 12).

Для условий систематически изменяющихся графиков выполнения диспетчерских нагрузок по отпуску электроэнергии и тепла согласно ПБР (каждые 3 часа) и графика теплосети (каждые 12 часов по температуре теплоносителя и согласно графику горячего водопотребления в течение суток), а также планирования режимов загрузки оборудования на сутки вперед и долгосрочные периоды разработана структура оптимизации режимов энергопроизводства на ТЭЦ (рисунок 2.5).

В расчетную модель вводится информация об оборудовании ТЭЦ, находящемся в работе (блок 1). Для заданных в текущий момент времени графиков электрических и тепловых нагрузок (блок 2) оформляется бланк исходных данных (блок 3) и производится расчет расхода топлива на ТЭЦ (блок 4). При наличии времени до перехода на новый режим отпуска электроэнергии в соответствии с ПБР и тепла согласно обеспечению теплогидравлических режимов тепловой сети, производим расчет оптимального режима работы (блок 6) и эффективного перераспределения нагрузки между работающим оборудованием ТЭЦ (блок 7). Далее, производится сбор данных по оптимизированному режиму станции (блок 8). Наличие измененного СО ЦДУ по выполнению участниками оптового рынка ПБР, а также смена диспетчером теплосети температурного режима отпуска тепла потребителям должны фиксироваться на бланке прогнозных нагрузок (блок 5), на основании которых производится расчет и выбор оптимального будущего режима загрузки оборудования ТЭЦ (блоки 6 - 8).

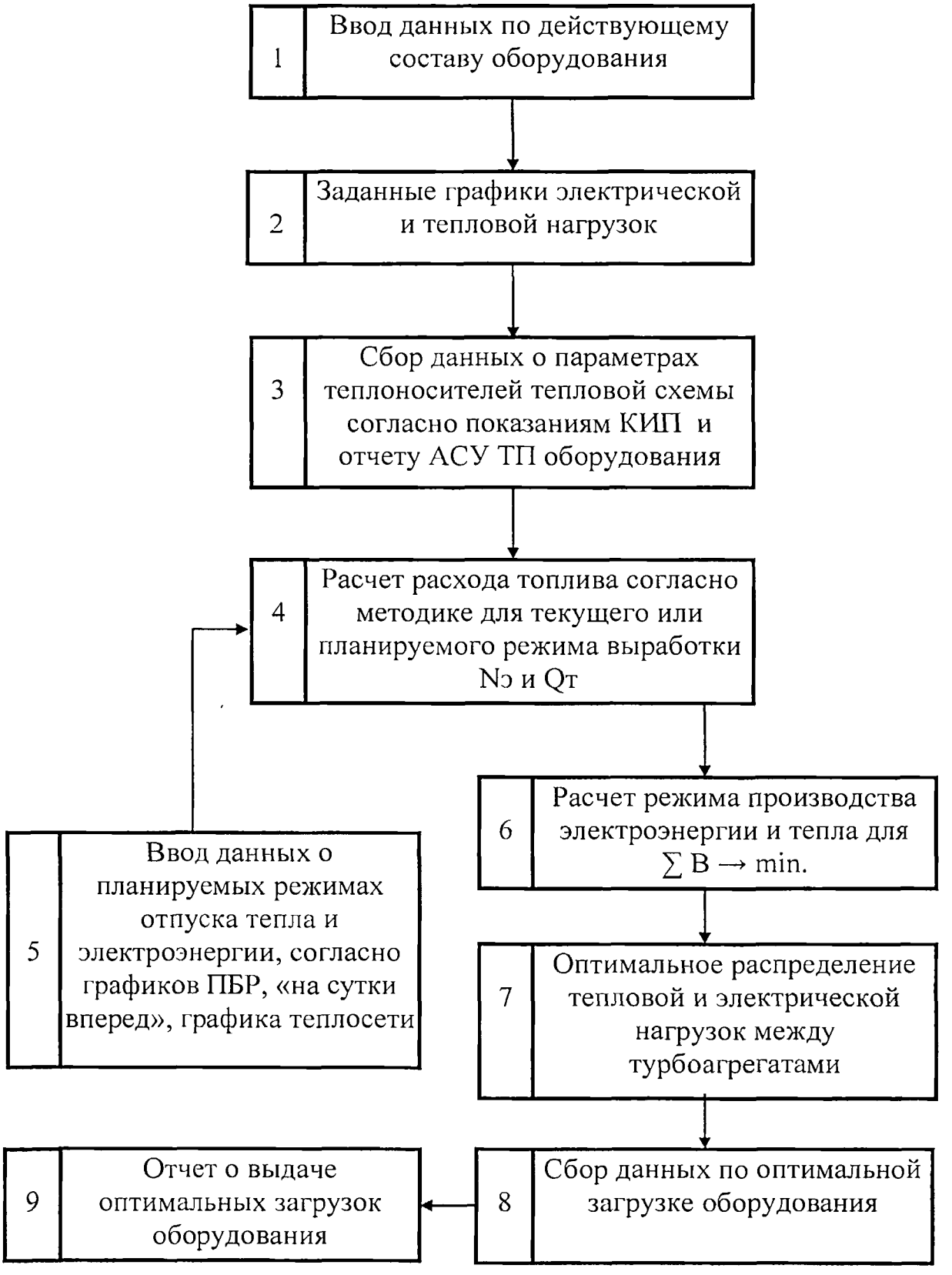


Рисунок 2.5. – Структура оптимизации режимов энергопроизводства на ТЭЦ.

При этом формируется отчет для перехода на новый режим выработки электрической и тепловой энергии оборудованием ТЭЦ (блок 9).

Введение структуры оптимизации энергопроизводства на ТЭЦ обеспечит грамотное и правильное принятие персоналом ТЭЦ технических, экономических и организационных решений, связанных с эффективным управлением энергетическим оборудованием.

2.4. Анализ эффективности использования методики для планирования приоритетных режимов работы оборудования ТЭЦ

Воспользуемся полученной зависимостью (2.37) для определения расхода топлива с целью оценки эффективности использования настоящей методики для оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ.

В качестве примера рассмотрим три турбоустановки со следующими характеристиками:

Турбоустановка № 1: $N_э^{ном}=1$; $Q_T^{ном} = 1{,}4 \cdot N_Э^{ном}$; $N_Э^к = 0{,}95 \cdot N_Э^{ном}$

Турбоустановка № 2: $N_э^{ном}=1$; $Q_T^{ном} = 1{,}2 \cdot N_Э^{ном}$; $N_Э^к = 0{,}90 \cdot N_Э^{ном}$

Турбоустановка № 3: $N_э^{ном}=1$; $Q_T^{ном} = 1{,}0 \cdot N_Э^{ном}$; $N_Э^к = 0{,}85 \cdot N_Э^{ном}$

Параметры базового режима примем из условий:

$N_Э^б = 0{,}6 \cdot N_Э^{ном}$; $Q_T^б = 0{,}5 \cdot Q_T^{ном}$.

Для вариантов турбоустановок значение $N_Э^к$ определено из выражения (2.23) для $\tilde{\eta}^к = 0{,}5$.

Учитывая то обстоятельство, что характеристики проточной части для выбранных вариантов турбоустановок отличаются, то и соотношения $B^б$ и $B^к$ будут различны. Для определения $B^б$ воспользуемся выражением (2.18), которое можно записать в виде:

$$\Delta B^{б} = B^{ном} - B^{б} = k \cdot \left[\frac{N_{э}^{ном} - N_{э}^{б}}{\tilde{\eta}^{б}} + (Q_{г}^{ном} - Q_{т}^{б}) \right], \qquad (2.45)$$

где - k определяем из (2.17):

$$k = \frac{1}{\frac{1-\tilde{\eta}^{б}}{1-\tilde{\eta}^{к}} \cdot \left[\frac{(N_{э}^{б} + Q_{l}^{б}) - N_{э}^{б} \cdot \frac{B^{ном} - \Delta B^{б}}{B^{к}}}{B^{ном} - \Delta B^{б} - B^{к}} \right] + \frac{N_{э}^{ном} + Q_{l}^{ном}}{B^{ном}}} \qquad (2.46)$$

Аналогично выразим из (2.18) значение $B^{к}$:

$$\Delta B^{к} = B^{б} - B^{к} = \frac{Q_{l}^{б}}{\frac{1-\tilde{\eta}^{б}}{1-\tilde{\eta}^{к}} \cdot \left[\frac{(N_{э}^{б} + Q_{l}^{б}) - N_{э}^{б} \cdot \frac{B^{ном} - \Delta B^{б}}{B^{к}}}{B^{ном} - \Delta B^{б} - B^{к}} \right] + \frac{N_{э}^{б} + Q_{т}^{б}}{B^{б}}} \qquad (2.47)$$

Вычитая из формулы (2.47) зависимость (2.45), получим выражение для определения $B^{к}$:

$$(1 - \frac{B^{б}}{B^{ном}}) \cdot \left[1 + \frac{Q_{l}^{ном}}{N_{э}^{ном}} - \frac{1}{\frac{B^{б}}{B^{ном}}} \cdot (\frac{N_{э}^{б}}{N_{э}^{ном}} + \frac{Q_{l}^{б}}{N_{э}^{ном}} \right] =$$

$$= \frac{1}{\tilde{\eta}^{б}} \cdot (1 - \frac{N_{э}^{б}}{N_{э}^{ном}}) + \frac{Q_{l}^{ном}}{N_{э}^{ном}} - \frac{Q_{г}^{б}}{N_{э}^{ном}} - \frac{Q_{т}^{б}}{N_{э}^{ном}} \cdot \frac{1 - \frac{B^{б}}{B^{ном}}}{\frac{B^{б}}{B^{ном}} - \frac{B^{к}}{B^{ном}}} \qquad (2.48)$$

Проведя итерационный расчет при совместном решении (2.45) и (2.48) для различных вариантов турбоустановок, получаем следующие значения $B^{б}$ и $B^{к}$ ($B^{ном} = 1$):

Турбоустановка № 1: $B^{б} = 0{,}729$, $B^{к} = 0{,}567$.

Турбоустановка № 2: $B^{б} = 0{,}685$, $B^{к} = 0{,}514$.

Турбоустановка № 3: $B^{б} = 0{,}619$, $B^{к} = 0{,}442$.

При равных значениях параметров отборов пара на теплофикацию для базового и текущего режимов, приняв $\tilde{\eta}^{00} = \tilde{\eta}^{б} = \tilde{\eta}^{к} = 0{,}5$ для выбранных вариантов турбоустановок, определим расходы топлива для условного регулировочного диапазона тепловых и электрических нагрузок по (2.37).

Результаты расчета $B^{00}=f(N_Э, Q_Т)$ для трех вариантов турбоустановок приведены в таблицах 2.2 - 2.4. Численный результат в таблицах представляет собой значение коэффициента ψ, для определения расхода топлива в произвольном режиме по зависимости:

$$B^{00} = \psi \cdot B^{ном}, \qquad (2.49)$$

где $\psi = 1 - \frac{\tilde{\eta}^{б}}{\tilde{\eta}^{00}} \cdot (1 - \frac{B^{б}}{B^{ном}}) \cdot \frac{R^{ном} - R^{00} - (1-\tilde{\eta}^{00}) \cdot (Q_Т^{ном} - Q_Т^{00})}{R^{ном} - R^{б} - (1-\tilde{\eta}^{б}) \cdot (Q_Т^{ном} - Q_Т^{б})}$.

Таблица 2.2. Результаты расчета расхода топлива при $Q_Т^{ном} = 1{,}4 \cdot N_Э^{ном}$

Тепловая нагрузка	**Электрическая нагрузка**				
	0,000	**0,250**	**0,500**	**0,750**	**1,000**
0,000	0,386	0,476	0,566	0,657	0,747
0,350	0,449	0,539	0,630	0,720	0,810
0,700	0,603	0,603	0,693	0,783	0,874
1,050	0,575	0,666	0,756	0,846	0,937
1,400	0,639	0,729	0,819	0,910	1,000

Таблица 2.3. Результаты расчета расхода топлива при $Q_Т^{ном} = 1{,}2 \cdot N_Э^{ном}$

Тепловая нагрузка	**Электрическая нагрузка**				
	0,000	**0,250**	**0,500**	**0,750**	**1,000**
0,000	0,280	0,393	0,505	0,618	0,730
0,300	0,348	0,460	0,573	0,685	0,798
0,600	0,528	0,528	0,640	0,753	0,865
0,900	0,483	0,595	0,708	0,820	0,933
1,200	0,550	0,663	0,775	0,888	1,000

Таблица 2.4. Результаты расчета расхода топлива при $Q_T^{ном} = 1{,}0 \cdot N_Э^{ном}$

Тепловая нагрузка	**Электрическая нагрузка**				
	0,000	**0,250**	**0,500**	**0,750**	**1,000**
0,000	0,121	0,267	0,414	0,560	0,707
0,250	0,194	0,341	0,487	0,634	0,780
0,500	0,414	0,414	0,560	0,707	0,853
0,750	0,341	0,487	0,634	0,780	0,927
1,000	0,414	0,560	0,707	0,853	1,000

Как видно из таблиц 2.2÷2.4 расчетные значения B^{00} для турбоустановок с различным соотношением Q_T и $N_Э$ отличаются.

Например, для условий работы при $Q_T^0 = 0$ и $N_Э^0 = N_Э^{ном}$, величина B^{00} составит соответственно:

$$B_1^{00} = 0{,}747 \cdot B^{ном};$$

$$B_2^{00} = 0{,}730 \cdot B^{ном};$$

$$B_3^{00} = 0{,}707 \cdot B^{ном}.$$

Здесь индексы 1, 2 и 3 соответствуют номерам вариантов турбоустановок.

Для режимов работы при $Q_T^0 = Q_T^{ном}$ и изменению электрической мощности на клеммах турбогенератора до $N_Э^0 = 0{,}5 \cdot N_Э^{ном}$, расход топлива для вариантов произвольного режима будет отличатся от номинального значения расхода топлива соотношениями:

$$B_1^{00} = 0{,}819 \cdot B^{ном};$$

$$B_2^{00} = 0{,}775 \cdot B^{ном};$$

$$B_3^{00} = 0{,}707 \cdot B^{ном}.$$

Таким образом, для электрической нагрузки при изменении отпуска тепла из отборов турбины до нуля, наибольшее снижение отношения

$B^{00} / B^{ном}$ наблюдается у турбоустановки с меньшим значением теплофикационной мощности оборудования. В частности, при увеличении характеристики отпуска тепла на 20% (40%) перевод турбины на конденсационный режим будет характеризоваться уменьшением расхода топлива от номинального значения на 27,0% (25,3%), что больше аналогичного значения для $Q_T^{ном} = N_Э^{ном} = 1$ на 2,3% (4,0%).

При уменьшении электрической нагрузки до значения $N_Э^0 = 0{,}5 \cdot N_Э^{ном}$ ($Q_T^{ном} = const$), характер изменения B^{00} от номинального значения $B^{ном}$ значительнее для варианта 3 ($Q_T^{ном} = N_Э^{ном}$) и менее изменчив для варианта 1 ($Q_T^{ном} = 1{,}4 \cdot N_Э^{ном}$).

Зависимости текущего расхода топлива $B^{00} = f(N_Э^0, Q_T^0)$ для различных режимов отпуска тепла и электроэнергии представлены на рисунках 2.6 - 2.11.

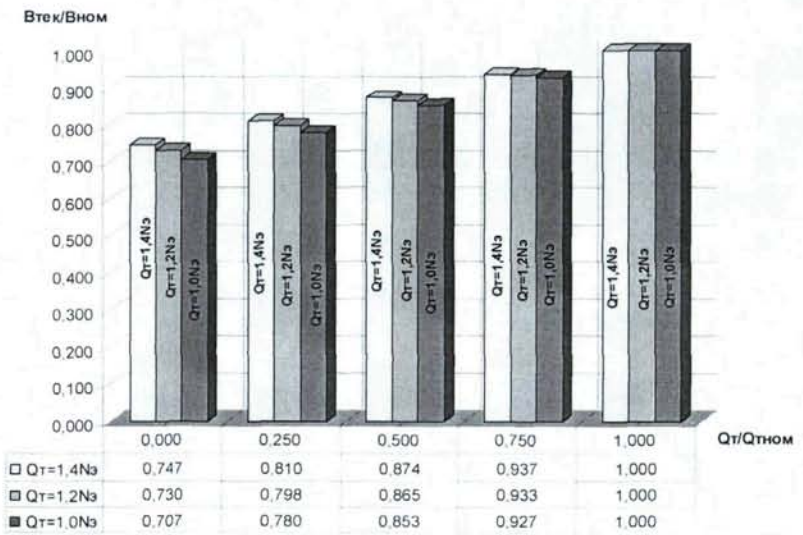


Рисунок 2.6 – Зависимость относительного расхода топлива при изменении тепловой нагрузки отбора (режим $N_Э = N_Э^{ном}$).

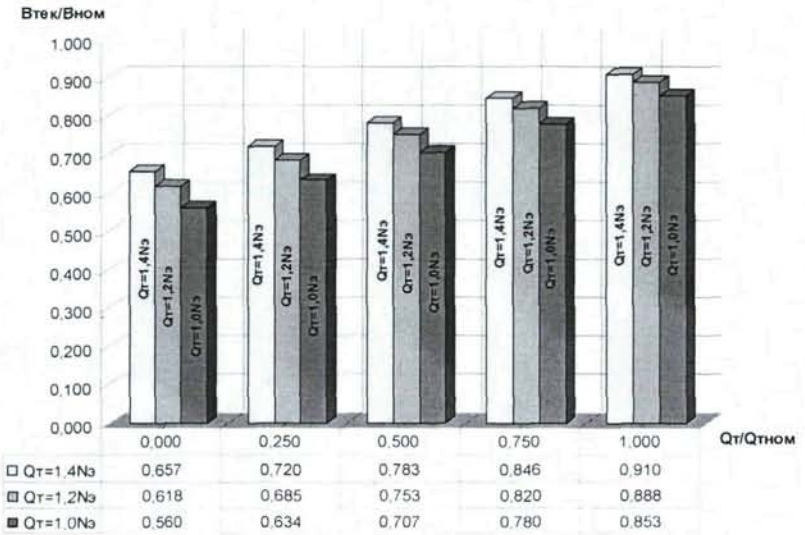


Рисунок 2.7 – Зависимость относительного расхода топлива при изменении тепловой нагрузки отбора (режим $N_Э = 0{,}75 \cdot N_Э^{ном}$).

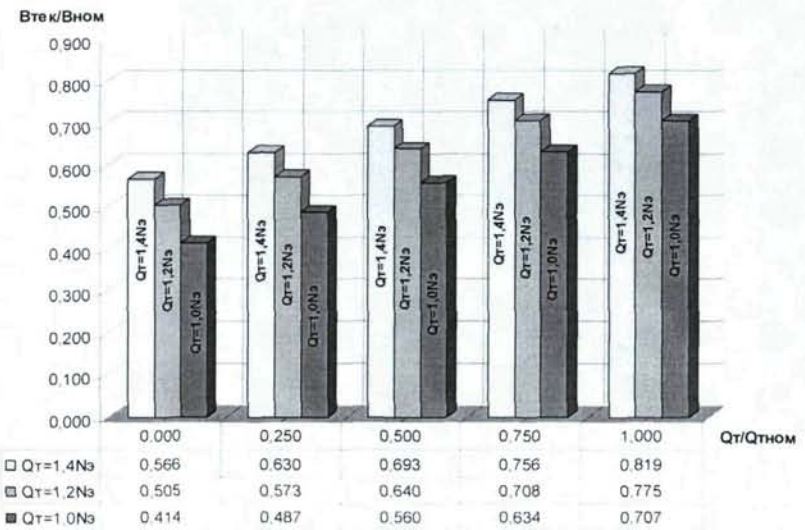


Рисунок 2.8 – Зависимость относительного расхода топлива при изменении тепловой нагрузки отбора (режим $N_Э = 0{,}5 \cdot N_Э^{ном}$).

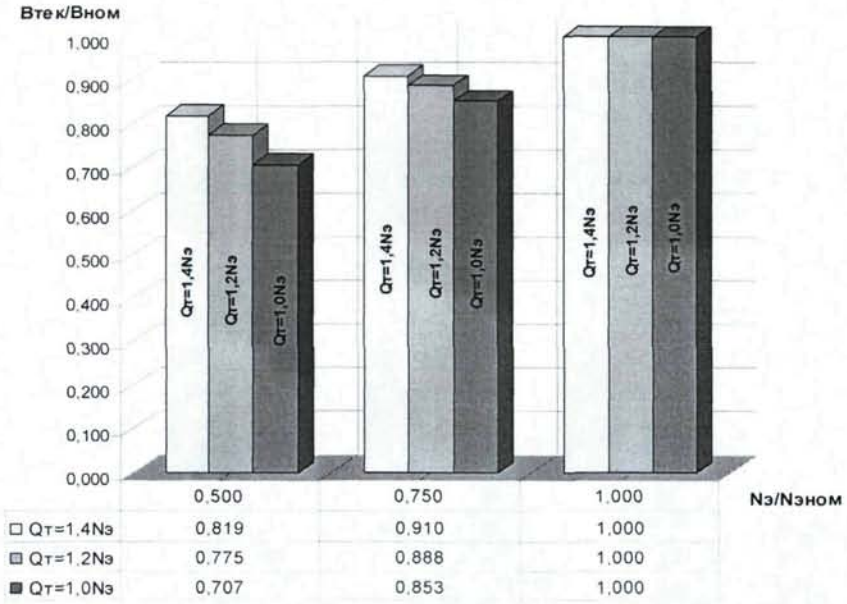


Рисунок 2.9 – Зависимость относительного расхода топлива при изменении электрической нагрузки (режим $Q_T = Q_T^{ном}$).

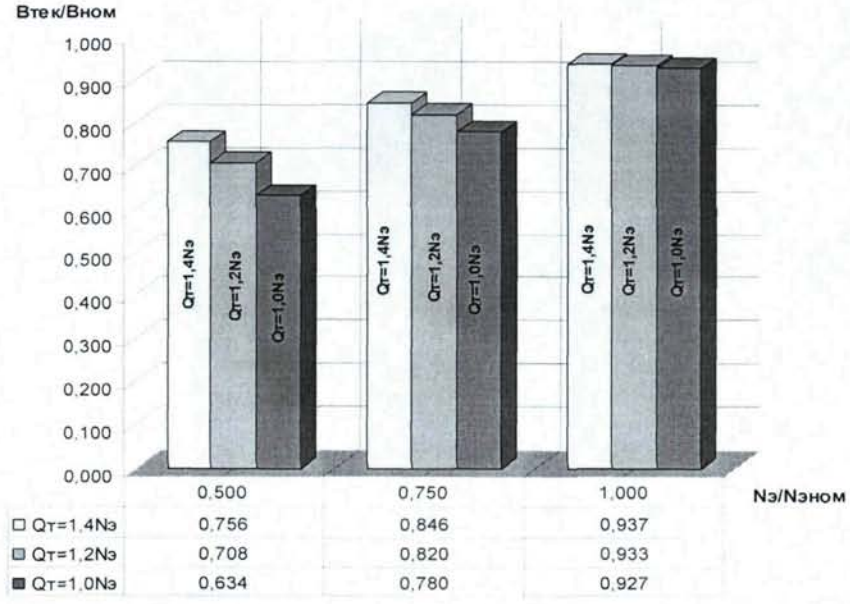


Рисунок 2.10 – Зависимость относительного расхода топлива при изменении электрической нагрузки (режим $Q_T = 0{,}75 \cdot Q_T^{ном}$).

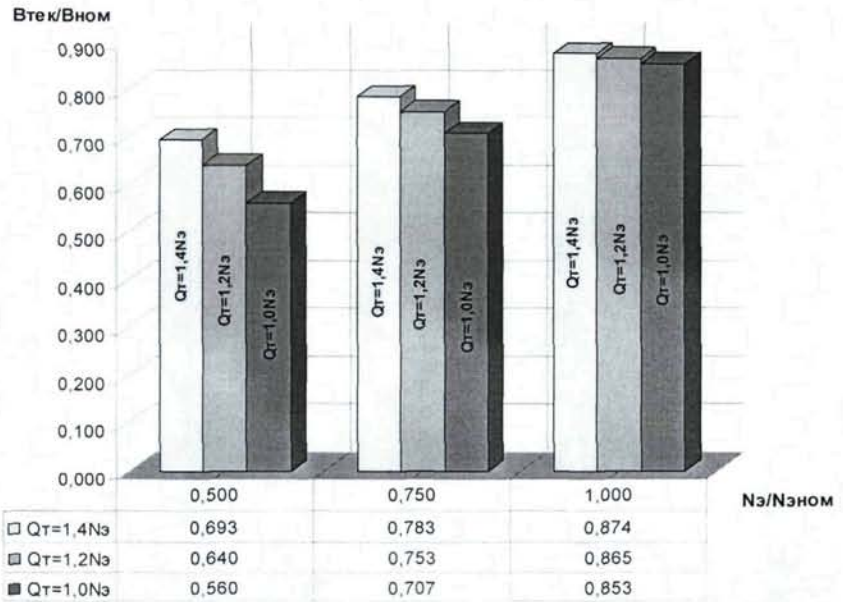


Рисунок 2.11 – Зависимость относительного расхода топлива при изменении электрической нагрузки (режим $Q_T = 0{,}5 \cdot Q_T^{ном}$).

Используя гистограммы изменения B^{00} при изменении Q_T^0 и $N_Э^0$ для различных вариантов расчета, можно определить характеристику прироста/снижения расхода топлива для любых режимов нагружения/ разгружения оборудования.

Так, для режима нагружения тепловых отборов при ($N_Э = 0{,}75 \cdot N_Э^{ном}$) оптимальным будет считаться загрузка теплофикационных отборов турбоустановок по варианту 1, где увеличение расхода топлива в диапазоне тепловых нагрузок $0{,}5Q_T \div Q_T$ будет составлять $\Delta B = 0{,}126 \cdot B^{ном}$.

Для турбоустановок по варианту 3 в диапазоне тепловых нагрузок $0{,}5Q_T \div Q_T$ разгрузка отборов производиться в первую очередь. При этом снижение расхода топлива будет больше и составит $\Delta B = -0{,}147 \cdot B^{ном}$.

Характер ΔB для условий изменения электрической нагрузки на примере $Q_T = 0{,}75 \cdot Q_T^{ном}$ показывает эффективным нагружение в первую очередь турбоустановки по варианту 1. В этом случае, в диапазоне $N_Э = (0{,}5 - 1{,}0) \cdot N_Э^{ном}$ $\Delta B = 0{,}181 \cdot B^{ном}$. В этом же диапазоне изменения электрических нагрузок, оптимальной будет считаться разгрузка турбоагрегата по варианту 3, для которого $\Delta B = -0{,}293 \cdot B^{ном}$.

Согласно вышеприведенным примерам можно констатировать относительную простоту применения разработанной методики для определения расхода топлива и расчета его изменения для заданного и планируемого режима выработки тепловой и электрической энергий соответственно.

В качестве вывода отметим, что в отличие от существующих методик оптимизации режимов работы электростанций, предлагаемый метод может хорошо моделироваться для турбоустановок конкретных ТЭЦ и не потребует постоянных трудоемких испытаний, вычислений и расчетов по конкретизации новых энергетических характеристик. При этом в случаях проведения модернизации проточной части турбины или изменения граничных условий эксплуатации основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ вопрос о корректировке энергетических характеристик турбоагрегатов упрощается. Решение задачи выбора оптимального режима работы теплофикационной турбины и эффективного управления режимами работы оборудования ТЭЦ определяется по зависимости (2.37) при наличии результатов испытания по трем контрольным точкам режимов работы (номинальный, базовый и конденсационный для базовых условий).

Результаты теоретических исследований и разработанная методика оценки энергетической эффективности совместного производства тепла и электричества на ТЭЦ, естественно, должны быть опробованы в условиях работы действующего состава оборудования. При этом должны быть

сформулированы рекомендации по выбору оптимального состава оборудования и распределения нагрузок между турбоагрегатами, а также прогнозированию приоритетных режимов работы ТЭЦ в условиях рынков электроэнергии и газа.

2.5. Выводы

1. Разработана методика оценки энергетической эффективности режимов работы оборудования ТЭЦ, базирующаяся на определении расхода топлива и расчета его изменения для заданного и планируемого режима выработки тепловой и электрической энергии.
2. Предложенная методика позволяет создать карту эффективности режима работы, основу которой будет составлять собственно режимная карта с дополнительной информацией об энергетической эффективности текущего либо планируемого режима работы. Новизна методики заключается в том, что во всей области регулирования нагрузок определение расхода топлива производится при наличии результатов испытания по трем контрольным режимам работы агрегатов: номинальном, базовом и конденсационном для базовых условий.
3. Разработаны алгоритмы расчета и выбора оптимальных режимов работы оборудования ТЭЦ в современных условиях выполнения диспетчерских графиков тепловых и электрических нагрузок.
4. Проведен анализ результатов теоретического исследования энергетической эффективности турбоустановок с различным уровнем теплофикации.

3. АПРОБАЦИЯ МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ТЭЦ

3.1. Состав и характеристика основного оборудования ТЭЦ

Состав турбинного и котельного оборудования (на примере Волжской ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго») приведен в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Состав основного оборудования Волжской ТЭЦ.

Турбины			Кол-во	котлы энергетичеекие			Кол-во	котлы водогрейные		
ст.№	тип	уст. мощ. МВт		ст.№	тип	ном. произв т/ч		тип	теплопроизв. I кал/ч	Кол-во шт.
1	ПТ-61-115/13 / ПТ-65-130/13	61	1	1	ТГМ-84 (140 ат)	420	1	ПТВМ	100	7
2	ПТ-61-115/13 / ПТ-65-130/13	61	1	2	ТГМ-84 (140 ат)	420	1	Итого по ТЭС	700	7
3	Р-44-115/21 / Р50-130/21	44	1	3	ТГМ-84 (140 ат)	420	1			
5	Т-48-115 / Т-50-130	48	1	4	ТГМ-84 (140 ат)	420	1			
6	Т-97-115 / Т-100-130	97	1	5	ТГМ-84 (140 ат)	420	1			
7	Т-97-1150 / 1-100-130	97	1	6	ТГМ-84 (140 ат)	420	1			
8	П1-133-115/15 / ПТ-135-130/15	133	1	7	ТГМ-84 (140 ат)	420	1			
Итого по ТЭС		541	7	8	ТГМ-84 (140 ат)	420	1			
				9	ТГМ-84 (140 ат)	420	1			
				10	БКЗ-420 (140 ат)	420	1			
				Итого по ТЭС		4200	10			

Характеристики паровых турбин и энергетических котлов, ПВК, основных и пиковых сетевых подогревателей, РОУ установленных на Волжской ТЭЦ, приведены в таблицах 1 – 5 Приложения.

3.2. Использование энергетических характеристик для расчета номинального и базового режимов работы теплофикационных турбоустановок

Исследуем возможность использования предложенной методики оперативным персоналом для повышения информативности в части оценки эффективности генерации электроэнергии и тепла на ТЭЦ.

3.2.1. Расчет показателей номинального и базового режимов работы турбоустановки

Согласно установленному режиму и утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию Волжской ТЭЦ [46, 47, 48] начальные параметра пара приняты следующими: давление $p_0 = 11{,}5 МПа$ и температура $t_0 = 525^o C$. Средняя температура конденсата отработавшего пара при температуре охлаждающей воде перед конденсатором турбины $t_{OB1} = 20^o C$ принята $t_к = 33^o C$.

Основные характеристики оборудования Волжской ТЭЦ в номинальном и базовом режимах приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Характеристики оборудования Волжской ТЭЦ (номинальный и базовый режимы)

№ п/п	Наименование	Обозначение	Тип турбоустановки			
			ПТ-65-130	ПТ-135-130	Т-50-130	Т-100-130
1. Номинальный режим						
1.1	Номинальная электрическая мощность, МВт	$N_Э^{ном}$	65,000	135,000	50,000	100,000
1.2	Номинальная мощность производственного отбора, МВт	$Q_П^{ном}$	93,040	174,450	-	-
1.3	Номинальная теплофикационная мощность, МВт	$Q_I^{ном}$	69,780	139,560	93,040	186,080
1.4	Суммарная тепловая мощность потребителей, МВт	$Q_{III}^{ном}$	162,820	314,010	93,040	186,080
1.5	Удельный расход тепла на турбоустановку, кВт/кВтч	$q_{ту}^{ном}$	1,308	1,512	1,279	1,198
1.6	Теплота сгорания топлива, МДж/нм3	$Q_н^Р$	35,100			

Таблица 3.2. (Продолжение)

№ п/п	Наименование	Обозначение	Тип турбоустановки			
			ПТ-65-130	ПТ-135-130	Т-50-130	Т-100-130
1.7	Расход топлива, нм3/с	B	7,832	16,372	4,961	9,665
1.8	КИТТ	$\eta_{III}^{ном}$	0,829	0,781	0,821	0,843
2. Базовый режим						
2.1	Электрическая мощность, базовая, МВт	$N_Э^б$	49,000	87,000	40,000	89,000
2.2	Мощность производственного отбора, базовая, МВт	$Q_П^о$	58,150	87,225	-	-
2.3	Теплофикационная мощность, базовая, МВт	$Q_Т^о$	34,890	46,520	58,150	93,040
2.4	Суммарная тепловая мощность потребителей, базовая, МВт	$Q_{ТП}^б$	93,040	133,745	58,150	93,040
2.5	Удельный расход тепла на турбоустановку, кВт/кВтч	$q_{ту}^б$	1,597	2,210	1,721	1,838
2.6	Электрическая мощность, конденсационная, МВт	$N_Э^к$	60,000	120,000	50,000	100,000
2.7	Мощность теплового источника, МВт	$Q_{ТИ}^б$	173,882	361,567	140,860	284,584
2.8	Расход топлива для базового режима, нм3/с	$B^б$	4,954	10,301	4,013	8,108
2.9	Расход топлива для конденсационного режима при $N_Э^б$, нм3/с	$B^к$	3,418	7,828	3,308	7,350
2.10	Поправочный коэффициент производственного отбора	K_1	0,594	0,594	-	-
2.11	Поправочный коэффициент теплофикационного отбора, верхний	K_2	0,291	0,291	0,291	0,291
2.12	Поправочный коэффициент теплофикационного отбора, нижний	K_3	-	0,216	0,216	0,216

Используя исходные и расчетные данные, приведенные в таблице 3.2, а также зависимости удельных затрат тепла на выработку электроэнергии в утвержденных нормативных характеристиках турбинного оборудования Волжской ТЭЦ, производим расчет фактического расхода топлива B по формуле:

$$B = \frac{Q_O^{ТУ}}{\eta_{ТР} \cdot \eta_{ПГ} \cdot Q_H^P}, \qquad (3.1)$$

где $Q_0^{ТУ} = q_{ТУ} \cdot N_Э + Q_{ТП}$ - полный расход тепла на турбоустановку, МВт;

$\eta_{ТР}$ - КПД трубопроводов, принимаем равным 0,98;

$\eta_{ПГ}$ - КПД парового котла.

Расход топлива при различных режимах генерации электроэнергии и отпуска тепла из регулируемых отборов турбины B^{00} согласно предложенной методике определяем по зависимости (2.37).

3.2.2. Результаты расчета расхода топлива согласно методике

Для проведения расчетов расхода топлива диапазон изменения тепловых нагрузок определен для двухступенчатого режима теплофикации со следующими параметрами пара: для производственного отбора - 1,3 МПа; для теплофикационного отбора - 0,1 МПа.

Для апробации методики используем данные энергетических характеристик турбоустановок ПТ-65-130, Т-50-130, Т-100-130 и ПТ-135-130 в соответствии с [46].

Результаты расчета B и B^{00} приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Результаты расчета B и B^{00} для вариантов режимов работы турбоустановок

№ п/п	Тип турбоустановки	Вариант	Исходный режим			Расход топлива		$\frac{B^{00}-B}{B}$
						Фактический	Расчетный	
			$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B	B^{00}	
			МВт	МВт	МВт	нм3/с	нм3/с	
1	ПТ-65-130	1.1	35	23,26	23,26	3,888	4,042	0,040
		1.2	45	46,52	34,89	5,185	5,223	0,007
		1.3	55	46,52	46,52	5,992	6,142	0,025
		1.4	65	69,78	34,89	6,998	6,978	-0,003
2	ПТ-135-130	2.1	75	58,15	93,04	9,380	10,389	0,108
		2.2	90	116,30	69,78	11,354	11,225	-0,011
		2.3	105	0	69,78	9,730	10,918	0,122
		2.4	120	116,30	93,04	13,451	13,802	0,026
3	Т-50-130	3.1	40	-	69,78	4,087	4,132	0,011
		3.2	40	-	58,15	4,013	4,013	0,000
		3.3	50	-	81,41	4,906	4,843	-0,013
		3.4	50	-	69,78	4,814	4,724	-0,019
4	Т-100-130	4.1	40	-	23,26	4,087	4,055	-0,008
		4.2	70	-	46,52	6,358	6,373	0,002
		4.3	85	-	93,04	7,844	7,825	-0,002
		4.4	100	-	69,78	8,600	8,692	0,011

В качестве вариантов расчета выбраны режимы, находящиеся в регулировочном диапазоне нагрузок агрегатов.

3.2.3. Анализ результатов расчета расхода топлива согласно методике

Как видно из таблицы 3.3, величина относительного отклонения $(B^{00} - B)/B$ для турбин типа Т находится в пределах до 2%, но для турбин типа ПТ в некоторых режимах имеет б*о*льшие значения отклонения.

Результаты расчета расхода топлива по зависимости (2.37) для любых вариантов режимов работы оборудования должны быть проверены несколькими экспериментами. Согласно данным, приведенным в таблице 3.3, произведем оценку погрешности расчетов и их соответствия существующей методике определения энергетических характеристик оборудования.

Часто оценка расчетов производится по средним показателям параметров, которые заранее не известны достоверно (например, расход топлива) и могут меняться случайным образом. При этом крайне нежелательна ситуация с резкими изменениями этих показателей, ведь это означает угрозу качеству планирования производства тепловой и электрической энергий. Чем меньше отклонение показателей от среднего ожидаемого значения, тем больше достоверность оптимально планируемого режима.

Именно поэтому наибольшее распространение при оценке погрешностей расчета получил статистический метод, основанный на методах математической статистики.

Расчет среднего ожидаемого значения осуществляется по формуле средней арифметической взвешенной:

$$\bar{x} = \frac{\sum x_i \cdot n_i}{\sum n_i}, \qquad (3.2)$$

где $\bar{x}$ - ожидаемое значение;

x_i - ожидаемое значение для каждого случая;

n_i - число случаев наблюдения (частота).

Среднее ожидаемое значение представляет собой обобщенную количественную характеристику и поэтому не позволяет принять решение в пользу какого-либо варианта расчета.

Для принятия окончательного решения необходимо определить меру колеблемости возможного результата. Колеблемость представляет собой степень отклонения ожидаемого значения от среднего. Для ее оценки на практике обычно применяют два связанных критерия - дисперсию и среднее квадратичное отклонение.

Дисперсия есть средневзвешенное значение квадратов отклонений действительных результатов от средних ожидаемых:

$$\sigma^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i} \qquad (3.3)$$

Среднее квадратичное отклонение определяется по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}} \qquad (3.4)$$

Среднее квадратичное отклонение является именованной величиной и указывается в тех же единицах, в каких измеряется варьирующий признак. Дисперсия и среднее квадратичное отклонение являются мерами абсолютной колеблемости.

Расчет дисперсии и среднеквадратичной погрешности величины отклонения расхода топлива $x = (B^{00} - B)/B$ для каждой из турбоустановок приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Оценка погрешности расчета отклонений

№ п/п	Тип турбоустановки	Вариант	x	$\bar{x}$	$\sigma^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}$	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}}$
1	ПТ-65-130	1	0,040	0,0118	0,00022	0,0148
		2	0,007			
		3	0,025			
		4	-0,003			
2	ПТ-135-130	1	0,108	0,0556	0,00284	0,0533
		2	-0,011			
		3	0,122			
		4	0,026			
3	Т-50-130	1	0,011	-0,0102	0,00010	0,0098
		2	0,000			
		3	-0,013			
		4	-0,019			
4	Т-100-130	1	-0,008	0,0032	0,00004	0,0067
		2	0,002			
		3	-0,002			
		4	0,011			

На основании результатов оценки погрешностей расчета делаем вывод, что для турбоустановок типа ПТ среднеарифметическое взвешенное значение величины $(B^{00} - B)/B$ составляет от 1,18 % до 5,56 % при среднеквадратичном отклонении 0,0148 – 0,0533; для турбоустановок типа Т средневзвешенное значение $(B^{00} - B)/B$ не превышают 1%, а среднеквадратичное отклонение составляет 0,0098. Для всего ряда выборки экспериментальных данных (16 событий) величина средневзвешенного значения погрешности расчета составит 1,11% при среднеквадратичном отклонении 0,035.

Достижение наименьшего отклонения расчетных значений от экспериментальных возможно достичь при использовании поправочного коэффициента γ для различных вариантов турбоустановок. Для рассмотренного примера произведем расчет поправочных коэффициентов совместно решая уравнения (2.32), (2.33) и (2.34). В результате расчетов получаем следующие значения γ:

для ПТ-65-130: $\gamma = 0{,}745$;

для ПТ-135-130: $\gamma = 0{,}750$;

для Т-50-130: $\gamma = 0{,}863$;

для Т-100-130: $\gamma = 0{,}856$.

Сравнивая значения γ для различных вариантов турбоустановок, можно судить о совершенстве проточной части однотипных турбоагрегатов и характере изменения погрешности расчета расхода топлива по областям суммарной величины тепловой и электрической нагрузок.

Для неблочной ТЭЦ, состоящей из нескольких типов турбоустановок, в большинстве случаев анализ топливных затрат производят на основании показаний коммерческого узла учета потребления природного газа на ТЭЦ. В связи с этим актуальным является определение суммарного расхода топлива согласно настоящей методике при условии работы нескольких разнотипных турбоагрегатов. Для подтверждения работоспособности методики определения расхода топлива в условиях функционирования действующего состава оборудования ТЭЦ проведен расчет на основе фактических (экспериментальных) статистических данных по режимам работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ и сравнение расчетных значений расхода топлива с прямыми замерами.

3.3. Апробация методики определения энергетической эффективности режимов работы оборудования ТЭЦ в условиях выполнения графиков энергопотребления

В целях апробации методики определения энергетической эффективности работы ТЭЦ и решения задач оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок между агрегатами ТЭЦ проведен эксперимент с фиксацией фактических режимов действующего состава оборудования на Волжской ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго».

3.3.1. Данные по составу основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ и режимам отпуска электроэнергии и тепла

Согласно режиму работы ТЭЦ за период с 13 января по 17 января 2010 года состав действующего основного оборудования Волжской ТЭЦ сформирован из трех турбогенераторов и четырех парогенераторов. Принципиальная тепловая схема (далее - ПТС) Волжской ТЭЦ с выделенным (в цвете) составом работающего оборудования показана на рисунке 3.1. Наименование и характеристики основного и вспомогательного оборудования Волжской ТЭЦ, участвовавшие в эксперименте, представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Наименование и характеристики основного оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Наличие включенного вспомогательного оборудования и отборов	Тепловые потребители
1. Паротурбинное оборудование				
1.1	ТГ ст. №2	ПТ-65-130	Группа ПВД, производственный отбор, отопительный отбор	Производственный паропровод 1,4 МПа, паропровод собственных нужд 0,12 МПа (Д №13; ПСВ, ПВВ), сетевые подогреватели
1.2	ТГ ст. №6	Т-100-130	Группа ПВД, верхний и нижний отопительные отборы	сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2
1.3	ТГ ст. №8	ПТ-135-130	Группа ПВД, производственный отбор, верхний и нижний отопительные отборы	Производственный паропровод 1,4 МПа, сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2
2. Котельное оборудование				
2.1	К ст. №1	ТГМ-84		Главный паропровод
2.2	К ст. №5	ТГМ-84		Главный паропровод
2.3	К ст. №7	ТГМ-84		Главный паропровод
2.4	К ст. №10	БКЗ-420-140ГМН		Главный паропровод, РОУ-13
3. Вспомогательное оборудование				
3.1	РОУ ст. №13	РОУ-140/21		Производственный паропроводов 2,1 МПа

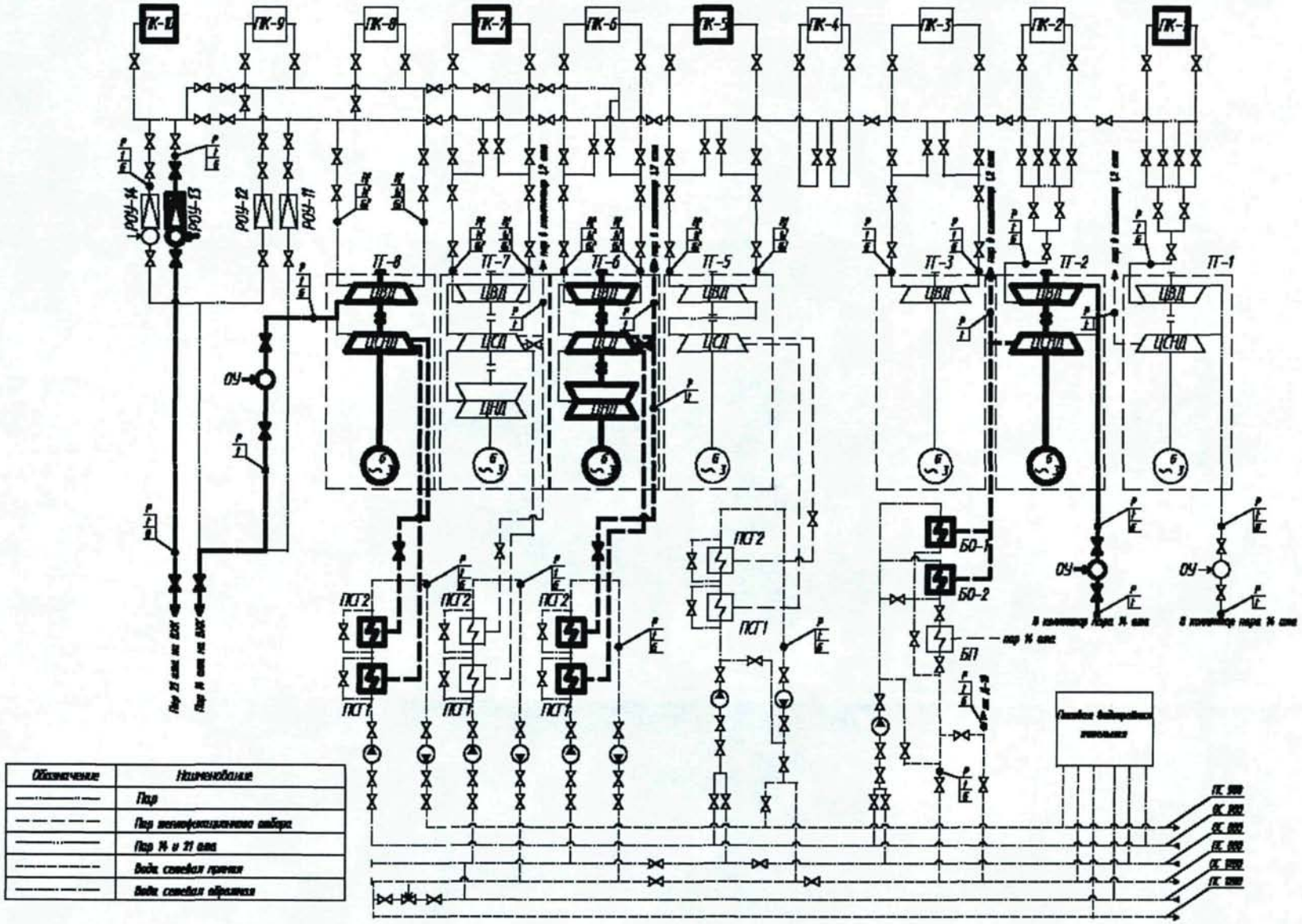


Рисунок 3.1. - Принципиальная тепловая (расчетная) схема Волжской ТЭЦ (режим - январь).

Для представительности выборки режимов работы ТЭЦ в расчет эксперимента включены данные по условиям генерации тепловой и электрической энергий в период с 16 февраля по 19 февраля 2010 года с измененным действующим составом основного оборудования Волжской ТЭЦ. ПТС с работающим оборудованием показана на рисунке 3.2. Наименование и характеристики основного и вспомогательного оборудования, участвующего в производстве тепловой и электрической энергий в данный период, представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6. Наименование и характеристики основного оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Наличие включенного вспомогательного оборудования и отборов	Тепловые потребители
1. Паротурбинное оборудование				
1.1	ТГ ст. №2	ПТ-65-130	Группа ПВД, производственный отбор, отопительный отбор	Производственный паропровод 1,4 МПа, сетевые подогреватели
1.2	ТГ ст. №6	Т-100-130	Группа ПВД, верхний и нижний отопительные отборы	сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2
1.3	ТГ ст. №7	Т-100-130	Группа ПВД, верхний и нижний отопительные отборы	Сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2, паропровод собственных нужд 0,12 МПа (Д №13; ПСВ, ПВВ)
2. Котельное оборудование				
2.1	К ст. №1	ТГМ-84		Главный паропровод
2.2	К ст. №3	ТГМ-84		Главный паропровод
2.3	К ст. №6	ТГМ-84		Главный паропровод
2.4	К ст. №10	БКЗ-420-140ГМН		Главный паропровод, РОУ-13
3. Вспомогательное оборудование				
3.1	РОУ ст. №13	РОУ-140/21		Производственный паропроводов 2,1 МПа

В таблицах 3.5 и 3.6: Д№13 – деаэратор добавочной химически обессоленной воды атмосферного типа; ПВВ – подогреватель водопроводной воды; ПСВ – подогреватель сырой воды.

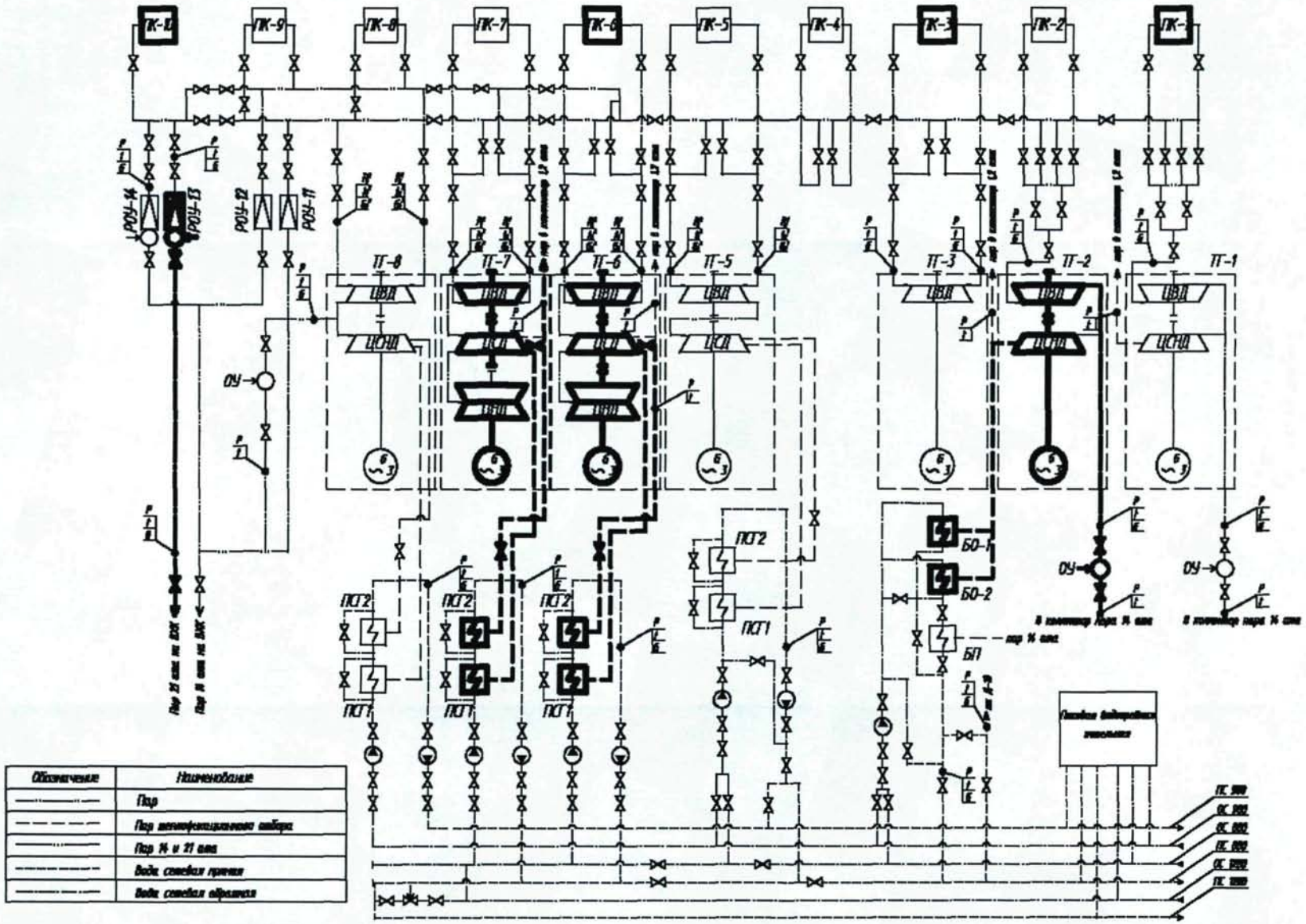


Рисунок 3.2. - Принципиальная тепловая (расчетная) схема Волжской ТЭЦ (режим - февраль).

3.3.2. Формирование исходных данных для расчета показателей экономичности работы оборудования ТЭЦ

Для определения показателей экономичности работы оборудования ТЭЦ использовались следующие материалы и данные:

По выработке электроэнергии – архив системы телемеханики АИИСКУЭ с получасовыми мгновенными данными отпуска электроэнергии с шин работающих турбогенераторов, таблица заданий графиков генерации.

По отпуску производственного пара из отборов ТГ и РОУ – суточные ведомости работы котлов и турбоагрегатов, архив системы коммерческого учета по отпуску тепловой энергии SCADA.

По отпуску тепла на нужды теплофикации из отборов ТГ - суточные ведомости работы турбоагрегатов, архив системы коммерческого учета по отпуску тепловой энергии SCADA.

По работе общестанционного оборудования (невозврат и возврат конденсата, подготовка химически обессоленной воды (ХОВ) и химически умягченной воды (ХУВ)) - суточные ведомости работы турбоагрегатов, технические рапорты Волжской ТЭЦ по виду экономической деятельности «Комбинированное производство электро- и теплоэнергии»

По фактическим затратам топлива - сведения о часовом потреблении газа согласно показаниям коммерческого узла учета.

В качестве вариантов расчетов были выбраны условия режимов работы оборудования ТЭЦ, соответствующие квазистационарным режимам. Эти условия определены для постоянных значений отпуска электроэнергии турбоагрегатами и количественно-качественных параметров отпуска тепла на производственные и отопительные нужды во временном промежутке, превышающем характерное время тепловой инерционности контура.

Производственные параметры взяты (по величинам и размерностям) из производственной документации. Расчет качественных параметров и

показателей отпуска тепловой энергии из отборов турбин и котлов (РОУ) произведен в системе СИ.

Расчетные формулы для определения показателей режима работы паротурбинного и вспомогательного оборудования представляются в виде:

а) Тепловая мощность промышленного отбора, МВт:

$$Q_П = D_П \cdot h_П / 3600 \ , \qquad (3.5)$$

где $D_П$ - расход производственного пара, т/ч;

$h_П$ - энтальпия производственного пара, кДж/кг.

б) Тепловая мощность теплофикационного отбора, МВт:

$$Q_T = G_{CB} \cdot C_P \cdot (t_{пс} - t_{ос}) / 3600 \ , \qquad (3.6)$$

где G_{CB} - расход сетевой воды через сетевой подогреватель, т/ч;

$t_{пс}$ - температура сетевой воды в подающей сети, °С;

$t_{ос}$ - температура сетевой воды в обратной сети, °С;

C_P – теплоемкость воды, кДж/кг·°С.

в) Тепловая мощность отпускаемого тепла в паропровод собственных нужд 0,12 МПа, МВт

$$Q_{кот1,2} = G_{HB} \cdot C_P \cdot \overline{\Delta t_Д} + G_{BB} \cdot C_P \cdot \overline{\Delta t_{ПВВ}} + G_{CB} \cdot C_P \cdot \overline{\Delta t_{CB}} \ , \qquad (3.7)$$

где G_{HB} - невозврат конденсата, т/ч;

G_{BB} - расход водопроводной воды через ПВВ, т/ч;

G_{CB} - расход сырой воды через ПСВ, т/ч;

$\overline{\Delta t_Д}$ - нагрев ХОВ в деаэраторе добавочной воды 1,2 ата, °С;

$\overline{\Delta t_{ПВВ}}$ - нагрев водопроводной воды в ПВВ, °С;

$\overline{\Delta t_{ПСВ}}$ - нагрев сырой воды в ПСВ, °С;

г) Тепловая мощность по пару перед РОУ-140/21, МВт:

$$Q_O^{РОУ} = D_O^{РОУ} \cdot (h_O^{РОУ} - h_B^{РОУ}) / 3600 \ , \qquad (3.8)$$

где $D_O^{РОУ}$ - расход пара перед РОУ (после котла), т/ч;

h_O^{POY} - энтальпия пара перед РОУ (после котла), кДж/кг;

h_B^{POY} - энтальпия питательной вод перед котлом, кДж/кг.

д) Поправочные коэффициенты на изменение параметров пара в проточной части турбины от входа до точки отбора К1 (промышленный отбор), К2 (верхний отопительный отбор), К3 (нижний отопительный отбор) определяются по формуле:

$$K_J = \frac{1 - T_K / \gamma \cdot T_{отбj}}{1 - T_K / T_0}, \qquad (3.9)$$

Исходные данные и расчетные параметры по режимам эксплуатации, соответствующие вариантам эксперимента и характеру загрузки оборудования согласно таблицам 3.5 и 3.6, сведены в таблицы 6 – 9 и 10 – 13 Приложения.

3.3.3. Определение расхода топлива согласно методике для вариантов эксперимента

На основании рассчитанных параметров и показателей вариантов режимов генерации тепла и электроэнергии производим расчет расхода топлива в соответствии с предлагаемой методикой определения энергетической эффективности и оптимизации режимов работы ТЭЦ.

Для эксперимента по апробации методики эффективного и оптимального управления работой оборудования ТЭЦ были выбраны 20 режимов работы оборудования Волжской ТЭЦ в периоды с 13 января по 17 января 2010 года и с 16 февраля по 19 февраля 2010 года.

Результаты расчета расхода топлива при работе оборудования ТЭЦ для различных вариантов исследуемых режимов приведены в таблицах 3.7 и 3.8. Данные о фактических расходах топлива за исследуемые периоды времени взяты из показаний прибора учета по расходу потребления газа на ТЭЦ. Достоверность показаний коммерческого прибора учета потребления газа на ТЭЦ подтверждается его высоким классом точности – 0,002.

Таблица 3.7. Результаты расчета показателей работы оборудования ТЭЦ для различных вариантов режимов (эксперимент - январь)

№ п/п	Дата	Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива			Отклонение
							Расчетный		Фактический (по узлу учета)	
				$N_э^0$	$Q_п^0$	$Q_т^0$	секундный	часовой	часовой	
				МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12
1	13.01.2010	4-00	ПТ-65-130	28,300	53,200	47,774	4,466	16,077		
			ПТ-135-130	84,800	133,022	104,641	12,105	43,578		
			Т-100-130	103,800		172,118	9,836	35,410		
			РОУ-13		32,598		1,064	3,829		
			Сумма	***216,900***	***218,820***	***324,533***	***27,471***	***98,894***	***97,440***	***0,015***
2	13.01.2010	6-00	ПТ-65-130	27,800	54,979	48,704	4,499	16,195		
			ПТ-135-130	85,800	133,022	106,616	12,308	44,308		
			Т-100-130	103,400	-	172,118	9,810	35,316		
			РОУ-13		30,650		1,000	3,600		
			Сумма	***217,000***	***218,651***	***327,437***	***27,616***	***99,419***	***98,690***	***0,007***
3	13.01.2010	14-00	ПТ-65-130	35,200	35,443	56,253	4,905	17,657		
			ПТ-135-130	118,400	111,375	112,887	14,069	50,647		
			Т-100-130	105,500	-	169,737	10,013	36,048		
			РОУ-13		29,671		0,968	3,485		
			Сумма	***259,100***	***176,489***	***338,877***	***29,955***	***107,836***	***106,830***	***0,009***
4	14.01.2010	4-00	ПТ-65-130	26,900	42,361	59,416	4,513	16,245		
			ПТ-135-130	85,500	116,394	103,480	11,801	42,484		

Таблица 3.7. (Продолжение)

№ п/п	Дата	Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива			Отклонение
							Расчетный		Фактический (по узлу учета)	
				$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	секундный	часовой	часовой	
				МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12
			Т-100-130	103,200		144,941	9,628	34,661		
			РОУ-13		33,102		1,080	3,888		
			Сумма	*215,600*	*191,858*	*307,838*	*27,022*	*97,278*	*96,890*	*0,004*
5	14.01.2010	16-00	ПТ-65-130	30,600	16,944	54,655	4,230	15,227		
			ПТ-135-130	80,200	128,865	81,530	10,938	39,375		
			Т-100-130	107,000	-	120,784	10,065	36,234		
			РОУ-13		34,204		1,116	4,018		
			Сумма	*217,800*	*180,014*	*256,969*	*26,348*	*94,853*	*94,250*	*0,006*
6	15.01.2010	4-00	ПТ-65-130	30,000	32,068	32,068	4,281	15,413		
			ПТ-135-130	88,400	128,521	124,559	12,729	45,823		
			Т-100-130	99,100		181,177	9,560	34,417		
			РОУ-13		34,782		1,135	4,086		
			Сумма	*217,500*	*195,371*	*337,803*	*27,705*	*99,738*	*98,480*	*0,013*
7	15.01.2010	16-00	ПТ-65-135	34,800	29,536	29,536	4,386	15,788		
			ПТ-135-135	113,400	140,722	119,159	14,143	50,915		
			Т-100-135	97,000	-	176,647	9,388	33,798		
			РОУ-13		34,105		1,113	4,006		
			Сумма	*245,200*	*204,364*	*325,342*	*29,030*	*104,507*	*105,310*	*-0,008*
8	16.01.2010	12-00	ПТ-65-130	32,600	8,439	67,588	4,624	16,645		
			ПТ-135-130	93,200	140,297	141,109	13,867	49,921		
			Т-100-130	92,700		163,059	9,032	32,515		

Таблица 3.7. (Окончание)

№ п/п	Дата	Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива			Отклонение
							Расчетный		Фактический (по узлу учета)	
				$N_э^0$	$Q_п^0$	$Q_т^0$	секундный	часовой	часовой	
				МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12
			РОУ-13		36,849		1,202	4,329		
			Сумма	***218,500***	***185,585***	***371,756***	***28,725***	***103,410***	***103,850***	***-0,004***
9	17.01.2010	4-00	ПТ-65-130	39,200	33,256	72,895	5,507	19,827		
			ПТ-135-130	103,700	140,297	147,380	14,610	52,594		
			Т-100-130	95,000		192,326	9,369	33,729		
			РОУ-13		36,539		1,192	4,292		
			Сумма	***237,900***	***210,092***	***412,601***	***30,678***	***110,442***	***111,100***	***-0,006***
10	17.01.2010	20-00	ПТ-65-135	41,800	33,289	69,179	5,547	19,969		
			ПТ-135-135	116,500	164,667	153,303	17,526	63,092		
			Т-100-135	92,700		192,326	9,176	33,034		
			РОУ-13		0,000		0,000	0,000		
			Сумма	***251,000***	***197,956***	***414,808***	***32,249***	***116,095***	***114,810***	***0,011***

Таблица 3.8. Результаты расчета показателей работы оборудования ТЭЦ для различных вариантов режимов (эксперимент - февраль)

№ п/п	Дата	Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива			Отклонение
							Расчетный		Фактический (по узлу учета)	
				$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	секундный	часовой	часовой	
				МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12
1	16.02.2010	4-00	ПТ-65-130	50,000	95,354	42,275	5,778	20,802		
			Т-100-130 -6	93,000		120,726	8,312	29,923		
			Т-100-130-7	75,000		142,874	7,762	27,943		
			РОУ-13		0,000		0,000	0,000		
			Сумма	*218,000*	*95,354*	*305,875*	*21,852*	*78,669*	*80,430*	*-0,022*
2	16.02.2010	12-00	ПТ-65-130	59,000	101,065	36,235	6,512	23,442		
			Т-100-130 -6	108,000		136,812	10,107	36,383		
			Т-100-130-7	89,000		144,732	8,567	30,842		
			РОУ-13		36,222		1,219	4,389		
			Сумма	*256,000*	*137,287*	*317,779*	*26,404*	*95,056*	*95,610*	*-0,006*
3	16.02.2010	22-00	ПТ-65-130	38,000	97,175	36,235	4,360	15,696		
			Т-100-130 -6	108,000		146,103	9,190	33,083		
			Т-100-130-7	92,000		150,191	8,814	31,730		
			РОУ-13		39,240		1,321	4,755		
			Сумма	*238,000*	*136,415*	*332,529*	*23,684*	*85,264*	*86,090*	*-0,010*
4	17.02.2010	20-00	ПТ-65-130	54,000	92,773	28,744	6,020	21,672		
			Т-100-130 -6	106,000		130,656	9,910	35,675		
			Т-100-130-7	96,000		144,035	9,009	32,433		

Таблица 3.8. (Продолжение)

№ п/п	Дата	Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива			Отклонение
							Расчетный		Фактический (по узлу учета)	
				$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	секундный	часовой	часовой	
				МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12
			РОУ-13		45,402		1,528	5,502		
			Сумма	***256,000***	***138,176***	***303,436***	***26,467***	***95,281***	***95,700***	***-0,004***
5	17.02.2010	24-00	ПТ-65-130	38,000	87,296	21,776	4,018	14,465		
			Т-100-130 -6	99,000		130,656	9,094	32,740		
			Т-100-130-7	83,000		152,862	8,262	29,742		
			РОУ-13		45,402		1,528	5,502		
			Сумма	***220,000***	***132,698***	***305,294***	***22,902***	***82,449***	***82,950***	***-0,006***
6	18.02.2010	08-00	ПТ-65-130	54,000	101,057	27,873	5,878	21,162		
			Т-100-130 -6	107,000		135,011	10,039	36,142		
			Т-100-130-7	97,000		150,539	9,168	33,006		
			РОУ-13		44,775		1,507	5,426		
			Сумма	***258,000***	***145,832***	***313,424***	***26,593***	***95,735***	***96,250***	***-0,005***
7	18.02.2010	16-00	ПТ-65-130	40,000	102,022	21,776	3,584	12,901		
			Т-100-130 -6	108,000		126,475	10,090	36,323		
			Т-100-130-7	74,000		141,132	7,534	27,121		
			РОУ-13		45,277		1,524	5,486		
			Сумма	***222,000***	***147,299***	***289,383***	***22,731***	***81,832***	***82,780***	***-0,011***
8	19.02.2010	04-00	ПТ-65-130	40,000	92,038	23,518	4,443	15,996		
			Т-100-130 -6	89,000		172,118	8,799	31,675		
			Т-100-130-7	83,000		184,684	9,009	32,433		
			РОУ-13		45,277		1,524	5,486		

Таблица 3.8. (Окончание)

№ п/п	Дата	Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива			Отклонение
							Расчетный		Фактический (по узлу учета)	
				$N_э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	секундный	часовой	часовой	
				МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч	
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12
			Сумма	***212,000***	***137,314***	***380,320***	***23,775***	***85,590***	***86,350***	***-0,009***
9	19.02.2010	08-00	ПТ-65-130	55,000	91,267	23,518	6,328	22,780		
			Т-100-130 -6	97,000		172,118	9,360	33,697		
			Т-100-130-7	95,000		190,026	9,309	33,512		
			РОУ-13		45,152		1,520	5,471		
			Сумма	***247,000***	***136,418***	***385,662***	***26,517***	***95,460***	***96,730***	***-0,013***
10	19.02.2010	16-00	ПТ-65-130	37,000	91,945	19,511	4,002	14,406		
			Т-100-130 -6	107,000		134,140	10,045	36,161		
			Т-100-130-7	67,000		166,450	7,372	26,538		
			РОУ-13		45,277		1,524	5,486		
			Сумма	***211,000***	***137,222***	***320,102***	***22,942***	***82,592***	***84,100***	***-0,018***

3.3.4. Анализ результатов обработки экспериментов и оценка точности расчета по предлагаемой методике

Как видно из таблиц 3.7 и 3.8, отклонение расчетных значений расхода топлива от замеренных по показаниям прибора учета потребления газа на ТЭЦ незначительны и находятся в пределах от 0,4 до 1,8%, а в 13 из 20 вариантов расчета – не более 1,0%. Отклонения около 1,8% можно связать с увеличением характерного времени тепловой инерционности контура по внешним условиям восполнения потерь цикла с невозвратом конденсата, а также времени стабилизации КПД парового котла для режимов ТЭЦ с систематическим регулированием графика нагрузок [11].

Расчет средневзвешенного значения, дисперсии и среднеквадратичного отклонения величины отклонения расхода топлива $x = (B^{00} - B)/B$ для выборки режимов работы ТЭЦ произведем согласно формулам математической статистики (3.2 – 3.4). Результаты расчета данных параметров приведены в таблицах 3.9 – 3.11.

Таблица 3.9. Оценка погрешности отклонений (эксперимент январь)

№ п/п	№ варианта	x	$\bar{x}$	$x_i - \bar{x}$	$\sigma^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}$	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}}$
1	1	0,0149	0,0028	0,0121	6,4423E-05	0,0080
2	2	0,0074		0,0046		
3	3	0,0094		0,0066		
4	4	0,0040		0,0012		
5	5	0,0064		0,0036		
6	6	0,0128		0,0100		
7	7	-0,0076		-0,0104		
8	8	-0,0042		-0,0070		
9	9	-0,0059		-0,0087		
10	10	0,0112		0,0084		

Таблица 3.10. Оценка погрешности отклонений (эксперимент февраль)

№ п/п	№ варианта	x	$\bar{x}$	$x_i - \bar{x}$	$\sigma^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}$	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}}$
1	1	-0,0219	-0,0107	-0,0112	5,2654E-05	0,0073
2	2	-0,0058		0,0049		
3	3	-0,0096		0,0011		
4	4	-0,0044		0,0063		
5	5	-0,0060		0,0047		
6	6	-0,0053		0,0054		
7	7	-0,0115		-0,0007		
8	8	-0,0088		0,0019		
9	9	-0,0131		-0,0024		
10	10	-0,0179		-0,0072		

Таблица 3.11. Оценка погрешности отклонений (эксперимент свод)

№ п/п	№ варианта	x	$\bar{x}$	$x_i - \bar{x}$	$\sigma^2 = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}$	$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2 \cdot n_i}{\sum n_i}}$
1	1	0,0149	-0,0070	0,0220	8,9518E-05	0,0095
2	2	0,0074		0,0144		
3	3	0,0094		0,0165		
4	4	0,0040		0,0111		
5	5	0,0064		0,0134		
6	6	0,0128		0,0198		
7	7	-0,0076		-0,0006		
8	8	-0,0042		0,0028		
9	9	-0,0059		0,0011		
10	10	0,0112		0,0182		
11	11	-0,0219		-0,0148		
12	12	-0,0058		0,0013		
13	13	-0,0096		-0,0026		
14	14	-0,0044		0,0027		
15	15	-0,0060		0,0010		
16	16	-0,0053		0,0017		
17	17	-0,0115		-0,0044		
18	18	-0,0088		-0,0018		
19	19	-0,0131		-0,0061		
20	20	-0,0179		-0,0109		

На основании результатов оценки погрешностей расчета делаем вывод, что для эксперимента в январе 2010 года с составом оборудования, отраженным в таблице 3.5, погрешность расчета расхода топлива от фактически потребленных значений составляет $(0{,}28 \pm 0{,}8)$ %; для режимов работы оборудования ТЭЦ в составе февраля 2010 года данная погрешность

равна $(-1{,}07 \pm 0{,}73)$ %. Для всего ряда выборки экспериментальных данных (20 опытов) величина средневзвешенного значения отклонения составляет 0,7% при среднеквадратичном отклонении 0,0095 (см. табл. 3.11).

На основании полученных результатов обработки эксперимента можно констатировать работоспособность предложенной методики и возможность дальнейшего ее использования для решения задач оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ, текущего и оперативного планирования режимов работы оборудования ТЭЦ.

3.4. Практические рекомендации по оперативному планированию и ведению оптимальных режимов энергопроизводства на ТЭЦ

С учетом положительных результатов вышеприведенных расчетов и экспериментов, можно говорить о целесообразности практического применения данной методики через создание матрицы расчетных значений B^{00} для режимов работы оборудования ТЭЦ.

Приведем пример формирования матрицы расчетных значений B^{00} в аналитической форме для различных вариантов режимов. Для этого преобразуем выражение (2.37) к виду [84]:

$$B^{00} = (\alpha + \beta \cdot N_{Э}^{00} + \chi \cdot Q_{T}^{00}) \cdot B^{ном} \qquad (3.10)$$

или

$$B^{00} = \overline{\alpha} + \overline{\beta} \cdot N_{Э}^{00} + \overline{\chi} \cdot Q_{T}^{00}, \qquad (3.11)$$

где $\overline{\alpha}, \overline{\beta}$ и $\overline{\chi}$ - константы, соответствующие типу конкретной установки и режиму отпуска тепловой энергии, записываются в следующей форме:

$$\overline{\alpha}=\left[B^{ном}-\frac{\widetilde{\eta}^{б}\cdot(B^{ном}-B^{б})}{R^{ном}-R^{б}-(1-\widetilde{\eta}^{б})\cdot(Q_{T}^{ном}-Q_{T}^{б})}\right]\cdot(\frac{N_{Э}^{ном}}{\widetilde{\eta}^{00}}+Q_{T}^{ном}) \quad (3.12)$$

$$\overline{\beta}=\left[\frac{\widetilde{\eta}^{б}\cdot(B^{ном}-B^{б})}{R^{ном}-R^{б}-(1-\widetilde{\eta}^{б})\cdot(Q_{T}^{ном}-Q_{T}^{б})}\right]\cdot\frac{1}{\widetilde{\eta}^{00}} \quad (3.13)$$

$$\overline{\chi}=\left[\frac{\widetilde{\eta}^{б}\cdot(B^{ном}-B^{б})}{R^{ном}-R^{б}-(1-\widetilde{\eta}^{б})\cdot(Q_{T}^{ном}-Q_{T}^{б})}\right] \quad (3.14)$$

Значения $\overline{\alpha}$ и $\overline{\beta}$ зависят от параметров и количества отпускаемого тепла из регулируемых отборов турбин ($\widetilde{\eta}^{00}$ – var).

Для вариантов расчета режимов работы турбоустановок по зависимости (3.11) составлены уравнения расхода топлива, которые приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12. Аналитическая зависимость B^{00} для исследованных вариантов режимов работы турбоустановок.

№ п/п	Тип турбоустановки	Вариант	Исходный режим			Расход топлива B^{00}	Значение $\widetilde{\eta}^{00}$
			$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$		
			МВт	МВт	МВт		
1	ПТ-65-130	1.1	35	23,26	23,26	$B^{00}=0.9303+0.0694\cdot N_Э^{00}+0,0147\cdot Q_T^{00}$	0,2116
		1.2	45	46,52	34,89	$B^{00}=0.8462+0.0707\cdot N_Э^{00}+0.0147\cdot Q_T^{00}$	0,2077
		1.3	55	46,52	46,52	$B^{00}=1,1150+0,0666\cdot N_Э^{00}+0.0147\cdot Q_T^{00}$	0,2206
		1.4	65	69,78	34,89	$B^{00}=0.2676+0,0796\cdot N_Э^{00}+0,0147\cdot Q_T^{00}$	0,1845
2	ПТ-135-130	2.1	75	58,15	93,04	$B^{00}=3,7017+0,0587\cdot N_Э^{00}+0.0151\cdot Q_T^{00}$	0,2577
		2.2	90	116,30	69,78	$B^{00}=1.9855+0.0714\cdot N_Э^{00}+0.0151\cdot Q_T^{00}$	0,2118
		2.3	105	0	69,78	$B^{00}=3.7017+0.0587\cdot N_Э^{00}+0.0151\cdot Q_T^{00}$	0,2577
		2.4	120	116,30	93,04	$B^{00}=2,7344+0,0658\cdot N_Э^{00}+0,0151\cdot Q_T^{00}$	0,2297
3	Т-50-130	3.1	40	-	69,78	$B^{00}=1,0501+0,0593\cdot N_Э^{00}+0,0102\cdot Q_T^{00}$	0,1720
		3.2	40	-	58,15		
		3.3	50	-	81,41		
		3.4	50	-	69,78		
4	Т-100-130	4.1	40	-	23,26	$B^{00}=1.0284+0.0708\cdot N_Э^{00}+0.0084\cdot Q_T^{00}$	0,1182
		4.2	70	-	46,52		
		4.3	85	-	93,04		
		4.4	100	-	69,78		

В аналитическом выражении по определению расхода топлива для турбоагрегатов ПТ (таблица 3.12) значения $\overline{\alpha}$ и $\overline{\beta}$ для различных режимов будут отличаться. Это связано с разной выработкой электроэнергии паром производственного и теплофикационного отборов.

На основании расчетных данных о потреблении топлива для текущего режима генерации тепловой и электрической энергий на ТЭЦ оперативному персоналу можно принимать эффективное решение о выборе последовательности загрузки (разгрузки) П- и Т- отборов турбин, а также перераспределении тепловой энергии в пределах регулировочного диапазона нагрузок, осуществлять переброс электрической нагрузки между турбоагрегатами для оптимизации режимов работы оборудования при выработке тепловой и электрической энергий.

В этом случае достаточно проанализировать значения $\overline{\beta}$ и $\overline{\chi}$ для работающего турбоагрегата, по которым определяется изменение расхода топлива ΔB^{00}, до и после нагрузки/разгрузки тепловой ΔQ_T^{00}, и (или) электрической $\Delta N_Э^{00}$ нагрузки основного оборудования:

$$\Delta B^{00} = \overline{\beta} \cdot \Delta N_Э^{00} + \overline{\chi} \cdot \Delta Q_T^{00} \qquad (3.15)$$

Например, при работе турбоустановок Т-50-100 и Т-100-130, режим нагружения электрической мощности эффективно производить в первую очередь для агрегата с наименьшим значением $\overline{\beta}$, то есть для Т-50-130, а разгрузку осуществлять для турбоустановки с наибольшей величиной $\overline{\beta}$ (Т-100-130). Увеличение отпуска тепла из отборов будет оптимальным для оборудования с меньшими значениями $\overline{\chi}$, а снижение – для оборудования с максимальным значением $\overline{\chi}$.

Влияние разных отборов на значение $\overline{\beta}$, а, следовательно, дифференцированное влияние изменения тепловой нагрузки регулируемых отборов пара можно представить в виде:

$$\overline{\beta} = \frac{\overline{\beta}_0}{1 + \frac{1}{\beta^*_{отб,П}} + \frac{1}{\beta^*_{отб,Т}}}, \qquad (3.16)$$

где $\overline{\beta_0} = \left[\frac{\tilde{\eta}^б \cdot (B^{ном} - B^б)}{R^{ном} - R^б - (1 - \tilde{\eta}^б) \cdot (Q_I^{ном} - Q_I^б)} \right] \cdot \frac{1}{Z_б}$;

$\frac{1}{\beta^*_{отб,П}} = \frac{T_К}{\gamma \cdot T_{отб,П}} \cdot \varepsilon_П$, для: $\varepsilon_П = 1$, то условие «1» и $\varepsilon_П = 0$, то условие «2»;

$\frac{1}{\beta^*_{отб,I}} = \sum_{j=1}^{2} \frac{T_К}{\gamma \cdot T_{отб,I}} \cdot \varepsilon_{Ij}$, для: $\sum_{j=1}^{2} \varepsilon_{Tj} = 1$, то условие «1» и $\sum_{j=1}^{2} \varepsilon_{Tj} = 0$, то условие «2».

«1» - если отбор (отборы) задействованы;

«2» - если отбор (отборы) не участвуют в изменении ΔQ_I.

Представленный выше метод управления режимами работы оборудования ТЭЦ позволяет изменить практический подход к использованию энергетических характеристик турбинного оборудования ТЭЦ, и создать, используя параметр B^{00}, по существу, упрощенную режимную карту турбоустановки с качественной информацией об эффективности планируемых режимов генерации тепла и электроэнергии на ТЭЦ [66]. Действия оператора при принятии решения очень просты:

- ✓ фиксация текущего значения расчетного параметра $B^{00}_{тек,ij}$ для всех турбоустановок (индекс $i = 1,2...$) с отборами (индекс $j = 1,2...$), которые могут быть задействованы в регулировании нагрузки;
- ✓ фиксация значений расчетного параметра $B^{00}_{нов,ij}$ при переходе турбины "i" в новый режим с изменениями расходов тепла в отборах "j" данной турбины и (или) электрической нагрузки;
- ✓ реализация перехода на новый режим по $|\Delta B^{00}| = |B^{00}_{тек,ij} - B^{00}_{нов,ij}|$, причем, если нагрузка увеличивается, то приоритетным вариантом является вариант перехода на новую нагрузку с $|\Delta B^{00}|^{min}$; если нагрузка уменьшается, то выбираемый вариант должен иметь $|\Delta B^{00}|^{max}$.

Планирование режимов работы ТЭЦ на оптовом рынке «на сутки вперед» осуществляется с учетом минимального и максимального диапазона несения электрической нагрузки ТЭЦ в целом без предоставления технико-экономических показателей работающих турбоагрегатов в отдельности. В таких условиях выбор состава действующего оборудования и оптимальное распределение нагрузок между агрегатами согласно предлагаемому методу является простым и удобным в использовании персоналом генерирующих компаний [84].

3.5. Выводы

1. Проведена апробация предложенной методики определения расхода топлива с использованием энергетических характеристик оборудования и фактических данных по режимам работы агрегатов ТЭЦ.
2. Верификация фактических (экспериментальных) статистических данных по режимам работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ показала хорошее совпадение с данными теоретических исследований.
3. Предложен способ построения матрицы расчетных значений расхода топлива для любого режима выработки электрической и тепловой энергии в регулировочном диапазоне нагрузок с помощью предложенной методики.
4. Сформулированы рекомендации по выбору оптимальных режимов эксплуатации теплофикационных турбин на ТЭЦ, в том числе при планировании режимов работы на рынке электроэнергии (мощности) «на сутки вперед».

4. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ

4.1. Решение задач оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ на основе предложенной методики определения энергетической эффективности работы генерирующих систем

4.1.1. Повышение эффективности комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ для вариантов эксперимента

Оптимизация режимов работы действующего состава оборудования ТЭЦ по предлагаемой методике заключается в выборе такого режима работы турбоагрегатов, при котором распределение тепловых и электрических нагрузок приводит к минимуму расхода топлива. Эффективное изменение режимов работы оборудования ТЭЦ предполагает оперативное планирование режимов увеличения или уменьшения тепловых и электрических нагрузок на каждом агрегате, при котором достигается наименьшее значение суммарного значения расхода потребляемого топлива на ТЭЦ.

В качестве примера, рассмотрим выбор оптимальных режимов работы паротурбинного оборудования Волжской ТЭЦ на основе исходных вариантов режимов по данным таблиц 3.5 и 3.6. С учетом технических возможностей и регулировочного диапазона несения нагрузок каждой турбоустановкой проведены расчетные исследования вариантов перераспределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами с целью поиска оптимального режима. В связи с жесткой привязкой сетевых подогревательных установок к трубопроводам тепловой сети определенного назначения (жилой сектор,

промышленность), оптимизация произведена при изменении только электрической нагрузки и теплоты производственного отбора. Результаты оптимизации режимов работы и расчет топливного эффекта приведены в таблице 4.1.

4.1.2. Обоснование решений задач оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ на основе предложенной методики

В таблице 4.1 величина изменения нагрузки (тепловой или электрической) для каждой турбины (графа 5) соответствует разнице значений в оптимальном и исходном режимах (закрашенные ячейки $N_э^0$ или $Q_п^0$). Изменение расчетного значения часового расхода топлива (эффект в топливе, графа 14) определяется разностью расхода топлива до и после оптимизации (графа 9 и 13).

По результатам оптимизации вариантов режимов работы оборудования ТЭЦ можно сказать о возможном достижении экономии топливных затрат при производстве тепла и электроэнергии. С количественной стороны, для представленных вариантов, экономия топлива различна и может достигать 3 215 нм3/ч. Некоторые режимы (варианты 9 и 18) остались без рассмотрения ввиду предельных значений параметров и нагрузок по техническим условиям работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ.

Для рассмотренных вариантов оптимизации с положительным топливным эффектом определим среднюю величину экономии топлива. Средневзвешенная функция абсолютного топливного эффекта, $\overline{\Delta B}$ (тыс.нм^3/ч.), представлена в виде:

$$\overline{\Delta B} = \frac{\sum B_i^{00} \cdot \Delta B_i}{\sum B_i^{00}}, \qquad (4.1)$$

Таблица 4.1. Результаты оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ

№ Варианта	Дата	Время	Тип турбоустановки	Величина изменения нагрузки	Исходный режим				Оптимизированный режим				Эффект в топливе
					$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	
				МВт	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч
1	2	3	4	5	6	7	7	9	10	11	12	13	14
1	13.01.2010	4-00	ПТ-65-130	-5,00	28,300	53,200	47,774	16,077	23,300	53,200	47,774	14,872	
			ПТ-135-130	5,00	84,800	133,022	104,641	43,578	89,800	133,022	104,641	44,694	
			Т-100-130		103,800		172,118	35,410	103,800		172,118	35,410	
			РОУ-13			32,598		3,829		32,598		3,829	
			Сумма		***216,900***	***218,820***	***324,533***	***98,894***	***216,900***	***218,820***	***324,533***	***98,805***	***0,090***
2	13.01.2010	6-00	ПТ-65-130	16,92	27,800	54,979	48,704	16,195	27,800	71,896	48,704	16,425	
			ПТ-135-130	-16,63	85,800	133,022	106,616	44,308	85,800	116,394	106,616	43,746	
			Т-100-130		103,400	-	172,118	35,316	103,400	-	172,118	35,316	
			РОУ-13			30,650		3,600		30,650		3,600	
			Сумма		***217,000***	***218,651***	***327,437***	***99,419***	***217,000***	***218,940***	***327,437***	***99,088***	***0,331***
3	13.01.2010	14-00	ПТ-65-130	-10,00	35,200	35,443	56,253	17,657	25,200	35,443	56,253	15,381	
			ПТ-135-130	10,00	118,400	111,375	112,887	50,647	128,400	111,375	112,887	52,699	
			Т-100-130		105,500	-	169,737	36,048	105,500	-	169,737	36,048	
			РОУ-13			29,671		3,485		29,671		3,485	
			Сумма		***259,100***	***176,489***	***338,877***	***107,836***	***259,100***	***176,489***	***338,877***	***107,614***	***0,223***
4	14.01.2010	4-00	ПТ-65-130	-25,42	26,900	42,361	59,416	16,245	26,900	16,944	59,416	15,104	
			ПТ-135-130	24,94	85,500	116,394	103,480	42,484	85,500	141,336	103,480	42,764	
			Т-100-130		103,200		144,941	34,661	103,200		144,941	34,661	
			РОУ-13			33,102		3,888		33,102		3,888	

Таблица 4.1. (Продолжение)

№ Варианта	Дата	Время	Тип турбоустановки	Величина изменения нагрузки	Исходный режим				Оптимизированный режим				Эффект в топливе
					$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	
				МВт	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч
1	2	3	4	5	6	7	7	9	10	11	12	13	14
			Сумма		*215,600*	*191,858*	*307,838*	*97,278*	*215,600*	*191,383*	*307,838*	*96,418*	*0,860*
5	14.01. 2010	16-00	ПТ-65-130		30,600	16,944	54,655	15,227	30,600	16,944	54,655	15,227	
			ПТ-135-130	10,00	80,200	128,865	81,530	39,375	90,200	128,865	81,530	41,916	
			Т-100-130	-10,00	107,000	-	120,784	36,234	97,000	-	120,784	31,368	
			РОУ-13			34,204		4,018		34,204		4,018	
			Сумма		*217,800*	*180,014*	*256,969*	*94,853*	*217,800*	*180,014*	*256,969*	*92,528*	*2,325*
6	15.01. 2010	4-00	ПТ-65-130	33,76	30,000	32,068	32,068	15,413	30,000	65,823	65,823	16,406	
			ПТ-135-130	-33,17	88,400	128,521	124,559	45,823	88,400	95,354	124,559	44,486	
			Т-100-130		99,100		181,177	34,417	99,100		181,177	34,417	
			РОУ-13			34,782		4,086		34,782		4,086	
			Сумма		*217,500*	*195,371*	*337,803*	*99,738*	*217,500*	*195,959*	*371,559*	*99,395*	*0,343*
7	15.01. 2010	16-00	ПТ-65-135	-16,88	34,800	29,536	29,536	15,788	34,800	12,658	12,658	15,078	
			ПТ-135-135	16,56	113,400	140,722	119,159	50,915	113,400	157,278	119,159	51,168	
			Т-100-135		97,000	-	176,647	33,798	97,000	-	176,647	33,798	
			РОУ-13			34,105		4,006		34,105		4,006	
			Сумма		*245,200*	*204,364*	*325,342*	*104,507*	*245,200*	*204,042*	*308,464*	*104,050*	*0,457*
8	16.01. 2010	12-00	ПТ-65-130		32,600	8,439	67,588	16,645	32,600	8,439	67,588	16,645	
			ПТ-135-130	10,00	93,200	140,297	141,109	49,921	103,200	140,297	141,109	51,654	
			Т-100-130	-10,00	92,700		163,059	32,515	82,700		163,059	30,342	
			РОУ-13			36,849		4,329		36,849		4,329	
			Сумма		*218,500*	*185,585*	*371,756*	*103,410*	*218,500*	*185,585*	*371,756*	*102,970*	*0,440*

Таблица 4.1. (Продолжение)

№ Варианта	Дата	Время	Тип турбоустановки	Величина изменения нагрузки	Исходный режим				Оптимизированный режим				Эффект в топливе
					$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	
				МВт	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч
1	2	3	4	5	6	7	7	9	10	11	12	13	14
9	17.01.2010	4-00	ПТ-65-130		39,200	33,256	72,895	19,827	39,200	33,256	72,895	19,827	
			ПТ-135-130		103,700	140,297	147,380	52,594	103,700	138,262	147,380	52,594	
			Т-100-130		95,000		192,326	33,729	95,000		192,326	33,729	
			РОУ-13			36,539		4,292		36,539		4,292	
			Сумма		***237,900***	***210,092***	***412,601***	***110,442***	***237,900***	***208,057***	***412,601***	***110,442***	-
10	17.01.2010	20-00	ПТ-65-135	-5,00	41,800	33,289	69,179	19,969	36,800	33,289	69,179	18,884	
			ПТ-135-135	5,00	116,500	164,667	153,303	63,092	121,500	164,667	153,303	62,028	
			Т-100-135		92,700		192,326	33,034	92,700		192,326	33,034	
			РОУ-13			0,000		0,000		0,000		0,000	
			Сумма		***251,000***	***197,956***	***414,808***	***116,095***	***251,000***	***197,956***	***414,808***	***113,946***	***2,150***
11	16.02.2010	4-00	ПТ-65-130	-10,00	50,000	95,354	42,275	20,802	40,000	95,354	42,275	16,760	
			Т-100-130 -6		93,000		120,726	29,923	93,000		120,726	29,923	
			Т-100-130-7	10,00	75,000		142,874	27,943	85,000		142,874	30,163	
			РОУ-13			0,000		0,000		0,000		0,000	
			Сумма		***218,000***	***95,354***	***305,875***	***78,669***	***218,000***	***95,354***	***305,875***	***76,847***	***1,822***
12	16.02.2010	12-00	ПТ-65-130	-10,00	59,000	101,065	36,235	23,442	49,000	101,065	36,235	17,765	
			Т-100-130 -6		108,000		136,812	36,383	108,000		136,812	36,383	
			Т-100-130-7	10,00	89,000		144,732	30,842	99,000		144,732	33,303	
			РОУ-13			36,222		4,389		36,222		4,389	
			Сумма		***256,000***	***137,287***	***317,779***	***95,056***	***256,000***	***137,287***	***317,779***	***91,841***	***3,215***
13	16.02.	22-00	ПТ-65-130	-8,00	38,000	97,175	36,235	15,696	30,000	97,175	36,235	12,453	

Таблица 4.1. (Продолжение)

№ Варианта	Дата	Время	Тип турбоустановки	Величина изменения нагрузки	Исходный режим				Оптимизированный режим				Эффект в топливе
					$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	
				МВт	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч
1	2	3	4	5	6	7	7	9	10	11	12	13	14
	2010		Т-100-130 -6		108,000		146,103	33,083	108,000		146,103	33,083	
			Т-100-130-7	8,00	92,000		150,191	31,730	100,000		150,191	33,714	
			РОУ-13			39,240		4,755		39,240		4,755	
			Сумма		*238,000*	*136,415*	*332,529*	*85,264*	*238,000*	*136,415*	*332,529*	*84,005*	*1,259*
14	17.02. 2010	20-00	ПТ-65-130	-5,00	54,000	92,773	28,744	21,672	49,000	92,773	28,744	19,698	
			Т-100-130 -6		106,000		130,656	35,675	106,000		130,656	35,675	
			Т-100-130-7	5,00	96,000		144,035	32,433	101,000		144,035	33,802	
			РОУ-13			45,402		5,502		45,402		5,502	
			Сумма		*256,000*	*138,176*	*303,436*	*95,281*	*256,000*	*138,176*	*303,436*	*94,677*	*0,604*
15	17.02. 2010	24-00	ПТ-65-130	-5,00	38,000	87,296	21,776	14,465	33,000	87,296	21,776	12,448	
			Т-100-130 -6	-5,00	99,000		130,656	32,740	94,000		130,656	30,812	
			Т-100-130-7	10,00	83,000		152,862	29,742	93,000		152,862	32,126	
			РОУ-13			45,402		5,502		45,402		5,502	
			Сумма		*220,000*	*132,698*	*305,294*	*82,449*	*220,000*	*132,698*	*305,294*	*80,888*	*1,561*
16	18.02. 2010	08-00	ПТ-65-130		54,000	101,057	27,873	21,162	54,000	101,057	27,873	21,162	
			Т-100-130 -6	-5,00	107,000		135,011	36,142	102,000		135,011	34,081	
			Т-100-130-7	5,00	97,000		150,539	33,006	102,000		150,539	34,203	
			РОУ-13			44,775		5,426		44,775		5,426	
			Сумма		*258,000*	*145,832*	*313,424*	*95,735*	*258,000*	*145,832*	*313,424*	*94,872*	*0,864*
17	18.02. 2010	16-00	ПТ-65-130		40,000	102,022	21,776	12,901	40,000	102,022	21,776	12,901	
			Т-100-130 -6	-6,00	108,000		126,475	36,323	102,000		126,475	33,830	

Таблица 4.1. (Окончание)

№ Варианта	Дата	Время	Тип турбоустановки	Величина изменения нагрузки	Исходный режим				Оптимизированный режим				Эффект в топливе
					$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	B^{00}	
				МВт	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	МВт	МВт	МВт	тыс.нм3/ч	тыс.нм3/ч
1	2	3	4	5	6	7	7	9	10	11	12	13	14
			Т-100-130-7	6,00	74,000		141,132	27,121	80,000		141,132	28,580	
			РОУ-13			45,277		5,486		45,277		5,486	
			Сумма		*222,000*	*147,299*	*289,383*	*81,832*	*222,000*	*147,299*	*289,383*	*80,797*	*1,035*
18	19.02.2010	04-00	ПТ-65-130		40,000	92,038	23,518	15,996	40,000	92,038	23,518	15,996	
			Т-100-130 -6		89,000		172,118	31,675	89,000		172,118	31,675	
			Т-100-130-7		83,000		184,684	32,433	83,000		184,684	32,433	
			РОУ-13			45,277		5,486		45,277		5,486	
			Сумма		*212,000*	*137,314*	*380,320*	*85,590*	*212,000*	*137,314*	*380,320*	*85,590*	-
19	19.02.2010	08-00	ПТ-65-130	-10,00	55,000	91,267	23,518	22,780	45,000	91,267	23,518	18,617	
			Т-100-130 -6	5,00	97,000		172,118	33,697	102,000		172,118	34,826	
			Т-100-130-7	5,00	95,000		190,026	33,512	100,000		190,026	34,914	
			РОУ-13			45,152		5,471		45,152		5,471	
			Сумма		*247,000*	*136,418*	*385,662*	*95,460*	*247,000*	*136,418*	*385,662*	*93,828*	*1,632*
20	19.02.2010	16-00	ПТ-65-130		37,000	91,945	19,511	14,406	37,000	91,945	19,511	14,406	
			Т-100-130 -6	-7,00	107,000		134,140	36,161	100,000		134,140	33,230	
			Т-100-130-7	7,00	67,000		166,450	26,538	74,000		166,450	28,164	
			РОУ-13			45,277		5,486		45,277		5,486	
			Сумма		*211,000*	*137,222*	*320,102*	*82,592*	*211,000*	*137,222*	*320,102*	*81,287*	*1,305*

где ΔB_i - расчетная экономия топлива для i-того варианта оптимизации режима работы оборудования ТЭЦ;

$\sum_{i=1}^{n} B_i^{00}$ - суммарная величина расхода топлива до оптимизации для n-вариантов выборки ($i=1..n$).

Расчет относительного значения величины топливного эффекта, $\overline{\Delta}$, осуществляем по формуле:

$$\overline{\Delta} = \frac{\overline{\Delta B}}{\frac{\sum_{i=1}^{n} B_i^{00}}{n}} \tag{4.2}$$

Результаты расчета усредненных показателей энергетической эффективности представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Результаты расчета усредненных показателей энергетической эффективности оптимальных режимов

№ п/п	№ варианта режима	B_i^{00}	ΔB	$B_i^{00} \cdot \Delta B$	$\overline{\Delta B} = \frac{\sum B_i^{00} \cdot \Delta B_i}{\sum B_i^{00}}$	$\overline{\Delta} = \frac{\overline{\Delta B}}{\frac{\sum B_i^{00}}{n}}$
		тыс.нм^3/ч.	тыс.нм^3/ч.	(тыс.нм^3/ч)^2	тыс.нм^3/ч.	
1	1	98,894	0,090	8,861	**1 120**	**0,012**
2	2	99,419	0,331	32,956		
3	3	107,836	0,223	24,011		
4	4	97,278	0,860	83,700		
5	5	94,853	2,325	220,574		
6	6	99,738	0,343	34,245		
7	7	104,507	0,457	47,788		
8	8	103,410	0,440	45,496		
9	10	116,095	2,150	249,549		
10	11	78,669	1,822	143,333		
11	12	95,056	3,215	305,636		
12	13	85,264	1,259	107,353		
13	14	95,281	0,604	57,549		
14	15	82,449	1,561	128,676		
15	16	95,735	0,864	82,688		
16	17	81,832	1,035	84,671		
17	19	95,460	1,632	155,808		
18	20	82,592	1,305	107,770		
	$\sum$	**1714,369**	**20,516**	**1920,665**		

Аналогично можно представить итоговые значения по расчету усредненных показателей эффективности для рассмотренных двух вариантов действующего состава основного оборудования: а) при работе турбоустановок ПТ-65-130, Т-100-130 и ПТ-135-130; б) при работе турбоустановок ПТ-65-130, Т-100-130 станционный №6 и Т-100-130 станционный №7 (таблица 4.3).

Таблица 4.3. Результаты расчета усредненных показателей энергетической эффективности оптимальных режимов по составу основного оборудования

№ п/п	№ варианта режима	$\sum B_i^{00}$	$\sum \Delta B_i$	$\sum B_i^{00} \cdot \Delta B_i$	$\overline{\Delta B} = \frac{\sum B_i^{00} \cdot \Delta B_i}{\sum B_i^{00}}$	$\bar{\Delta} = \frac{\overline{\Delta B}}{\frac{\sum B_i^{00}}{n}}$
		тыс.нм^3/ч.	тыс.нм^3/ч.	(тыс.нм^3/ч)^2	тыс.нм^3/ч.	
1	Согласно табл. 3.10	922,032	7,220	747,180	810	0,008
2	Согласно табл. 3.11	792,337	13,296	1173,484	1 481	0,017

Таким образом, среднее значение экономии топлива при оптимизации режимов работы (для 18 вариантов) составляет 1 120 тыс.нм^3/ч., или 1,2%. Для частных случаев эксперимента с различным составом работающего оборудования ТЭЦ значение топливного эффекта вследствие оптимизации находится в пределах 0,8 – 1,7%.

4.2. Результаты апробации методики оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ на основе активного эксперимента

В целях апробации и подтверждения работоспособности методики определения энергетической эффективности и оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ, подтверждения расчетов по результатам экспериментов, приведенных в главе 3 и в разделе 4.1, проведено прямое испытание (активный эксперимент) в условиях действующего состава оборудования Волжской ТЭЦ на 20 февраля 2010 г. в смену с 8-00 до 20-00.

4.2.1 Характеристика и режим работы оборудования ТЭЦ до проведения испытания

Согласно режиму работы ТЭЦ на 20 февраля 2010 года состав действующего основного оборудования Волжской ТЭЦ сформирован из трех турбогенераторов и четырех парогенераторов. Наименование и характеристики основного и вспомогательного оборудования, участвующего в производстве тепловой и электрической энергий, представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4. Наименование и характеристики основного оборудования на 20.02.2010г.

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Наличие включенного вспомогательного оборудования и отборов	Тепловые потребители
1. Паротурбинное оборудование				
1.1	ТГ ст. №2	ПТ-65-130	Группа ПВД, производственный отбор, отопительный отбор	Производственный паропровод 14 ата, сетевые подогреватели
1.2	ТГ ст. №6	Т-100-130	Группа ПВД, верхний и нижний отопительные отборы	сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2
1.3	ТГ ст. №7	Т-100-130	Группа ПВД, производственный отбор, верхний и нижний отопительные отборы	Сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2; паропровод собственных нужд 0,12 МПа (Д №13; ПСВ, ПВВ)
2. Котельное оборудование				
2.1	К ст. №1	ТГМ-84		Главный паропровод
2.2	К ст. №3	ТГМ-84		Главный паропровод
2.3	К ст. №6	ТГМ-84		Главный паропровод
2.4	К ст. №10	БКЗ-420-140ГМН		Главный паропровод, РОУ-13
3. Вспомогательное оборудование				
3.1	РОУ ст. №13	РОУ-140/21		Производственный паропровод 2,1 МПа

Исходные и расчетные данные по каждому оборудованию определены для условно установившегося режима работы и соответствуют времени 12-00. В таблицах 4.5 и 4.6 представлены данные по основному и вспомогательному оборудованию до испытания.

Таблица 4.5 Исходные и расчетные данные режимов работы турбоустановок Волжской ТЭЦ

№п/п	Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значения для турбинного оборудования		
				ПТ-65-130 (ст. №2)	Т-100-130 (ст. №6)	Т-100-130 (ст. №7)
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	52	107	96
2	Расход пара перед турбиной	До	т/ч	365	484	405
3	Давление пара перед турбиной	ро	кгс/см2	122	118	120
4	Температура пара перед турбиной	to	оС	523	535	525
5	Расход пара на промышленность	Дп	т/ч	111		
6	Давление пара в промотборе	рп	кгс/см2	15,4		
7	Температура пара в промотборе	tп	оС	275		
8	Расход сетевой воды через СПУ	Gсв	т/ч	750	3700	2800
9	Температура сетевой воды на входе в СПУ	tос	оС	55	52	52
10	Температура сетевой воды на выходе СП	tпсноо	оС		62	68
11	Температура сетевой воды на выходе СПУ	tпсноо	оС	88	82	84
12	Давление пара в ВОО	рвоо	кгс/см2	1,35	0,7	1,15
13	Давление пара в НОО	рноо	кгс/см2		0,4	0,7
14	Температура охл.воды на входе в конденсатор	tов1	оС	18	14	14
15	Температура охл.воды на выходе из конденсатора	tов2	оС	23	23	21
16	Температура основного конденсата за конденсатором	tк	оС	39	39	38
17	Давление в конденсаторе	рк	кгс/см2	0,07	0,07	0,066
18	Расход питательной воды после группы ПВД	Gпв	т/ч	415	434	430

Таблица 4.5. (Продолжение)

№п/п	Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значения для турбинного оборудования		
				ПТ-65-130 (ст. №2)	Т-100-130 (ст. №6)	Т-100-130 (ст. №7)
19	Температура питательной воды после группы ПВД	*tпв*	*оС*	230	240	232
20	Энтальпия острого пара	*ho*	*кДж/кг*	3411	3438	3422
21	Энтальпия пара промотбора	*hп*	*кДж/кг*	2982		
22	Невозврат конденсата (ХОВ)	*Gнв*	*т/ч*			220
23	Отбор пара в коллектор1,2 ата	*Qт1,2*	*МВт*			39,975
24	Теплоемкость сетевой воды	*Ср*	*кДж/кг*оС*	4,181	4,181	4,181
25	***Тепловая мощность промотбора***	*Qп*	*МВт*	**91,945**		
26	***Тепловая мощность теплофикационного отбора «верхний»***	*Qтвоо*	*МВт*	**28,744**	**85,943**	**92,005**
27	***Тепловая мощность теплофикационного отбора «нижний»***	*Qтноо*	*МВт*		**42,971**	**52,03**
28	***Суммарная тепловая мощность отборов***	*ΣQтп*	*МВт*	**120,689**	**128,914**	**144,035**
29	Температура насыщения промотбора	*tнп*	*оС*	199		
30	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	*tнвоо*	*оС*	108	90	104
31	Температура насыщения теплофикационного отбора нижний	*tнноо*	*оС*		69	90
32	***К1 (промотбор)***	*К1*		0,558		
33	***К2 (ВОО)***	*К2*		0,298	0,229	0,287
34	***К3 (НОО)***	*К3*			0,143	0,235

В период проведения испытания проводилась растопка парового котла №5 на консервацию с постоянным потреблением газа, равным 7,2 тыс. нм3/ч.

Таблица 4.6. Исходные и расчетные данные режима работы РОУ-13

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значения
1	Расход пара после РОУ	*Gпроу*	*т/ч*	75
2	Давление пара после РОУ	*рпроу*	*кгс/см2*	22,1
3	Температура пара после РОУ	*tпроу*	*оС*	275
4	Давление пара перед РОУ	*ророу*	*кгс/см3*	127
5	Температура пара перед РОУ	*toроу*	*оС*	530
6	Температура питательной воды воды на входе в РОУ	*tвроу*	*оС*	160
7	Энтальпия пара после РОУ	*hпроу*	*кДж/кг*	2950
8	Энтальпия пара после котла	*hороу*	*кДж/кг*	3430
9	Энтальпия питательной воды перед РОУ	*hвроу*	*кДж/кг*	668,96
10	Температура питательной воды перед котлом №10	*tпвК10*	*оС*	230
11	***Расход пара 140 на РОУ***	*Gороу*	*т/ч*	66,22
12	***Тепловая мощность пара перед РОУ***	*Qороу*	*МВт*	**45,4**

4.2.2. Оптимизация режима работы оборудования ТЭЦ

В соответствии с имеющимися текущими данными по режимам работы основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ производим расчет расхода топлива по зависимости (2.37). Производим так же выборку вариантов перераспределения нагрузок между турбоагрегатами в целях решения задачи оптимизации топливных затрат.

Как выяснилось, согласно методике, оптимальный режим распределения нагрузки между турбоустановками может быть достигнут при перебросе электрической мощности в размере 5 (пяти) МВт от турбины ПТ-65-130 (ст. №2) на Т-100-130 (ст. №7). Для нового режима положительный эффект в топливе (расчетный) составил 0,57 тыс. м3/час газа.

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.7.

Таблица 4.7. Результаты расчета расхода топлива для различных режимов работы ТЭЦ

Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива	
					Расчетный	Расчетный
		$N_Э^0$	$Q_П^0$	$Q_Т^0$	секундный	часовой
		МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч
12-00	ПТ-65-130 (ст. №2)	52,000	91,945	28,744	5,812	20,92
	Т-100-130 (ст. №6)	107,000		128,914	10,005	36,02
	Т-100-130 (ст. №7)	96,000		144,035	9,009	32,43
	К - 5				2,000	7,20
	РОУ-13		45,402		1,514	5,45
	Сумма	***255,000***	***137,347***	***301,694***	***28,340***	***102,02***
Оптимизация	ПТ-65-130 (ст. №2)	47,000	91,945	28,744	5,273	18,98
	Т-100-130 (ст. №6)	107,000		128,914	10,005	36,02
	Т-100-130 (ст. №7)	101,000		144,035	9,389	33,80
	К - 5				2,000	7,20
	РОУ-13		45,402		1,514	5,45
	Сумма	***255,000***	***137,347***	***301,694***	***28,182***	***101,45***

На основании рекомендаций по оптимизации было произведено перераспределение электрической нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ. При этом условия обеспечения надежности ведения режима всего оборудования и коммерческих условий отпуска тепла и электроэнергии потребителям остались без изменения. Фактические показания потребления газа на ТЭЦ до испытания были равны 104,48 тыс.нм3/ч.

По истечении характерного времени тепловой инерционности контура по внутренним условиям (ориентировочно через 5 минут) и стабилизации переходных режимов осуществлено снятие показаний прибора учета по расходу потребления газа на ТЭЦ. Достоверность показаний коммерческого прибора учета потребления газа на ТЭЦ подтверждается высоким классом точности – 0,002. По данным показания прибора среднечасовой расход топлива после проведенного перераспределения нагрузок между

турбоагрегатами составил 103,93 тыс.нм3/ч., что на 0,55 тыс.нм3/ч. меньше чем до испытания.

По результатам проведения испытания с целью оптимизации режимов работы ТЭЦ эффективность использования методики определения энергетической эффективности работы ТЭЦ подтверждается хорошим совпадением прогноза и факта по положительной экономии топлива в объеме 0,55 (измерения) [0,57 (прогноз)] тыс. м3/час газа. Таким образом, с учетом технических ограничений и условий работы оборудования в ходе испытания, при перераспределении электрической нагрузки между турбоагрегатами в пределах 2% от суммарной отпускаемой мощности достигается относительный выигрыш в топливе, равный 0,53%. Копия протокола проведения испытания на Волжской ТЭЦ прилагается.

4.3. Экономическая оценка результатов экспериментов по решению задач оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ

Потребление топлива на Волжской ТЭЦ

Топливоснабжение тепловых электростанций ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» в полном объёме обеспечивает бесперебойное производство электрической и тепловой энергии и прохождение осенне-зимнего максимума нагрузок.

На Волжской ТЭЦ в качестве топлива используются природный газ и топочный мазут марки М-100. При этом газ являлся основным видом топлива, а мазут резервным.

В течение года имеет место ограничение подачи газа со стороны поставщика. Возникающая при этом проблема разрешается либо поставкой

дополнительных объёмов газа, либо переводом работы оборудования ТЭС на резервный вид топлива – мазут.

Для проведения экономической оценки экономии топливных затрат при реализации решения задач оптимизации рассмотрим данные о расходе топлива и стоимости сожженного газа на Волжской ТЭЦ. Учитывая большую долю использования природного газа в структуре баланса топлива (в среднем 99,95%), для расчетов будем применять данные по фактическому потреблению газа, как основного топлива. Данные по расходу топлива за последние пять лет приведены в таблице 4.8. Динамика изменения потребления газа на Волжской ТЭЦ показана на рисунке 4.1.

Таблица 4.8. Данные о расходе топлива на Волжской ТЭЦ с 2005 по 2009гг.

Показатель	***Годы***				
	2005	***2006***	***2007***	***2008***	***2009***
Расход натурального топлива, млн.куб.м.	874,658	640,503	593,000	579,851	490,386
Расход условного топлива, тыс.тут.	1026,526	753,750	696,250	679,921	579,701

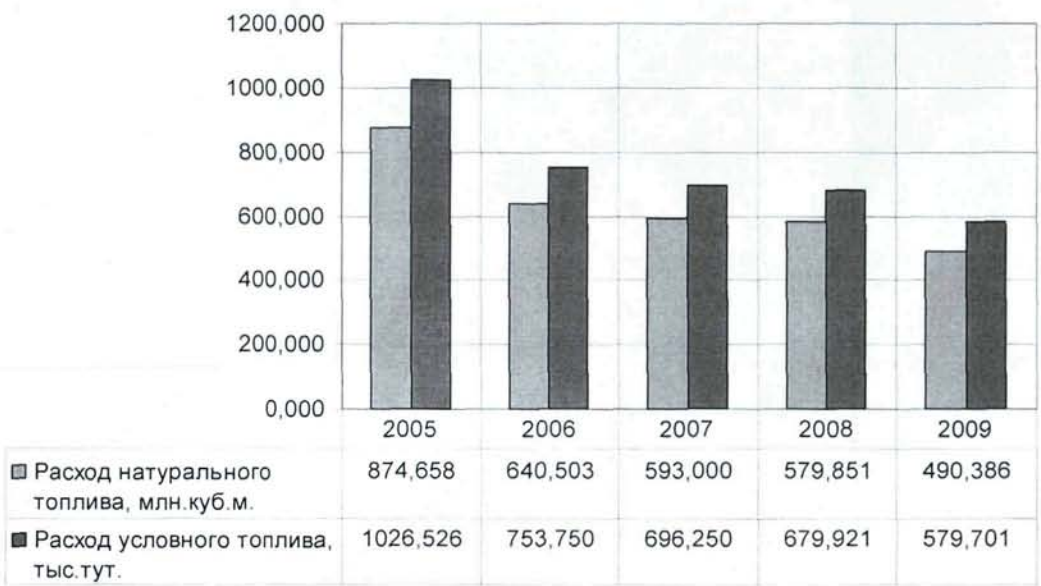


Рисунок 4.1. Динамика годового потребления топлива на Волжской ТЭЦ с 2005 – 2009гг.

Согласно пятилетним данным средней показатель годового расхода топлива на Волжской ТЭЦ составляет соответственно:

- природного газа – 635,680 млн.м^3/год;
- условного топлива – 747,230 тыс.тут. в год.

Стоимостные показатели потребления газа: цена за единицу закупаемого натурального топлива и стоимость сожженного топлива за последние пять лет представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9. Цена за единицу и стоимость сожженного топлива по годам.

Показатель	***Годы***				
	2005	***2006***	***2007***	***2008***	***2009***
Цена за 1 тыс. куб.м., руб.	1331,940	1491,180	1731,840	2127,530	2374,620
Стоимость сожженного газа, тыс.руб.	1164995,000	955103,412	1027350,175	1233648,773	1164479,014

Величина изменения цены в процентах за единицу закупаемого газа (руб./тыс. м^3) по годам начиная с 2005г. составляет соответственно:

- ✓ 2006/2005 – 11,96%;
- ✓ 2007/2006 – 16,14%;
- ✓ 2008/2007 – 22,85%
- ✓ 2009/2008 – 11,61%.

Расчет годовой величины топливного эффекта и снижения топливных затрат на производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ произведем на основе среднего значения расхода топлива за последние пять лет. Ожидаемый рост цены на газ в разрезе 2010/2009гг. примем также из расчета среднего изменения цены за период 2005 – 2009гг. Расчетный ожидаемый индекс-дефлятор на цену газа в 2010 году по отношению к цене 2009 года равен 115,64%.

4.3.2. Экономическая оценка оптимизации режимов работы оборудования Волжской ТЭЦ

В соответствии с полученными результатами по топливному эффекту при обработке экспериментальных режимов работы паросилового оборудования ТЭЦ, представленных в гл. 4.1, произведем экономическую оценку оптимизации текущих и планировании будущих режимов генерации тепловой и электрической энергий согласно [62]. Расчет прогнозного денежного показателя экономии в топливе определяется в виде:

$$Э = \overline{\Delta} \cdot \overline{B}_{год} \cdot Ц_{газ}^{09} \cdot \frac{И_{Ц}^{10/09}}{100}, \qquad (4.3)$$

где $\overline{\Delta}$ - топливный эффект, определяемый по формуле (4.2), находится в диапазоне 0,008 – 0,017;

$\overline{B}_{год}$ - среднее значение потребления газа в год, принимаем равным 635,680 млн.м^3/год;

$Ц_{газ}^{09}$ - средняя закупочная цена газа в 2009 году, равна 2374,620 руб./тыс. м^3;

$И_{Ц}^{10/09}$ - индекс – дефлятор роста уровня цен на газ в 2010 году, принимаем 115,64%.

Подставляя численные значения в формулу 4.3, получаем ожидаемую экономию топливной составляющей затрат на производство тепловой и электрической энергий на ТЭЦ в тыс.рублях в год. Результаты расчета экономии затрат для различных значений топливного эффекта, $\overline{\Delta}$, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 Результаты расчета экономической оценки оптимизации

№ п/п	*Топливный эффект*	*Экономия*	
	$\overline{\Delta}$	*ΔB, тыс.тут/год*	*Э, тыс. руб./год*
1	0,008	5,978	13964,551
2	0,012	8,967	20946,826
3	0,017	12,703	29674,671

Таким образом, в результате внедрения методики определения энергетической эффективности для решения задач оптимизации минимальное значение экономии в затратах на топлива достигает 14 млн.руб. в год.

4.4. Использование методики для планирования выбора состава оборудования ТЭЦ и эффективного распределения нагрузок между агрегатами в условиях работы на рынке электроэнергии и мощности

В рамках действующих условий работы генерирующих компаний на оптовом рынке электроэнергии и мощности поставка электроэнергии осуществляется по регулируемым договорам (РД), где объемы поставок лимитированы, на рынок на сутки вперед (РСВ) и балансирующем рынке. Все поставщики являются участниками единого оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и в рамках общего аукциона конкурируют между собой за полный объем генерации на основе поданных ценовых заявок согласно [55, 56].

В этих условиях для каждого участника единого ОРЭ важным являются повышение эффективности управления режимами работы оборудования ТЭЦ путем снижения топливных затрат в общей себестоимости продукции, то есть обеспечение оптимальных показателей экономичности для выхода на оптовый рынок электроэнергии [38].

Наряду с улучшением показателей экономичности ТЭЦ немаловажно рассмотреть финансовые показатели производства электроэнергии и тепла в условиях участия ТЭЦ на рынке электроэнергии и выполнения договорных обязательств по поставке энергоресурсов теплотранспортным компаниям. В качестве оперативного финансового показателя может служить маржинальный доход от комбинированного производства тепловой и электрической энергий за отчетный период. В настоящее время есть технические возможности сбора и обработки данных по режимам работы оборудования в рамках суточных показателей.

В таблице 4.11 представлен оперативный финансовый отчет деятельности Волжской ТЭЦ в период с 13 января по 17 января 2010 года. Показатели тепловой экономичности, такие как удельные расходы условного топлива на выработку электрической и тепловой энергий (УРУТ на электроэнергию, г/кВтч, (поз.7) и УРУТ на тепловую энергию, кг/Гкал, (поз.23)) с учетом валовой выработки электроэнергии и тепла используют для формирования затратной части (стоимость топлива на производство электроэнергии (поз.11), $СТ_Э$, и стоимость топлива на производство тепловой энергии (поз.26)), $СТ_Т$, финансовой модели расчета маржинального дохода.

Валовая выручка от реализации электроэнергии на Волжской ТЭЦ (поз.14), $ВВ_Э$, представляет сумму денежных средств от продажи электроэнергии на рынках регулируемых договоров поставки, «на сутки вперед» и балансирующем рынке (поз.12), а также от продажи покупной электроэнергии (поз.14.1).

Таким образом, маржинальный доход по производству электроэнергии, $МД_Э$, определяется по формуле:

$$МД_Э = ВВ_Э - СТ_Э \qquad (4.4)$$

Таблица 4.11. Результаты расчета маржинального дохода в период с 13.01.2010 по 17.01.2010.

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	13.01.2010		14.01.2010		15.01.2010		16.01.2010		17.010.2010	
			Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный
	Электроэнергия											
1	Выработка э/энергии	млн. кВтч	5,991	5,991	5,478	5,478	5,943	5,943	5,392	5,392	5,991	5,991
2	Отпуск э/энергии с шин	млн. кВтч	5,391	5,391	4,924	4,924	5,344	5,344	4,819	4,819	5,368	5,368
3	Потери в пристанционных узлах (включая небаланс)	млн. кВтч	0,036	0,036	0,035	0,035	0,037	0,037	0,030	0,030	0,032	0,032
4	Расход э/энергии на производственные и хозяйственные нужды ТЭС	млн. кВтч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
5	Отпуск э/энергии на ОРЭ	млн. кВтч	5,348	5,348	4,883	4,883	5,300	5,300	4,782	4,782	5,330	5,330
5.1.	*в т.ч. - э/энергия по РД*	млн. кВтч	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	2,981	3,258	3,258	3,258	3,258
5.2.	*- э/энергия на РСВ*	млн. кВтч	2,741	2,741	2,144	2,144	1,941	1,941	1,362	1,362	1,374	1,374
5.3.	*- э/энергия на БР*	млн. кВтч	-0,374	-0,374	-0,242	-0,242	0,379	0,379	0,162	0,162	0,698	0,698
6	Расход условного топлива на производство э/энергии	тут	1732,998	1719,138	1565,000	1552,480	1671,000	1657,632	1487,000	1475,104	1665,000	1651,680
7	УРУТ на э/энергию	г/кВтч	321,459	318,888	317,803	315,261	312,708	310,207	308,581	306,112	310,190	307,709
8	Расход натурального топлива на э/э (газ)	т.м^3	1491,768	1479,835	1347,118	1336,341	1438,857	1427,347	1279,863	1269,624	1433,018	1421,554
8.1.	в т.ч. - газ лимитный	т.м^3	1491,768	1479,835	1347,118	1336,341	1438,857	1427,347	1279,863	1269,624	1433,018	1421,554
8.2.	- газ сверхлимитный	т.м^3										

Таблица 4.11. (Продолжение)

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	13.01.2010		14.01.2010		15.01.2010		16.01.2010		17.010.2010	
			Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный
	- доп. газ	т.м^3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
9	Расход натурального топлива на э/э (мазут)	тн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
10	Цена газа - всего	руб./т.м^3	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274
10.1.	в т.ч. - газ лимитный	руб./т.м^3	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274
10.2.	- газ сверхлимитный	руб./т.м^3										
	- доп. газ	руб./т.м^3										
10.3.	Цена мазута	руб./тн									0,000	0,000
11	Стоимость топлива на пр-во э/э, всего	тыс. руб.	4432,450	4396,994	4002,655	3970,634	4275,239	4241,037	3802,823	3772,400	4257,890	4223,827
	- газ - всего	тыс. руб.	4432,450	4396,994	4002,655	3970,634	4275,239	4241,037	3802,823	3772,400	4257,890	4223,827
11.1.	в т.ч. - газ лимитный	тыс. руб.	4432,450	4396,994	4002,655	3970,634	4275,239	4241,037	3802,823	3772,400	4257,890	4223,827
11.2.	- газ сверхлимитный	тыс. руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	- доп. газ	тыс. руб.										
11.3.	- мазут	тыс. руб.	0,000	0,000			0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
12	Выручка от реализации э/энергии (по ставке за энергию)	тыс. руб.	4863,515	4863,515	4397,573	4397,573	4752,029	4752,029	4240,009	4240,009	4716,377	4716,377
12.1.	*в т.ч. - э/энергия по РД*	*тыс. руб.*	2783,747	2783,747	2783,747	2783,747	2783,747	2783,747	3042,588	3042,588	3042,588	3042,588
12.2.	*- э/энергия на РСВ*	*тыс. руб.*	2405,348	2405,348	1813,815	1813,815	1628,181	1628,181	1054,259	1054,259	1043,895	1043,895
12.3.	*- э/энергия на БР*	*тыс. руб.*	-325,580	-325,580	-199,989	-199,989	340,101	340,101	143,162	143,162	629,894	629,894
13	Маржинальная прибыль от э/энергии	тыс. руб.	431,064	466,520	394,918	426,939	476,790	510,991	437,186	467,609	458,487	492,550

Таблица 4.11. (Продолжение)

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	13.01.2010		14.01.2010		15.01.2010		16.01.2010		17.010.2010	
			Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный
14	Выручка от реализации э/энергии (по одноставочному тарифу)	тыс. руб.	6277,984	6277,984	5812,043	5812,043	6166,498	6166,498	5654,479	5654,479	6130,847	6130,847
14.1.	*из нее выручка за мощность*	*тыс. руб.*	1414,470	1414,470	1414,470	1414,470	1414,470	1414,470	1414,470	1414,470	1414,470	1414,470
15	средний одноставочный тариф	*руб/мВт*	1173,798	1173,798	1190,250	1190,250	1163,398	1163,398	1182,477	1182,477	1150,332	1150,332
16	**Маржинальный доход от э/энергии**	**тыс. руб.**	**1845,534**	**1880,990**	**1809,388**	**1841,409**	**1891,259**	**1925,461**	**1851,656**	**1882,079**	**1872,956**	**1907,019**
	Тепловая энергия											
17	Объем отпуска т/энергии с коллекторов	т.Гкал	8,129	8,129	7,803	7,803	8,922	8,922	9,895	9,895	10,036	10,036
18	Покупка т/энергии	т.Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
19	Потери в сети (на балансе ТЭЦ)	т.Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	Расход на ТЭЦ на отопление и ГВС	т.Гкал	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
21	Полезный отпуск потребителям	т.Гкал	8,054	8,054	7,728	7,728	8,847	8,847	9,820	9,820	9,961	9,961
22	Расход условного топлива на производство т/энергии	тут	1197,003	1187,427	1160,000	1150,720	1304,000	1293,568	1436,000	1424,512	1476,000	1464,192
23	УРУТ на т/энергию	кг/Гкал	147,251	146,073	148,661	147,471	146,156	144,986	145,124	143,963	147,071	145,894
24	Расход натурального топлива на т/э(газ)		1030,382	1022,138	998,502	990,514	1122,843	1113,860	1235,967	1226,079	1270,352	1260,189
24.1.	в т.ч. - газ лимитный	т.м^3	1030,382	1022,138	998,502	990,514	1122,843	1113,860	1235,967	1226,079	1270,352	1260,189
24.2.	- газ сверхлимитный	т.м^3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Таблица 4.11. (Окончание)

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	13.01.2010		14.01.2010		15.01.2010		16.01.2010		17.010.2010	
			Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный	Факт	Оптимизированный
	- доп. газ	т.м^3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
24.3.	Расход натурального топлива на т/э (мазут)	тн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
25	Цена газа - всего	руб./т.м^3	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274
25.1.	в т.ч. - газ лимитный	руб./т.м^3	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274	2971,274
25.2.	- газ сверхлимитный	руб./т.м^3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	- доп. газ	руб./т.м^3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
25.3.	Цена мазута	руб./тн	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
26	Стоимость топлива на пр-во т/э, всего	тыс. руб.	3061,548	3037,052	2966,824	2943,090	3336,273	3309,583	3672,397	3643,018	3774,562	3744,366
	- газ - всего	тыс. руб.	3061,548	3037,052	2966,824	2943,090	3336,273	3309,583	3672,397	3643,018	3774,562	3744,366
26.1.	в т.ч. - газ лимитный	тыс. руб.	3061,548	3037,052	2966,824	2943,090	3336,273	3309,583	3672,397	3643,018	3774,562	3744,366
26.2.	- газ сверхлимитный	тыс. руб.										
	- доп. газ	тыс. руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
26.3.	- мазут	тыс. руб.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
27	Выручка от реализации т/энергии	тыс. руб.	3700,501	3700,501	3591,088	3591,088	4047,104	4047,104	4423,608	4423,608	4261,325	4261,325
28	средний одноставочный тариф	руб/Гкал	459,434	459,434	464,656	464,656	457,430	457,430	450,447	450,447	427,780	427,780
29	**Маржинальный доход от т/энергии**	**тыс. руб.**	**638,953**	**663,449**	**624,264**	**647,999**	**710,831**	**737,521**	**751,211**	**780,591**	**486,763**	**516,959**
30	**Маржинальный доход от комбинированного производства энергии - всего**	**тыс. руб.**	**2484,488**	**2544,440**	**2433,652**	**2489,407**	**2602,090**	**2662,982**	**2602,867**	**2662,669**	**2359,719**	**2423,979**

Маржинальный доход по производству тепловой энергии, $МД_T$, определяется по формуле:

$$МД_T = ВВ_T - СТ_T, \quad (4.5)$$

где $ВВ_T$ - валовая выручка от реализации тепловой энергии, тыс.руб., (поз.27, см. табл.4.11).

Сравнение изменения среднесуточных финансовых показателей работы ТЭЦ произведем по фактически сложившемуся режиму за сутки и при условии ведения оптимального режима генерации тепла и электроэнергии с использованием предложенной методики. Вследствие оптимальной загрузки оборудования ТЭЦ примем снижение показателей по топливу на 0,8% от фактических значений. При этом параметры полезного отпуска электроэнергии и тепла не изменяются. Результаты расчетов с оптимальным суточным режимом представлены в таблице 4.11 в колонке «Оптимизированный».

Данные по маржинальному доходу от комбинированного производства тепловой и электрической энергий для вариантов оперативного отчета (фактический и оптимизированный) сведены в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 Сравнение фактического и прогнозного маржинального дохода от комбинированного производства тепловой и электрической энергий

№ п/п	Наименование показателя	Фактическое значение, тыс. руб.	Прогнозное значение после оптимизации, тыс.руб.	Абсолютное отклонение, тыс.руб.	Относительное отклонение, %
1	***Отчет на 13.01.2010***				
1.1	Маржинальный доход от э/энергии	1845,534	1880,990	35,456	1,92%
1.2	Маржинальный доход от т/энергии	638,953	663,449	24,496	3,83%
1.3	Маржинальный доход от комбинированного производства энергии - всего	2484,488	2544,440	59,952	2,41%
2	***Отчет на 14.01.2010***				
2.1	Маржинальный доход от э/энергии	1809,388	1841,409	32,021	1,77%
2.2	Маржинальный доход от	624,264	647,999	23,735	3,80%

Таблица 4.12. (Продолжение)

№ п/п	Наименование показателя	Фактическое значение, тыс. руб.	Прогнозное значение после оптимизации, тыс.руб.	Абсолютное отклонение, тыс.руб.	Относительное отклонение, %
	т/энергии				
2.3	Маржинальный доход от комбинированного производства энергии - всего	2433,652	2489,407	55,756	2,29%
3	***Отчет на 15.01.2010***				
3.1	Маржинальный доход от э/энергии	1891,259	1925,461	34,202	1,81%
3.2	Маржинальный доход от т/энергии	710,831	737,521	26,690	3,75%
3.3	Маржинальный доход от комбинированного производства энергии - всего	2602,090	2662,982	60,892	2,34%
4	***Отчет на 16.01.2010***				
4.1	Маржинальный доход от э/энергии	1851,656	1882,079	30,423	1,64%
4.2	Маржинальный доход от т/энергии	751,211	780,591	29,379	3,91%
4.3	Маржинальный доход от комбинированного производства энергии - всего	2602,867	2662,669	59,802	2,30%
5	***Отчет на 17.01.2010***				
5.1	Маржинальный доход от э/энергии	1872,956	1907,019	34,063	1,82%
5.2	Маржинальный доход от т/энергии	486,763	516,959	30,196	6,20%
5.3	Маржинальный доход от комбинированного производства энергии - всего	2359,719	2423,979	64,260	2,72%

Динамика изменения маржинальных доходов от реализации видов энергий для вариантов производства представлены на рисунках 4.2.- 4.4.

Сравнение значений относительных отклонений величины маржинального дохода в процентах при оптимальном ведении режимов работы оборудования ТЭЦ по дням выборки представлена на рисунке 4.5.

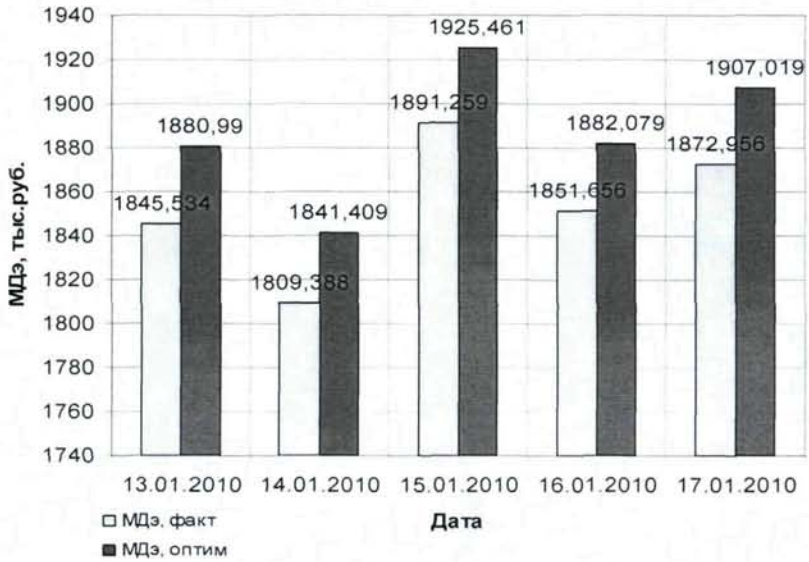


Рисунок 4.2. Динамика изменения маржинального дохода от реализации электрической энергии при оптимизации топливных затрат.

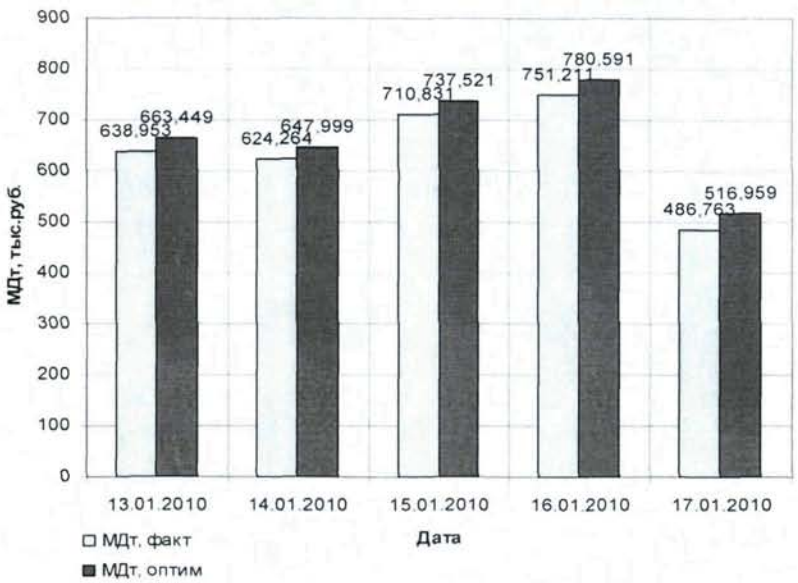


Рисунок 4.3. Динамика изменения маржинального дохода от реализации тепловой энергии при оптимизации топливных затрат.

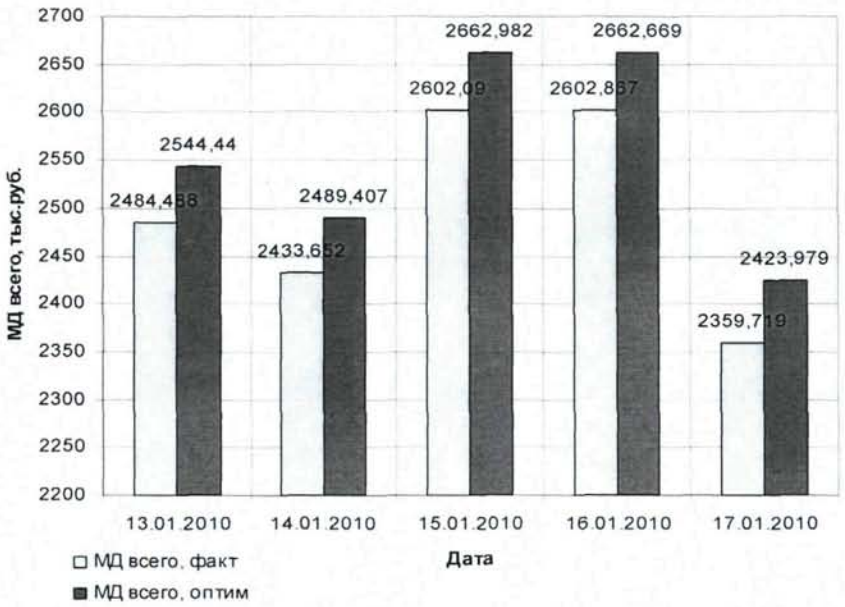
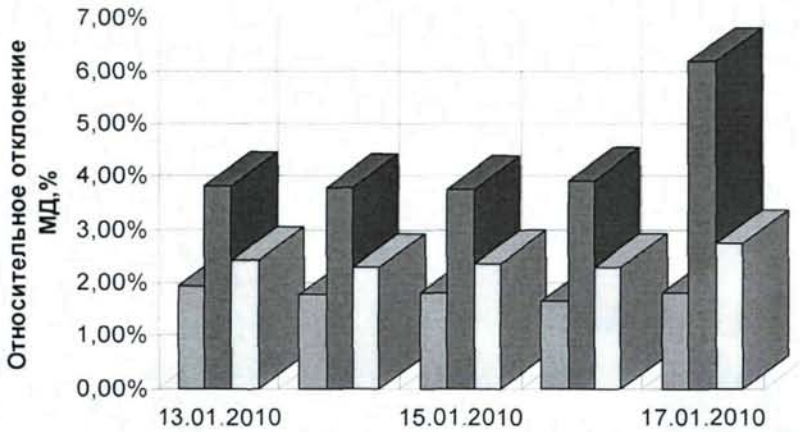


Рисунок 4.4. Динамика изменения маржинального дохода от реализации электрической и тепловой энергий при оптимизации топливных затрат.

В результате обработки расчетных данных оперативного отчета финансовых показателей для рассмотренных вариантов выработки и отпуска тепловой и электрической энергий на ТЭЦ можно сделать вывод, что изменение значения маржинального дохода для разных суток различна. Это характеризуется не только изменениями величин отпуска тепла и электроэнергии, но и различной ценой покупки электроэнергии по часам утвержденного диспетчерского графика электрической нагрузки. При одинаковых условиях снижения топливных затрат на 0,8%, финансовый эффект роста суммарного маржинального дохода колеблется от 2,29 до 2,72%. В связи с постоянной величиной утвержденного тарифа на тепло, увеличение маржинального дохода от реализации тепловой энергии связано с ростом полезного отпуска тепла потребителям.



	13.01.2010	14.01.2010	15.01.2010	16.01.2010	17.01.2010
%ΔМДэ	1,92%	1,77%	1,81%	1,64%	1,82%
%ΔМДт	3,83%	3,80%	3,75%	3,91%	6,20%
%ΔМД всего	2,41%	2,29%	2,34%	2,30%	2,72%

Рисунок 4.5. - Сравнение значений относительных отклонений маржинального дохода от реализации электрической и тепловой энергий при оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ.

При формировании диспетчерского графика электрической нагрузки Системным Оператором ЦДУ России на сутки вперед диапазон несения нагрузок для ТЭЦ формируется на основе поданных ценовых заявок. Значения УРУТ рассчитываются предположительно для оптимального варианта ожидаемых режимов работы оборудования и их загрузки. Однако в действительности фактические и плановые отчетные данные отличаются и отличие может составлять более 5 %. Это обстоятельство связано с возможными затруднениями в выборе состава оборудования и оптимального распределения нагрузок между агрегатами для планируемых диапазонов времени. С учетом вышесказанного, предлагаемая методика определения расхода топлива на основе энергетических характеристик позволяет не только решать вопросы планирования будущих режимов загрузки оборудования, но и использоваться для прогнозирования будущих УРУТ на производство тепловой и электрической нагрузок. При этом результаты

фактически сложившихся режимов будут ближе к плановым значениям ценовых заявок, что обусловит повышенную достоверность прогноза.

4.5. Выводы

1. На базе предложенной методики проведена оптимизация фактических (экспериментальных) режимов работы оборудования ТЭЦ. Среднее значение экономии топлива для 18 вариантов оптимизации режимов работы составляет 1,2%. При оптимизации режимов с различным составом работающего оборудования ТЭЦ диапазон топливного эффекта находится в пределах 0,8 – 1,7%.
2. Проведено прямое испытание (активный эксперимент) в условиях действующего состава оборудования Волжской ТЭЦ. Результаты испытания подтвердили эффективность использования методики определения энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ для решения задачи оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ, что подтверждается хорошим совпадением прогноза и факта по экономии топлива.
3. Проведена экономическая оценка результатов оптимизации управления режимами оборудования ТЭЦ при использовании предложенной методики. При минимизации топливных затрат на 0,8% в результате оптимизации режимов генерации тепла и электроэнергии на Волжской ТЭЦ, может быть достигнута экономия в размере 5 980 т. условного топлива или 14 млн. руб. в год.
4. Проведен анализ изменения маржинального дохода от реализации тепловой и электрической энергии при решении задач оптимизации загрузки агрегатов ТЭЦ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты, полученные в работе, а также выводы могут быть сформулированы следующим образом:

1. Разработана новая методика определения расхода топлива на основе энергетических характеристик оборудования или целевых экспериментов. На базе данной методики может быть сформирована матрица расчетных значений расхода топлива для любого режима выработки электрической и тепловой энергии в регулировочном диапазоне нагрузок, основанная на информации по трем режимам энергетической характеристики оборудования: номинальном, базовом и конденсационном для базовых условий.
2. Результаты апробации теоретических исследований на действующем составе оборудования ТЭЦ подтвердили достоверность определения расчетных значений расхода топлива согласно методике, их соответствие данным по прямым замерам потребления газа на ТЭЦ.
3. Для решения задач оперативного и перспективного (прогнозного) планирования режимов загрузки паротурбинного оборудования в условиях выполнения графиков отпуска электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии и мощности по регулируемым договорам поставки, «на сутки вперед» и балансирующем рынке разработан алгоритм оптимизации режимов, на основе которого проведены расчеты и предложены эффективные варианты распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ. При безусловном обеспечении качества поставки электроэнергии и тепла потребителям относительный топливный эффект при оптимизации режимов выработки тепловой и электрической энергии на Волжской ТЭЦ с использованием предложенной методики достигает 0,8 - 1,7%, что в абсолютном выражении составляет от 5,978 до 12,703 тыс. тут в год.

4. Предложена режимная карта и разработан программный комплекс по определению расхода топлива с возможностью поддержания высокой достоверности режимной карты в связи с простыми условиями проведения энергетических испытаний для трех контрольных режимов замера данных с целью последующего внесения корректировок в программный комплекс и карту с учетом фактического состояния оборудования.

5. Для подготовки оперативного отчета о доходах энергетической компании от реализации тепловой и электрической энергии показана возможность совмещения расчетного комплекса и предложенной методики с оперативной технико-экономической и финансовой отчетностью ТЭЦ и генерирующей компании.

6. Методика определения энергетической эффективности и оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ внедрена на Волжской ТЭЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» (акт внедрения прилагается) и используется оперативным и инженерно-техническим персоналом для эффективного управления агрегатами в условиях выполнения диспетчерских графиков электрических и тепловых нагрузок. ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго» планирует внедрение данной методики на всех ТЭЦ Волгоградского региона.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андрющенко А.И, Аминов Р.З.. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. – М.: Высшая школа, 1983. – 255 с. ил.
2. Синьков В.М. Оптимизация режимов энергетических систем. – Киев: Вища школа, 1976. – 308 с.
3. Горнштейн В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем. – М: Энергия, 1981. – 336 с. ил.
4. Некрасов А.С., Воронина С.А. Состояние и перспективы развития теплоснабжения в России // Электрические станции, 2004, №5. – С. 2-8.
5. Денисов В.И. Методические особенности обоснования вариантов обновления объектов электроэнергетики // Электрические станции, 2003, №5. – С. 2-7.
6. Левенталь Г.Б., Попырин Л.С. Оптимизация теплоэнергетических установок. М.: Энергия, 1970.- 352 с. ил.
7. Андрющенко А.И. О разделении расхода топлива и формировании тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика, 2004, №8. – С. 77-78.
8. Богданов А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба // Новости теплоснабжения. – 2006. - №12. – С. 33-38.
9. Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф., Симою Л.Л., Калинин Б.Б., Баталова Н.В. Повышение эффективности теплофикационных турбоустановок // Электрические станции. – 2003. - №12. – С. 39-46.
10. Доброхотов В.И., Зейгарник Ю.А. Теплофикация: проблемы и возможности реализации в современных условиях // Теплоэнергетика. – 2007. - №1. – С. 9-10.

11. Мадоян А.А., Моргунова В.А. Экономические показатели энергооборудования ТЭС, работающих в нестационарных и переменных режимах // Теплоэнергетика. – 2003. - №8. – С. 11-14.

12. Иванов С.А., Басс М.С. К вопросу о методах оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ // Промышленная энергетика. – 2005. - №3. – С. 38-40.

13. Цыпулев Д.Ю., Аракелян Э.К. Оптимизация работы ТЭЦ со сложным составом оборудования в условиях переменных графиков энергопотребления // Вестник МЭИ. - М.: Изд-во МЭИ. – 2007. - №1. - С. 32-37.

14. Ексаев А.Р., Шумяцкий М.Г. Информатизация в тепловых сетях: советы непостороннего // Новости теплоснабжения. – 2003. №9. – С. 60-66.

15. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергия, 1976. – 448 с.

16. Рихтер Л.А., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. – 216с., ил.

17. Макаров А.А., Волкова Е.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Урванцева Л.В., Бобылева Н.В. Перспективы развития электрогенерирующих мощностей ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2008. - №2. – С. 4-14.

18. Клименко А.В., Зорин В.М. Тепловые и атомные электростанции: Справочник. В 4-х т. Т.3 – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 648с.,ил.

19. Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции: Учебник для вузов. - М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416с., ил.

20. Султанов М.М. Внедрение автоматизированной информационной модели системы централизованного теплоснабжения г. Волжского с целью повышения эффективности энергопроизводства // Двенадцатая межвузовская научно-практическая конференция молодых ученых и студентов: тезисы докладов в 4-х т. Т.4. – Волжский: Филиал ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)» в г. Волжском. - 2006. – С. 4 – 6.

21. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с., ил.

22. Семенов В.Г. Анализ возможности работы ЭЦ на рынке электрической энергии // Новости теплоснабжения.- 2007. - №6.

23. Михайленко Я.С. Распределение электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ // Труды КГТУ. – 2006. - №2-3. – С.102-107.

24. Хрилев Л.С., Малафеев В.А., Хараим А.А., Лившиц И.М. Сравнительная оценка отечественных и зарубежных методов разделения расхода топлива и формирования тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2003. - №4. – С. 45-54.

25. Малафеев В.А., Смирнов И.А., Хараим А.А., Хрилёв Л.С., Лившиц И.М. Формирование тарифов на ТЭЦ в рыночных условиях // Теплоэнергетика. – 2003. - №4. – С. 55-63.

26. РД 3408.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. - М.: СПО ОРГРЭС, 1995. – 124с.

27. Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России. - Утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС», с изменениями от 23 июня 2009 года (Протокол № 14/2009 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»)).- 44с.

28. Регламент подачи уведомлений участникам оптового рынка. - Утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС», с изменениями от 26 марта 2010 года (Протокол № 7/2010 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»)). – 19с.

29. Концепция энергоснабжения потребителей г. Волжский на уровне нагрузок 2010г., ВНИПИЭнергопром. – 2006. – 134с.

30. Строительные нормы и правила. СНиП-23-01-99. Строительная климатология и геофизика. - М.: Стройиздат, 2000. – 79 с.

31. Султанов М.М. Повышение эффективности теплоснабжения при оптимизации режимов работы теплоэлектроцентралей // Перспективные проекты и технологии в энергетике: Материалы межрегиональной юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)» и 10-летию филиала ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)» в г. Волжском. – Сборник научных статей. – Волжский: Филиал ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)» в г. Волжском. - 2006. – С. 102 – 106.

32. Безлепкин В.П.- Парогазовые и паротурбинные установки электростанций. – С-Пб. Издательство: СПбГТУ, 1997. – 295с.

33. Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. – Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 574с.

34. Мелентьев Л.А. Научные основы теплофикации и энергосбережения городов и промышленных предприятий. = М.: Наука, 1993. - 364с.

35. Киселев Г.П. Варианты расчета удельных показателей эффективности работы ТЭЦ. - М.: Издательство МЭИ, 2003. – 31с.

36. Денисов В.И. Метод расчета экономически обоснованных тарифов на электрическую и тепловую энергию, вырабатываемую ТЭЦ // Электрические станции. – 2005. – 38. – С. 16-23.

37. Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую(тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке.- Утв. приказом ФСТ РФ от 06.08.2004 №20-э/2. – 134 с.

38. Цыпулев Д.Ю., Аракелян Э.К. Методические положения оптимального управления режимами ТЭЦ со сложным составом оборудования // Теплоэнергетика: Ежемесячный теоретический и научно-практический журнал. - М.: Наука. - 2008. - №3. - С. 67-73.

39. Воловик Ю.И. Экономические аспекты оценки эффективности работы ТЭЦ // Теплоэнергетика. – 2007. - №2.- С.39-44.

40. Грига А.Д., Грига С.А., Султанов М.М., Куланов В.А. Сравнение методов оценки эффективности работы ТЭЦ при совместном производстве тепловой и электрической энергии // Процессы преобразования энергии и энергетические установки. - Волгоград: Известия Волг.ГТУ. - 2008.- С. 51-54.

41. Жарков В.С. О разделении затрат на отпускаемые ТЭЦ электроэнергию и тепло // Энергия: экономика, техника, экология. - 2008. - №6.- С.8-16.

42. Цоколаев И.Б. Экономия топлива на ТЭЦ или эффект совместимости // Новости теплоснабжения. – 2008. - №6.- С.25-28.

43. Ильин Е.Т. Рынок электрической энергии и проблемы развития теплофикации // ЭнергоРынок. – 2009. - №3.-С. 32-34.

44. Султанов М.М., Грига А.Д., Кузеванов В.С. Методика оценки энергетической эффективности генерирующих мощностей ТЭЦ // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика. Пятнадцатая Междунар. науч.-техн. конф. студентов и спирантов: Тез. докл. в 3-х т. –М.: МЭИ, 2009. Т. 3. - С. 206-207.

45. Цыпулев Д.Ю. Постановка задачи оптимизация работы ТЭЦ с оптимизации режимных параметров энергоблоков в условиях переменных графиков энергопотребления // Ресурсо-энергосбережение и эколого-энергетическая безопасность промышленных городов: Материалы конф. Всеросийская науч.-практ. конф. Волжский, 2006. - С. 38-42.

46. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию филиала ОАО «ЮГК ТГК-8» «Волгоградская генерация» Волжской ТЭЦ. Энергетические характеристики оборудования. Турбинное оборудование. Утв. БЕ №1 ОАО РАО «ЕЭС России» от 01.08.2007г. – 293с.

47. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию филиала ОАО «ЮГК ТГК-8» «Волгоградская генерация» Волжской ТЭЦ. Энергетические характеристики оборудования. Котельное оборудование. Общестанционное оборудование. Утв. БЕ №1 ОАО РАО «ЕЭС России» от 01.08.2007г. – 140с.

48. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию филиала ОАО «ЮГК ТГК-8» «Волгоградская генерация» Волжской ТЭЦ. Энергетические характеристики оборудования.

Графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии. Макет расчета нормативных удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии. Графики минимальных мощностей ТЭЦ. Утв. БЕ №1 ОАО РАО «ЕЭС России» от 01.08.2007г. – 71с.

49. Моченов Д.В., Ильин Е.Т. Технико-экономические показатели турбоустановок типа ПТ-80, ПТ-60 и Р-50 при различных способах использования промышленных отборов // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика. Пятнадцатая Междунар. науч.-техн. конф. студентов и спирантов: Тез. докл. в 3-х т. –М.: МЭИ, 2009. Т. 3. - С. 198-199.

50. Кузнецов А.В. Об организационно-правовых аспектах управления режимами электропотребления // Электрические станции. – 2003. - №12. – С. 52-56.

51. Трухний А.Д. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М: Издательский дом МЭИ. – 2006. – 540 с. ил.

52. Применение оптимизационных моделей функционирования систем теплоснабжения для снижения себестоимости тепловой энергии и увеличения располагаемой мощности ТЭЦ // Промышленная энергетика. – 2010. - №3. – С. 7-8.

53. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В.Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. – М.: Энергия, 1980. – 228с.

54. Инструкция по формированию диспетчерского графика в ОДУ Юга. - Утв. Филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга». – 2008г. – 56с.

55. Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы. - Утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС»,

с изменениями от 26 марта 2010 года (Протокол № 7/2010 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»)). – 33с.

56. Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка. - Утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС», с изменениями от 26 февраля 2010 года (Протокол № 5/2010 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»)). – 45с.

57. Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. - Утвержден 14 июля 2006 года (Протокол № 96 заседания Наблюдательного совета НП «АТС», с изменениями от 26 марта 2010 года (Протокол № 19/2010 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»)). – 75с.

58. Модель конкурентного отбора заявок для выбора оборудования. ОАО «СО ЕЭС». – www.so-ups.ru.

59. Яковлев Б.В. Распределение топливных затрат на электрическую и тепловую энергию, производимую ТЭЦ // Новости теплоснабжения. – 2006. - №3. – С. 29-33.

60. Богданов А.Б. Котельнизация России – беда национального масштаба (Часть 11). Реперные точки теплофикации. – http://exergy.narod.ru

61. Басс М.С. Методы оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности. Материалы четвертой научно-технической конференции. Ульяновск. – 2003. – с. 40-43.

62. РД 153-34.1-09.321-2002. Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС // РАО ЕЭС России. – 2003. – 43 с.

63. Хлебалин Ю.М. Эксергетический метод – основа анализа систем теплофикации с целью повышения их эффективности и конкурентоспособности // Промышленная энергетика. – 2005. - №3. – С. 2-4.

64. Кузеванов В.С., Султанов М.М. К вопросу об эффективности планирования режимов работы оборудования ТЭЦ // Вестник Воронежского государственного технического университета.- 2009.- Т.5.- №11.- С. 115-119.

65. Ильин Е.Т. Россия-Запад: не выученные уроки реформы.- Энергетика и промышленность России, 10 ноября 2009г.

66. Султанов М.М., Кузеванов В.С. Разработка и апробация метода оптимизации режимов работы энергетического оборудования ТЭЦ // Энергосбережение и водоподготовка. - 2009.- №12.- С. 24-27.

67. РД 153-34.1-30.737-97 Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата ПТ-65/75-130/13 ЛМЗ // ОАО «Фирма ОРГРЭС». – 1997г. – 38 с.

68. Ольховский Г.Г. Перспективы тепловых электростанций // Электрические станции. - 2010. - №1. – С. 8-17.

69. Раменский П.П., Хараим А.А. Концепция энергоснабжения потребителей г. Волжского (на уровне нагрузок 2017 г.) // Ресурсо-энергосбережение и эколого-энергетическая безопасность промышленных городов: Материалы конф. Всеросийская науч.-практ. конф. Волжский, 2006. - С. 273 - 276.

70. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №323 от 30.12.2008 года «Об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных».

71. Кудинов А.А., Авинов В.В., Зиганшина С.К. Исследование режимов работы внутристанционной тепловой сети Тольяттинской ТЭЦ // Электрические станции. 2006. № 4. С. 27-32.

72. Качан А.Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС. – Минск: Высш. шк. – 1985.

73. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Основы централизованного теплоснабжения. Самара: СамГТУ, 2007. 148 с.

74. Кругликов П.А. Технико-экономические основы проектирования ТЭС и АЭС. – СПб.: СЗТУ. - 2003. – 118 с.

75. Кузнецов А.М. Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии на ТЭЦ // Новости теплоснабжения. – 2010. - №4. – С. 22-23.

76. Чубайс А.Б. Экономика и управление в современной электроэнергетике России: пособие для менеджеров электроэнергетических компаний. – М.: НП «КОНЦ ЕЭС». – 2009. – 616 с., ил.

77. Кудинов А.А., Зиганшина С.К. Энергосбережение в теплоэнергетике и в теплотехнологиях. М.: Машиностроение, 2010. 345 с.

78. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник.- М.: Издательство МЭИ, 1999. – 168с., ил.

79. Федеральный закон РФ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ.

80. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. – М: Энергоиздат.- 1982. – 264 с. ил.

81. Урин В.Д., Кутлер П.П. Энергетические характеристики для оптимизации режимов электростанции и энергосистем. – М: Энергия. - 1974.

82. Кудинов А.А. Тепловые электрические станции. Самара: СамГТУ, 2008. 348 с.

83. Жуков В.П., Барочкин Е.В., Уланов Д.А. Распределение нагрузки между турбоагрегатами теплоэлектроцентрали с использованием принципа оптимальности Беллмана // Вестник ИГЭУ. Вып.3. – 2009. – с. 1-4.

84. Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности // Итоги диссертационных исследований: Труды II Всероссийского конкурса молодых ученых. – М.: РАН. – 2010. – с. 23-29.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1. Основное оборудование Волжской ТЭЦ и его краткая техническая характеристика. Паровые турбины

Ст № турбины	Тип, модификация, завод изготовитель	Год изготовления/ввода в эксплуатацию	Мощность, МВт		Пара-метры свежего пара		Расход свежего пара, т/ч		«П» отбор					«Т» отбор					Конденсатор				
			номинальная	Максимальная / минимальная	Давление, кгс/см^2	Температура, °С	номинальный	максимальный	Давление, кгс/см^2	Производительность				Давление, кгс/см^2	Производительность				Тип	Расход пара, т/ч номин./макс./вентиляционный	Площадь поверхности охлаждения, м^2	Расчетное количество охлаждающей воды, м^3/ч	Давление, ата номинальное/максимальное
										номинальная		максимальная			номин. (верх./нижн.)		макс. (верх./нижн.)						
										Гкал / час	т/ч	Гкал / час	т/ч		Гкал / час	т/ч	Гкал /час	т/ч					
1	ПТ-61(65)-115(130) ЛМЗ	1999 / 2002	61	61 / 25	115	525	396	400	14	86	140	155	225	0.5 - 2.5	63	115	170	310	65-КЦ СТ-5	/ 180 / 15	3000	8000	0.075 / 0.12
2	ПТ-61(65)-115(130) ЛМЗ	1998 / 1998	61	61 / 25	115	525	396	400	14	86	140	155	225	0.5 - 2.5	63	115	170	310	65-КЦ СТ-5	/ 180 / 15	3000	8000	0.075 / 0.12
3	Р-44(50)-115(130) ЛМЗ	1963 / 1964	44	50 / 20	115	525	470	480	21	230	375	264	430										

Таблица 1. (Продолжение)

Ст № турбины	Тип, модификация, завод изготовитель	Год изготовления/ввода в эксплуатацию	Мощность, МВт		Пара-метры свежего пара		Расход свежего пара, т/ч		«П» отбор					«Т» отбор					Конденсатор				
			номинальная	Максимальная / минимальная	Давление, кгс/см^2	Температура, °С	номинальный	максимальный	Давление, кгс/см^2	Производительность				Давление, кгс/см^2	Производительность				Тип	Расход пара, т/ч номин./макс./вентиляционный	Площадь поверхности охлаждения, м^2	Расчетное количество охлаждающей воды, м^3/ч	Давление, ата номинальное/максимальное
										номинальная		максимальная			номин. (верх./нижн.)		макс. (верх./нижн.)						
										Гкал / час	т/ч	Гкал / час	т/ч		Гкал / час	т/ч	Гкал /час	т/ч					
5	Т-48(50)-115(130) УТМЗ	1967 / 1967	48	50 / 25	115	525	265	280						0.6 - 2.5	92	144	100	160	К2-3000-2	/ 140 / 6	3000	7000	0.05 / 0.12
6	Т-97(100)-115(130) УТМЗ	1970 / 1971	97	110 / 50	115	525	465	485						0.6 - 2.5	160	270	177	326	КГ 2-6200-1	/ 280 / 17	6200	16200	0.054 / 012
7	Т-97(100)-115(130) УТМЗ	1971 / 1972	97	110 / 50	115	525	465	485						0.6 - 2.5	160	270	177	326	КГ 2-6200-I	/ 280 / 17	6200	16200	0.054 / 0.12
8	ПТ-133(135) - 115(130) УТМЗ	1972 / 1974	133	150 / 60	115	525	740	760	14	197	320	270	390	0.4 - 2.5	110	210	140	270	К-2-6000-I	/ 330 / 15	6000	12400	0.064 / 0.12

144

Таблица 2. Паспортные данные энергетических котлов, установленных на Волжской ТЭЦ

Станционный номер	Тип котла	Топливо			Паропроизводительность, т/ч				Параметры пара за котлом		Параметры промежуточного перегрева	
		Проектное	фактическое	номинальный расход топлива, тыс. нм^3/ч (т/ч)	по данным завода		фактическая					
					номинальная	минимальная	номинальная	минимальная	Давление, кгс/см^2	Температура, °С	Давление, кгс/см^2	Температура, °С
1	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
2	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
3	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
4	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
5	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
6	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
7	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
8	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
9	ТГМ-84	газ (мазут)	газ (мазут)	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
10	БКЗ-420	газ (мазут)	газ	30 (28)	420	210	420	210	125	530	-	-
Вся станция в целом				300 (280)	4200	2100	4200	2100			-	-

Таблица 3. Паспортные данные ПВК, установленных на Волжской ТЭЦ

№ п/п	Тип ПВК	Теплопроизводительность ПВК $Q_p^{ПВК}$, Гкал/ч	Топливо			Температура сетевой воды, ^{0}С		Расходы сетевой воды через ПВК, т/ч		
			проектное	фактическое	номин. расход, тыс. нм^3/ч	на входе в ПВК, $t_{вх}^{ПВК}$	на выходе из ПВК, $t_{вых}^{ПВК}$	$W_{С.В.}^{max}$	$W_{С.В.}^{min}$	$W_{С.В.}^{расч.}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПТВМ-100	100	газ	Газ	14,4	70	150	2140	800	1235
2	ПТВМ-100	100	газ	Газ	14,4	70	150	2140	800	1235
3	ПТВМ-100	100	газ	Газ	14,4	70	150	2140	800	1235
4	ПТВМ-100	100	газ	Газ	14,4	70	150	2140	800	1235
5	ПТВМ-100	100	газ	Газ	14,4	70	150	2140	800	1235
6	ПТВМ-100	100	газ	Газ	14,4	70	150	2140	800	1235
7	ПТВМ-100	100	газ	Газ	14,4	70	150	2140	800	1235
Вся станция в целом		**700**	**газ**	**Газ**	**100,8**			**14980**	**5600**	**8645**

Таблица 4. Паспортные данные основных и пиковых сетевых подогревателей, установленные на Волжской ТЭЦ

Тип сетевого подогревателя	Ст. №	Поверхность нагрева, $м_2$	Расчетное давление, кгс/см^2 (абс.)		Расчетная темпе-ратура, °С		Номинальный расход		Номинальный тепловой поток, Гкал/ч	Число ходов, шт.	Сопротив-ление, м вод. ст.
			воды	пара	воды	пара	воды	пара			
Сетевая подогревательная установка 2											
БО-550-3М	1	550	15	3,2	116	130	1800	26	13,5	2	9
БО-550-3М	2	550	15	3,2	116	130	1800	26	13,5	2	9
ПСВ-500-14-23	2	500	24	15	90	270	1800	52	36	2	9
Сетевая подогревательная установка 5											
ПСГ-1300-3-8-1	1	1300	9	4	110	130	3000	72	46	4	9
ПСГ-1300-3-8-1	2	1300	9	4	110	130	3000	72	46	4	9
Сетевая подогревательная установка 6											
ПСГ-2300-3-8-1	1	2300	9	3	110	130	4500	163	80	4	10,8
ПСГ-2300-3-8-2	2	2300	9	4	110	130	4500	163	80	4	10,8
Сетевая подогревательная установка 7											
ПСГ-2300-3-8-1	1	2300	9	3	110	130	4500	163	80	4	10,8
ПСГ-2300-3-8-2	2	2300	9	4	110	130	4500	163	80	4	10,8
Сетевая подогревательная установка 8											
ПСГ-1300-3-8-1	1	1300	9	4	110	130	3000	105	55	4	9
ПСГ-1300-3-8-1	2	1300	9	4	110	130	3000	105	55	4	9

Таблица 5. Технические характеристики РОУ, установленные на Волжской ТЭЦ

Станционный номер	Тип РОУ	Параметры пара до РОУ			Параметры пара до РОУ		Параметры охлаждающей воды		
		Расход, т/ч	Давление, кгс/см2	Температура, ^{0}C	Давление, кгс/см2	Температура, ^{0}C	Расход, т/ч	Давление, кгс/см2	Температура, ^{0}C
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	РОУ 140/14	250	140	560	14	230	50	55	160
12	РОУ 140/14	250	140	560	14	230	50	55	160
13	РОУ 140/21	250	140	560	21	250	52	55	160
14	РОУ 140/14	250	140	560	14	230	50	55	160

Таблица 6. Исходные данные по турбоустановке ПТ-65-130 (эксперимент январь)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	28,3	27,8	35,2	26,9	30,6	30	34,8	32,6	39,2	41,8
2	Расход пара перед турбиной	До	т/ч	195	190	220	195	180	200	205	205	250	255
3	Давление пара перед турбиной	ро	кгс/см2	127	128	125	124	124	125	122	123	128	127
4	Температура пара перед турбиной	to	оС	525	525	520	522	522	522	520	523	520	521
5	Расход пара на промышленность	Дп	т/ч	63	65	42	50	20	38	35	10	40	40
6	Давление пара в промотборе	рп	кгс/см2	15,8	15,8	15,7	15,1	15	14,9	15,2	14,8	15,2	15,1
7	Температура пара в промотборе	tп	оС	306	308	300	305	305	300	300	300	280	281
8	Расход сетевой воды через СПУ	Gсв	т/ч	500	500	500	500	500	500	500	700	1100	1100
9	Температура сетевой воды на входе в СПУ	tос	оС	61	61	57	56	54	58	60	64	64	65
10	Температура сетевой воды на выходе из СПУ	tпсвоо	оС	100	100	101	103	100	103	99	100	102	99
11	Давление пара в ВОО	рвоо	кгс/см2	1,53	1,5	1,65	1,52	1,52	1,7	1,5	2,23	2,45	2,2
12	Температура охл.воды на входе в конденсатор	tов1	оС	16	16	20	18	22	19	15	18	16	20
13	Температура охл.воды на выходе из конденсатора	tов2	оС	20	20	27	24	30	23	19	22	20	26

Таблица 6. (Продолжение)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
14	Температура основного конденсата за конденсатором	tк	оС	32	30	38	38	45	39	36	39	39	43
15	Давление в конденсаторе	pк	кгс/см2	0,045	0,04	0,066	0,063	0,096	0,07	0,06	0,07	0,07	0,086
16	Расход питательной воды после группы ПВД	Gпв	т/ч	215	210	280	250	215	215	220	230	300	305
17	Температура питательной воды после группы ПВД	tпв	оС	210	210	210	205	205	205	210	206	215	215
18	Энтальпия острого пара	ho	кДж/кг	3408	3408	3398	3403	3403	3401	3403	3405	3393	3395
19	Энтальпия пара промотбора	hп	кДж/кг	3040	3045	3038	3050	3050	3038	3038	3038	2993	2996
20	Невозврат конденсата (ХОВ)	Gнв	т/ч	90,4	90,4	90,4	92,7	92,7	95,4	95,4	101,3	67,1	67,1
21	Отбор пара 0,12МПа для подготовки ХОВ	Qт1,2	МВт	25,127	26,056	30,702	32,124	27,943	21,439	15,748	38,321	24,349	25,743
22	Теплоемкость сетевой воды	Ср	кДж/кг *оС	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181
23	***Тепловая мощность промотбора***	Qп	МВт	***53,200***	***54,979***	***35,443***	***42,361***	***16,944***	***32,068***	***29,536***	***8,439***	***33,256***	***33,289***
24	***Тепловая мощность теплофикационного отбора верхний***	Qтвоо	МВт	***47,774***	***48,704***	***56,253***	***59,416***	***54,655***	***47,570***	***38,395***	***67,588***	***72,895***	***69,179***
25	***Суммарная тепловая мощность отборов***	ΣQтп	МВт	***100,974***	***103,683***	***91,696***	***101,778***	***71,599***	***79,638***	***67,931***	***76,027***	***106,151***	***102,467***
26	Температура насыщения промотбора	tпп	оС	201	201	201	198	198	198	198	198	198	198

Таблица 6. (Окончание)

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
27	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	tнвоо	оС	111	111	114	111	111	115	111	124	125	123
28	**К1 (промотбор)**	К1		0,577	0,582	0,566	0,558	0,541	0,556	0,564	0,555	0,557	0,547
29	**К2 (ВОО)**	К2		0,333	0,340	0,323	0,312	0,286	0,322	0,320	0,352	0,356	0,336

Таблица 7. Исходные данные по турбоустановке ПТ-135-130 (эксперимент январь)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	84,8	85,8	118,4	85,5	80,2	88,4	113,4	93,2	103,7	116,5
2	Расход пара перед турбиной	Do	т/ч	540	540	659	515	518	550	690	632	652	728
3	Давление пара перед турбиной	po	кгс/см2	119	119	112	113	113	113	113	111	120	113
4	Температура пара перед турбиной	to	оС	524	524	522	523	524	525	525	523	524	525
5	Расход пара на промышленность	Dп	т/ч	160	160	135	140	155	155	170	170	170	200
6	Давление пара в промотборе	pп	кгс/см2	15,1	15,1	15,8	14,8	15,1	15	15,2	15,1	15	15,7
7	Температура пара в промотборе	tп	оС	280	280	270	280	280	277	275	270	270	270

154

Таблица 7. (Продолжение)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
8	Расход сетевой воды через СПУ	*Gсв*	*т/ч*	2650	2700	2700	2700	2700	2750	2700	2700	2700	2750
9	Температура сетевой воды на входе в СПУ	*tос*	*оС*	61	61	50	53	53	50	55	55	58	58
10	Температура сетевой воды на входе в СП верхний	*tпсноо*	*оС*	92	92	83	72	76	75	75	82	90	90
11	Температура сетевой воды на выходе из СПУ	*tпсноо*	*оС*	95	95	86	86	79	89	93	100	105	106
12	Давление пара в ВОО	*рвоо*	*кгс/см2*	1,33	1,6	1,8	1,02	0,95	0,75	0,95	1,55	1,52	1,55
13	Давление пара в НОО	*рноо*	*кгс/см2*	1,08	1,2	1	0,62	0,7	0,6	0,58	1,35	1,3	1,14
14	Температура охл.воды на входе в конденсатор	*tов1*	*оС*	14	14	17	16	18	11	15	6	14	19
15	Температура охл.воды на выходе из конденсатор	*tов2*	*оС*	19	19	26	20	22	18	30	8	18	24
16	Температура основного конденсата за конденсатором	*tк*	*оС*	29	29	40	32	32	32	36	24	27	32
17	Давление в конденсаторе	*рк*	*кгс/см2*	0,04	0,04	0,074	0,5	0,05	0,05	0,06	0,03	0,036	0,05
18	Расход питательной воды после группы ПВД	*Gпв*	*т/ч*	595	595	622	526	550	583	650	630	660	664
19	Температура питательной воды после группы ПВД	*tпв*	*оС*	222	222	228	220	220	221	227	227	227	231
20	Энтальпия острого пара	*hо*	*кДж/кг*	3415	3415	3420	3406	3415	3412	3412	3423	3414	3424
21	Энтальпия пара промотбора	*hп*	*кДж/кг*	2993	2993	2970	2993	2993	2985	2980	2971	2971	2964

Таблица 7. (Окончание)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
22	Теплоемкость сетевой воды	Ср	кДж/кг *оС	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181
23	***Тепловая мощность промотбора***	Qп	МВт	***133,022***	***133,022***	***111,375***	***116,394***	***128,865***	***128,521***	***140,722***	***140,297***	***140,297***	***164,667***
24	***Тепловая мощность теплофикационного отбора верхний***	Qтвоо	МВт	***9,233***	***9,407***	***9,407***	***43,901***	***9,407***	***44,713***	***56,444***	***56,444***	***47,036***	***51,101***
25	***Тепловая мощность теплофикационного отбора нижний***	Qтноо	МВт	***95,408***	***97,208***	***103,480***	***59,579***	***72,122***	***79,845***	***62,715***	***84,665***	***100,344***	***102,202***
26	***Суммарная тепловая мощность отборов***	ΣQтп	МВт	***237,663***	***239,638***	***224,262***	***219,874***	***210,395***	***253,080***	***259,881***	***281,406***	***287,677***	***317,970***
27	Температура насыщения промотбора	tпп	оС	198	198	200	197	198	198	198	198	198	198
28	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	tпвоо	оС	107	113	117	100	98	92	98	112	112	112
29	Температура насыщения теплофикационного отбора нижний	tпноо	оС	102	104	100	86	90	86	86	108	107	103
30	***К1 (промотбор)***	К1		0,578	0,578	0,558	0,569	0,571	0,570	0,561	0,589	0,582	0,570
31	***К2 (ВОО)***	К2		0,330	0,350	0,326	0,296	0,288	0,266	0,273	0,365	0,354	0,336
32	***К3 (НОО)***	К3		0,313	0,320	0,265	0,244	0,259	0,243	0,227	0,352	0,338	0,306

Таблица 8. Исходные данные по турбоустановке Т-100-130-6 (эксперимент январь)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	103,8	103,4	105,5	103,2	107	99,1	97	92,7	95	92,7
2	Расход пара перед турбиной	Do	т/ч	492	492	482	481	480	480	478	480	492	487
3	Давление пара перед турбиной	po	кгс/см2	119	119	115	116	113	116	113	113	120	119
4	Температура пара перед турбиной	to	оС	526	526	525	518	526	525	525	523	524	524
5	Расход сетевой воды через СПУ	Gсв	т/ч	3900	3900	3950	3900	4000	4000	3900	3600	3600	3600
6	Температура сетевой воды на входе в СПУ	tос	оС	54	54	50	54	54	50	54	59	60	60
7	Температура сетевой воды на входе в СПУ верхний	tпсноо	оС	72	72	69	66	62	70	76	72	89	89
8	Температура сетевой воды на выходе из СПУ	tпсноо	оС	92	92	87	86	80	89	93	98	106	106
9	Давление пара в ВОО	pвоо	кгс/см2	0,86	0,82	0,7	0,7	0,65	0,75	0,75	1,05	1,33	1,25
10	Давление пара в НОО	pноо	кгс/см2	0,63	0,59	0,35	0,4	0,3	0,48	0,55	0,85	1,1	1,03
11	Температура охл.воды на входе в конденсатор	tов1	оС	14	14	17	15	18	11	15	6	14	19
12	Температура охл.воды на выходе из конденсатора	tов2	оС	19	19	25	22	25	19	18	8	17	25
13	Температура основного конденсата за конденсатором	tк	оС	35	35	38	37	44	35	36	23	25	27

Таблица 8. (Продолжение)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
14	Давление в конденсаторе	*рк*	*кгс/см2*	0,056	0,056	0,066	0,063	0,091	0,055	0,055	0,028	0,032	0,036
15	Расход питательной воды после группы ПВД	*Gпв*	*т/ч*	395	395	395	362	370	387	415	412	415	408
16	Температура питательной воды после группы ПВД	*tпв*	*оС*	244	244	241	242	242	241	240	239	243	243
17	Энтальпия острого пара	*ho*	*кДж/кг*	3418	3418	3422	3404	3430	3428	3428	3418	3413	3413
18	Теплоемкость сетевой воды	*Ср*	*кДж/кг *оС*	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181
19	***Тепловая мощность теплофикационного отбора верхний***	*Qтвоо*	*МВт*	***90,588***	***90,588***	***82,575***	***90,588***	***83,620***	***88,266***	***77,000***	***108,706***	***71,077***	***71,077***
20	***Тепловая мощность теплофикационного отбора нижний***	*Qтноо*	*МВт*	***81,530***	***81,530***	***87,162***	***54,353***	***37,164***	***92,911***	***99,647***	***54,353***	***121,249***	***121,249***
21	***Суммарная тепловая мощность отборов***	*ΣQтп*	*МВт*	***172,118***	***172,118***	***169,737***	***144,941***	***120,784***	***181,177***	***176,647***	***163,059***	***192,326***	***192,326***
22	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	*tнвоо*	*оС*	95	94	90	90	88	92	92	101	108	106
23	Температура насыщения теплофикационного отбора нижний	*tнноо*	*оС*	86	85	69	76	69	80	84	95	102	100
24	***К2 (ВОО)***	*К2*		0,265	0,262	0,235	0,240	0,202	0,254	0,250	0,332	0,348	0,334
25	***К3 (НОО)***	*К3*		0,231	0,227	0,149	0,184	0,121	0,208	0,219	0,311	0,328	0,314

Таблица 9. Исходные данные по РОУ-140/21 (эксперимент январь)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
1	Расход пара после РОУ	Gпроу	т/ч	53	50	50	54	56	57	57	61	60	
2	Давление пара после РОУ	рпроу	кгс/см2	22,3	22,3	22,3	22,2	22,1	22,2	22,1	22	22,1	
3	Температура пара после РОУ	tпроу	оС	266	269	238	264	263	262	252	258	253	
4	Давление пара перед РОУ	ророу	кгс/см3	125	125	125	125	125	124	121	120	127	
5	Температура пара перед РОУ	tороу	оС	530	530	530	530	530	530	530	530	530	
6	Температура питательной воды на входе в РОУ	tвроу	оС	160	160	160	160	160	160	160	160	160	
7	Энтальпия пара после РОУ	hпроу	кДж/кг	2938	2950	2870	2938	2937	2933	2908	2918	2911	
8	Энтальпия пара после котла	hороу	кДж/кг	3424	3424	3424	3424	3424	3425	3430	3430	3430	3431
9	Энтальпия питательной воды перед РОУ	hвроу	кДж/кг	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	0
10	Температура питательной воды перед котлом №10	tпвК10	оС	218	222	228	220	222	222	230	226	220	231
11	***Расход пара 140 на РОУ***	Gороу	т/ч	46,71	44,21	43,23	47,59	49,34	50,15	49,74	53,38	52,40	0,00
12	***Тепловая мощность пара перед РОУ***	Qороу	МВт	***32,60***	***30,65***	***29,67***	***33,10***	***34,20***	***34,78***	***34,11***	***36,85***	***36,54***	***0,00***

Таблица 9. (Продолжение)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	13.янв			14.янв		15.янв		16.янв	17.янв	
			Ед.изм.	4-00	6-00	14-00	4-00	16-00	4-00	16-00	12-00	12-00	16-00
13	Калорийность газа	Qнр	кДж/нм3	33972	33972	33972	33972	33972	33972	33972	33972	33972	33972
14	КПД котла	ηпг		0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
15	КПД трубопроводов	ηтр		0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
16	**Расход топлива на РОУ**	**Gгроу**	**нм3/с**	**1,064**	**1,000**	**0,968**	**1,080**	**1,116**	**1,135**	**1,113**	**1,202**	**1,192**	**0,000**

Таблица 10. Исходные данные по турбоустановке ПТ-65-130 (эксперимент февраль)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Ед.изм.	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	50	59	38	54	38	54	40	40	55	37
2	Расход пара перед турбиной	Do	т/ч	345	400	300	370	290	380	315	330	390	300
3	Давление пара перед турбиной	po	кгс/см2	126	125	125	122	125	121	123	121	120	122
4	Температура пара перед турбиной	to	oC	524	524	525	523	525	525	523	521	521	523
5	Расход пара на промышленность	Dп	т/ч	115	123	117	112	105	122	123	111	111	111

Таблица 10. (Продолжение)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Ед.изм.	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
6	Давление пара в промотборе	*pп*	*кгс/см2*	15,6	15,5	15,5	15,4	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
7	Температура пара в промотборе	*tп*	*оС*	273	265	275	275	277	275	277	276	270	280
8	Расход сетевой воды через СПУ	*Gсв*	*т/ч*	1300	1300	1300	750	750	750	750	750	750	700
9	Температура сетевой воды на входе в СПУ	*tос*	*оС*	55	66	66	55	55	54	56	55	55	58
10	Температура сетевой воды на выходе из СПУ	*tпсвоо*	*оС*	83	90	90	88	80	86	81	82	82	82
11	Давление пара в ВОО	*pвоо*	*кгс/см2*	1,3	1,4	1,4	1,35	0,92	1,32	1	1	1,15	1
12	Температура охл.воды на входе в конденсатор	*tов1*	*оС*	16	18	16	18	18	14	14	10	11	12
13	Температура охл.воды на выходе из конденсатора	*tов2*	*оС*	21	23	21	23	20	19	17	13	14	15
14	Температура основного конденсата за конденсатором	*tк*	*оС*	33	42	32	39	38	36	34	29	29	29
15	Давление в конденсаторе	*pк*	*кгс/см2*	0,05	0,082	0,05	0,07	0,068	0,06	0,055	0,04	0,04	0,04
16	Расход питательной воды после группы ПВД	*Gпв*	*т/ч*	370	445	390	415	290	420	375	390	420	335
17	Температура питательной воды после группы ПВД	*tпв*	*оС*	228	230	220	230	220	230	225	225	230	222
18	Энтальпия острого пара	*hо*	*кДж/кг*	3414	3414	3417	3411	3414	3415	3411	3406	3421	3421
19	Энтальпия пара промотбора	*hп*	*кДж/кг*	2985	2958	2990	2982	2993	2982	2986	2985	2960	2982

Таблица 10. (Окончание)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Ед.изм.	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
22	Теплоемкость сетевой воды	Ср	кДж/кг *оС	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181
23	***Тепловая мощность промотбора***	Qп	МВт	95,354	101,065	97,175	92,773	87,296	101,057	102,022	92,038	91,267	91,945
24	***Тепловая мощность теплофикационного отбора верхний***	Qтвоо	МВт	42,275	36,235	36,235	28,744	21,776	27,873	21,776	23,518	23,518	19,511
25	***Суммарная тепловая мощность отборов***	ΣQтп	МВт	137,629	137,300	133,410	121,518	109,072	128,930	123,798	115,556	114,785	111,456
26	Температура насыщения промотбора	tнп	оС	200	199	199	199	199	199	199	199	199	199
27	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	tнвоо	оС	107	109	109	108	97	108	100	100	104	100
28	***К1 (промотбор)***	К1		0,573	0,550	0,573	0,558	0,559	0,564	0,569	0,581	0,581	0,580
29	***К2 (ВОО)***	К2		0,316	0,290	0,326	0,298	0,261	0,308	0,288	0,307	0,321	0,307

Таблица 11. Исходные данные по турбоустановке Т-100-130-6 (эксперимент февраль)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Ед.изм.	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	93	108	108	106	99	107	108	89	97	107
2	Расход пара перед турбиной	Do	т/ч	405	486	486	480	448	486	485	439	485	488
3	Давление пара перед турбиной	po	кгс/см2	124	122	122	118	121	118	118	118	118	118
4	Температура пара перед турбиной	to	оС	528	529	529	535	533	533	530	530	530	530
5	Расход сетевой воды через СПУ	Gсв	т/ч	3150	3100	3700	3750	3750	3750	3300	3900	3900	3300
6	Температура сетевой воды на входе в СПУ	tос	оС	52	52	52	52	52	51	51	52	52	52
7	Температура сетевой воды на входе в СПУ верхний	tпсноо	оС	65	66	65	62	62	63	62	73	73	64
8	Температура сетевой воды на выходе из СПУ	tпсноо	оС	85	90	86	82	82	82	84	90	90	87
9	Давление пара в ВОО	pвоо	кгс/см2	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,85	0,85	0,85
10	Давление пара в НОО	pноо	кгс/см2	0,35	0,46	0,45	0,4	0,37	0,35	0,4	0,7	0,7	0,4
11	Температура охл.воды на входе в конденсатор	tов1	оС	14	17	17	14	14	11	11	6	8	12
12	Температура охл.воды на выходе из конденсатора	tов2	оС	23	30	30	23	23	21	21	9	11	21
13	Температура основного конденсата за конденсатором	tк	оС	45	45	45	39	39	43	45	36	30	45
14	Давление в конденсаторе	pк	кгс/см2	0,095	0,095	0,095	0,07	0,07	0,086	0,09	0,06	0,04	0,095

Таблица 11. (Продолжение)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Ед.изм.	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
15	Расход питательной воды после группы ПВД	Gпв	т/ч	377	445	445	434	425	435	390	395	431	410
16	Температура питательной воды после группы ПВД	tпв	оС	234	241	241	240	237	241	242	235	240	243
17	Энтальпия острого пара	ho	кДж/кг	3419	3427	3427	3438	3435	3442	3435	3435	3435	3435
18	Теплоемкость сетевой воды	Ср	кДж/кг *оС	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181
19	***Тепловая мощность теплофикационного отбора верхний***	Qтвоо	МВт	***73,168***	***86,407***	***90,240***	***87,104***	***87,104***	***82,749***	***84,317***	***77,000***	***77,000***	***88,149***
20	***Тепловая мощность теплофикационного отбора нижний***	Qтноо	МВт	***47,559***	***50,404***	***55,863***	***43,552***	***43,552***	***52,263***	***42,158***	***95,118***	***95,118***	***45,991***
21	***Суммарная тепловая мощность отборов***	ΣQтп	МВт	***120,726***	***136,812***	***146,103***	***130,656***	***130,656***	***135,011***	***126,475***	***172,118***	***172,118***	***134,140***
22	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	tнвоо	оС	90	94	94	90	90	90	90	95	95	95
23	Температура насыщения теплофикационного отбора нижний	tнноо	оС	73	79	79	69	73	73	76	90	90	76
24	***К2 (ВОО)***	К2		0,206	0,221	0,221	0,229	0,229	0,213	0,205	0,261	0,284	0,225
25	***К3 (НОО)***	К3		0,134	0,160	0,160	0,143	0,160	0,143	0,147	0,242	0,265	0,147

164

Таблица 12. Исходные данные по турбоустановке Т-100-130-7 (эксперимент февраль)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Единица измерения	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	75	89	92	96	83	97	74	83	95	67
2	Расход пара перед турбиной	До	т/ч	325	390	390	410	375	404	320	390	420	310
3	Давление пара перед турбиной	ро	кгс/см2	124	122	122	120	120	118	118	118	118	118
4	Температура пара перед турбиной	to	оС	525	525	525	525	525	525	525	525	525	525
5	Расход сетевой воды через СПУ	Gсв	т/ч	3150	3100	3150	2800	2800	2800	2900	2900	3100	3100
6	Температура сетевой воды на входе в СПУ	tос	оС	52	51	51	52	52	52	52	53	53	51
7	Температура сетевой воды на входе в СПУ верхний	tпсноо	оС	68	68	68	68	68	71	65	82	82	72
8	Температура сетевой воды на выходе из СПУ	tпсноо	оС	82	82	83	84	86	85	81	95	93	84
9	Давление пара в ВОО	рвоо	кгс/см2	1	1,1	1,1	1,15	1,1	1,2	1,2	1,35	1,35	0,85
10	Давление пара в НОО	рноо	кгс/см2	0,88	0,88	0,88	0,7	0,84	0,86	0,85	0,95	0,95	0,8
11	Температура охл.воды на входе в конденсатор	tов1	оС	14	17	17	14	14	11	11	6	8	12
12	Температура охл.воды на выходе из конденсатора	tов2	оС	18	23	23	21	21	16	16	9	12	15

Таблица 12. (Продолжение)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Единица измерения	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
13	Температура основного конденсата за конденсатором	tк	оС	30	38	38	38	32	35	34	20	30	30
14	Давление в конденсаторе	рк	кгс/см2	0,042	0,066	0,066	0,066	0,05	0,056	0,055	0,023	0,04	0,04
15	Расход питательной воды после группы ПВД	Gпв	т/ч	375	470	470	430	425	430	385	400	426	410
16	Температура питательной воды после группы ПВД	tпв	оС	220	229	229	232	227	235	219	229	231	223
17	Энтальпия острого пара	ho	кДж/кг	3422	3422	3422	3422	3422	3422	3422	3422	3422	3422
18	Невозврат конденсата (ХОВ)	Gнв	т/ч	120	120	120	220	220	220	220	220	220	220
19	Отбор пара 1,2 для подготовки ХОВ	Qт1,2	МВт	33,123	33,123	33,123	39,975	42,298	43,227	43,459	43,227	46,014	47,640
20	Теплоемкость сетевой воды	Ср	кДж/кг *оС	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181	4,181
21	***Тепловая мощность теплофикационного отбора верхний***	Qтвоо	МВт	***84,340***	***83,527***	***87,998***	***92,005***	***100,832***	***88,753***	***97,348***	***87,011***	***85,618***	***90,844***
22	***Тепловая мощность теплофикационного отбора нижний***	Qтноо	МВт	***58,534***	***61,205***	***62,192***	***52,030***	***52,030***	***61,786***	***43,784***	***97,673***	***104,409***	***75,606***
23	***Суммарная тепловая мощность отборов***	ΣQтп	МВт	***142,874***	***144,732***	***150,191***	***144,035***	***152,862***	***150,539***	***141,132***	***184,684***	***190,026***	***166,450***

Таблица 12. (Окончание)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Единица измерения	04-00	12-00	22-00	20-00	24-00	08-00	16-00	04-00	08-00	16-00
24	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	*tнвоо*	*оС*	100	102	102	104	102	105	105	108	108	95
25	Температура насыщения теплофикационного отбора нижний	*tнноо*	*оС*	96	96	96	90	95	95	95	98	98	93
26	***К2 (ВОО)***	*К2*		0,303	0,280	0,280	0,287	0,302	0,302	0,305	0,365	0,330	0,285
27	***К3 (НОО)***	*К3*		0,288	0,258	0,258	0,235	0,277	0,266	0,269	0,332	0,295	0,277

Таблица 13. Исходные данные по РОУ-140/21 (эксперимент февраль)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Ед.изм.	4-00	12-00	22-00	20-00	24-00	8-00	16-00	4-00	08-00	20-00
1	Расход пара после РОУ	*Gпроу*	*т/ч*	0	60	65	75	75	75	75	75	75	75
2	Давление пара после РОУ	*рпроу*	*кгс/см2*	22,6	22,6	22,6	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
3	Температура пара после РОУ	*tпроу*	*оС*	260	260	260	275	275	250	265	265	260	265

Таблица 13. (Продолжение)

№п п	Наименование показателя	Обозначение	Вариант	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			Дата	16.фев			17.фев		18.фев		19.фев		
			Ед.изм.	4-00	12-00	22-00	20-00	24-00	8-00	16-00	4-00	08-00	20-00
4	Давление пара перед РОУ	$p_{роу}$	кгс/см3	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
5	Температура пара перед РОУ	$t_{роу}$	оС	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
6	Температура питательной воды на входе в РОУ	$t_{вроу}$	оС	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
7	Энтальпия пара после РОУ	$h_{проу}$	кДж/кг	2940	2940	2940	2950	2950	2900	2940	2940	2930	2940
8	Энтальпия пара после котла	$h_{роу}$	кДж/кг	3430	3430	3430	3430	3430	3430	3430	3430	3430	3430
9	Энтальпия питательной воды перед РОУ	$h_{вроу}$	кДж/кг	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96	668,96
10	Температура питательной воды перед котлом №10	$t_{пвК10}$	оС	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230
11	***Расход пара 140 на РОУ***	$G_{роу}$	т/ч	0,00	52,83	57,23	66,22	66,22	65,30	66,03	66,03	65,85	66,03
12	***Тепловая мощность пара перед РОУ***	$Q_{роу}$	МВт	***0,00***	***36,22***	***39,24***	***45,40***	***45,40***	***44,78***	***45,28***	***45,28***	***45,15***	***45,28***
13	Каллорийность газа	$Q_{нр}$	кДж/нм3	33596	33596	33596	33596	33596	33596	33596	33596	33596	33596
14	КПД котла	$\eta_{пг}$		0,93	0,93	0,93	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
15	КПД трубопроводов	$\eta_{тр}$		0,96	0,96	0,96	0,956	0,956	0,956	0,956	0,956	0,956	0,956
16	***Расход топлива на РОУ***	$G_{гроу}$	нм3/с	***0,000***	***1,219***	***1,321***	***1,528***	***1,528***	***1,507***	***1,524***	***1,524***	***1,520***	***1,524***

168

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго»

_____ П.П. Раменский

«___» февраля 2010г.

А К Т

о внедрении результатов диссертационной работы старшего преподавателя кафедры ТЭС филиала ГОУ ВПО «Московский энергетический институт (технический университет)» в г. Волжском Султанова М.М. на тему:

«РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ».

Проведена апробация методики оценки энергетической эффективности работы ТЭЦ, предложенной филиалом ГОУ ВПО «Московский энергетический институт (технический университет)» в г. Волжском, при решении задачи оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок между агрегатами Волжской ТЭЦ. Подтверждена абсолютная экономия топлива при использовании методики. Работа в оптимальных режимах распределения нагрузки согласно методике позволит снизить расход топлива на 0,8÷1,2%, что в денежном выражении составляет до 14 млн.руб./год для Волжской ТЭЦ. Методика может быть рекомендована для реализации на ТЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоградэнерго».

Технический директор Волжской ТЭЦ _____ Н.В. Раков

170

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор ВТЭЦ
_____ Н.В. Раков
«24» 02 2010 г.

ПРОТОКОЛ
проведения испытания на Волжской ТЭЦ по апробации методики оценки энергетической эффективности и оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ

1.Общие сведения.

1.1. Испытания на Волжской ТЭЦ проводятся с целью апробации и подтверждения работоспособности методики оценки энергетической эффективности и оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ (далее - Методика), разработанный кафедрой ТЭС филиала ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)» в г. Волжском.
1.2. Испытания оборудования ТЭЦ для апробации Методики проводятся согласно утвержденной техническим директором Программе проведения испытания на Волжской ТЭЦ по внедрению методики оценки энергетической эффективности и оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ (далее - Программа) в период работы с наличием оборудования, имеющего явный резерв мощности для осуществления перехода на новый (оптимальный) режим несения нагрузок.
1.3. Протокол составлен на основе данных, полученных в условиях действующего состава оборудования Волжской ТЭЦ на 20 февраля 2010 г. в смену с 8-00 до 20-00 (в ходе дежурства вахты «Г»).

2.Текущий режим оборудования до начала проведения испытаний.

Согласно режиму работы ТЭЦ на 20 февраля 2010 года состав действующего основного оборудования Волжской ТЭЦ сформирован из трех турбогенераторов и четырех парогенераторов. Наименование и характеристики основного и вспомогательного оборудования, участвующего в производстве тепловой и электрической энергий, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Наименование и характеристики основного оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Наличие включенного вспомогательного оборудования и отборов	Тепловые потребители
1. Паротурбинное оборудование				
1.1	ТГ ст. №2	ПТ-65-130	Группа ПВД, производственный отбор, отопительный отбор	Производственный паропровод 14 ата, сетевые подогреватели
1.2	ТГ ст. №6	Т-100-130	Группа ПВД, верхний и нижний отопительные отборы	сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2
1.3	ТГ ст. №7	Т-100-130	Группа ПВД, производственный отбор, верхний и нижний отопительные отборы	Сетевые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2; паропровод собственных нужд 1,2 ата (Д №13; ПСВ, ПВВ)
2. Котельное оборудование				
2.1	К ст. №1	ТГМ-84		Главный паропровод
2.2	К ст. №3	ТГМ-84		Главный паропровод
2.3	К ст. №6	ТГМ-84		Главный паропровод
2.4	К ст. №10	БКЗ-420-140ГМН		Главный паропровод, РОУ-13
3. Вспомогательное оборудование				
3.1	РОУ ст. №13	РОУ-140/21		Производственный паропровод 21 ата

Исходные и расчетные данные в таблицах 2 и 3 по каждому оборудованию соответствуют времени 12-00.

Таблица 2. Исходные и расчетные данные режимов работы турбоустановок Волжской ТЭЦ

№п/п	Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значения для турбинного оборудования		
				ПТ-65-130 (ст. №2)	Т-100-130 (ст. №6)	Т-100-130 (ст. №7)
1	Электрическая мощность текущая	Nэо	МВт	52	107	96
2	Расход пара перед турбиной	До	т/ч	365	484	405
3	Давление пара перед турбиной	ро	кгс/см2	122	118	120
4	Температура пара перед турбиной	to	оС	523	535	525
5	Расход пара на промышленность	Дп	т/ч	111		
6	Давление пара в промотборе	рп	кгс/см2	15,4		
7	Температура пара в промотборе	tп	оС	275		
8	Расход сетевой воды через СПУ	Gсв	т/ч	750	3700	2800
9	Температура сетевой воды на входе в СПУ	tос	оС	55	52	52
10	Температура сетевой воды на выходе СП	tпсноо	оС		62	68
11	Температура сетевой воды на выходе СПУ	tпсноо	оС	88	82	84
12	Давление пара в ВОО	рвоо	кгс/см2	1,35	0,7	1,15
13	Давление пара в НОО	рноо	кгс/см2		0,4	0,7
14	Температура охл.воды на входе в конденсатор	tов1	оС.	18	14	14
15	Температура охл.воды на выходе в конденсатор	tов2	оС	23	23	21
16	Температура основного конденсата за конденсатором	tк	оС	39	39	38
17	Давление в конденсаторе	рк	кгс/см2	0,07	0,07	0,066
18	Расход питательной воды после группы ПВД	Gпв	т/ч	415	434	430
19	Температура питательной воды после группы ПВД	tпв	оС	230	240	232
20	Энтальпия острого пара	hо	кДж/кг	3411	3438	3422
21	Энтальпия пара промотбора	hп	кДж/кг	2982		
22	Невозврат конденсата (ХОВ)	Gнв	т/ч			220
23	Отбор пара в коллектор1,2 ата	Qт1,2	МВт			39,975
24	Теплоемкость сетевой воды	Ср	кДж/кг *оС	4,181	4,181	4,181
25	***Тепловая мощность промотбора***	Qп	МВт	***91,945***		
26	***Тепловая мощность теплофикационного отбора «верхний»***	Qтвоо	МВт	***28,744***	***85,943***	***92,005***
27	***Тепловая мощность теплофикационного отбора «нижний»***	Qтноо	МВт		***42,971***	***52,030***
28	***Суммарная тепловая мощность отборов***	ΣQтп	МВт	***120,689***	***128,914***	***144,035***
29	Температура насыщения промотбора	tнп	оС	199		
30	Температура насыщения теплофикационного отбора верхний	tнвоо	оС	108	90	104
31	Температура насыщения теплофикационного отбора нижний	tнноо	оС		69	90
32	***К1 (промотбор)***	К1		0,558		
33	***К2 (ВОО)***	К2		0,298	0,229	0,287
34	***К3 (НОО)***	К3			0,143	0,235

Таблица 3. Исходные и расчетные данные режима работы РОУ-13

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Значения
1	Расход пара после РОУ	Gпроу	т/ч	75
2	Давление пара после РОУ	рпроу	кгс/см2	22,1
3	Температура пара после РОУ	tпроу	оС	275
4	Давление пара перед РОУ	ророу	кгс/см3	127
5	Температура пара перед РОУ	toроу	оС	530
6	Температура питательной воды воды на входе в РОУ	tвроу	оС	160
7	Энтальпия пара после РОУ	hпроу	кДж/кг	2950
8	Энтальпия пара после котла	hороу	кДж/кг	3430
9	Энтальпия питательной воды перед РОУ	hвроу	кДж/кг	668,96
10	Температура питательной воды перед котлом №10	tпвК10	оС	230
11	***Расход пара 140 на РОУ***	Gороу	т/ч	66,22
12	***Тепловая мощность пара перед РОУ***	Qороу	МВт	***45,40***

В период проведения испытания проводилась растопка парового котла №5 на консервацию с постоянным потреблением газа равным 7,2 тыс. нм3/ч.

3. Расчет текущего и выбор оптимального режима производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ.

Результаты расчетов текущего режима работы согласно Методике, а также оценка и выбор оптимального расчетного режима работы ТЭЦ представлены в таблице 4.

Таблица 4. Результаты расчета расходов топлива для различных режимов работы ТЭЦ

Время	Тип турбоустановки	Исходный режим			Расход топлива	
					Расчетный	Расчетный
		$N_э^0$	$Q_п^0$	$Q_г^0$	секундный	часовой
		МВт	МВт	МВт	нм3/с	тыс.нм3/ч
12:00	ПТ-65-130 (ст. №2)	52,000	91,945	28,744	5,812	20,92
	Т-100-130 (ст. №6)	107,000		128,914	10,005	36,02
	Т-100-130 (ст. №7)	96,000		144,035	9,009	32,43
	К - 5				2,000	7,20
	РОУ-13		45,402		1,514	5,45
	Сумма	***255,000***	***137,347***	***301,694***	***28,340***	***102,02***
Оптим.	ПТ-65-130 (ст. №2)	47,000	91,945	28,744	5,273	18,98
	Т-100-130 (ст. №6)	107,000		128,914	10,005	36,02
	Т-100-130 (ст. №7)	101,000		144,035	9,389	33,80
	К - 5				2,000	7,20
	РОУ-13		45,402		1,514	5,45
	Сумма	***255,000***	***137,347***	***301,694***	***28,182***	***101,45***

Как выяснилось, согласно Методике, оптимальный режим распределения нагрузки между турбоустановками может быть достигнут при переброске электрической мощности в размере 5 (пяти) МВт*ч от турбины ПТ-65-130 (ст. №2) на Т-100-130 (ст. №7). Для нового режима положительный эффект в топливе (расчетный) составил 0,57 тыс. м3/час газа.

На основании рекомендаций по оптимизации, в соответствии с Программой в 14 часов в 18 минут было произведено перераспределение электрической нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ. При этом условия обеспечения надежности ведения режима всего

173

оборудования и коммерческих условий отпуска тепла и электроэнергии потребителям остались без изменения.

После стабилизации переходных режимов и завершения характерного времени тепловой инерционности контура по внешним условиям (ориентировочно через 5 минут), осуществлено снятие показаний прибора учета по расходу потребления газа на ТЭЦ. Достоверность показаний коммерческого прибора учета потребления газа на ТЭЦ подтверждается высоким классом точности – 0,002. Результаты измерения среднечасового показания расхода топлива приведены в таблице 5.

Таблица 5. Результаты измерения расхода газа до и после испытания

№ п/п	Среднечасовой расход топлива на ТЭЦ			
	До испытания		После испытания	
	Время	Расход газа фактичекий	Время	Расход газа фактичекий
	чч.мм.	тыс.нм3/ч	чч.мм.	тыс.нм3/ч
1	14.10	104,0	14.22	103,5
2	14.11	104,0	14.23	104,2
3	14.12	104,0	14.24	104,2
4	14.13	104,6	14.25	104,2
5	14.14	104,6	14.26	104,0
6	14.15	104,7	14.27	104,0
7	14.16	105,1	14.28	104,0
8	14.17	104,5	14.29	104,0
9	14.18	104,6	14.30	103,2
10	14.19	104,7	14.31	104,0
среднее		***104,48***		***103,93***

4. Оценка результатов испытаний

В результате проведения испытания по оптимизации режимов работы ТЭЦ эффективность использования Методики подтверждается хорошим совпадением прогноза и факта по положительной экономии топлива в объеме 0,55 (измерения) [0,57 (прогноз)] тыс. м3/час газа. С учетом технических ограничений и условий работы оборудования в ходе испытания, при распределении электрической нагрузки между турбоагрегатами в пределах 2% от суммарной отпускаемой мощности, достигается экономия топлива в размере 0,53%. При больших величинах изменения нагрузок, перераспределяемых между агрегатами, следует ожидать экономию топлива до 0,8 – 1,2 %.

На основании полученных результатов можно констатировать работоспособность предложенной Методики и возможность дальнейшего ее использования для решения задач оптимального распределения нагрузок между агрегатами, а также текущего и оперативного планирования режимов работы оборудования Волжской ТЭЦ.

Начальник ПТО Волжской ТЭЦ Л.А. Литвиненко

Старший преподаватель кафедры ТЭС
филиала ГОУ ВПО «МЭИ (ТУ)» в г. Волжском М.М. Султанов