

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи

Оршуу Чимэд

**РАЗРАБОТКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЭЦ
НА ОСНОВЕ ЭКСЕРГЕТИЧЕСКОЙ МЕТОДОЛГИИ**

Специальность 05.14.14 – Тепловые электрические станции,
их энергетические системы и агрегаты

Диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д.т.н., профессор Щинников П.А

Новосибирск – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОМУ АНАЛИЗУ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГОБЛОКАХ	
1.1 Современное состояние энергетики Монголии	9
1.2 Эксергетические балансы и эксергетическая производительность.....	20
1.3 Эксергетические потери.....	23
1.4 Эксергетические связи между энергоагрегатами и энергосистемами энергоблока.....	27
1.5 Эксергетическое распределение затрат между энергопродуктами, производимыми многоцелевыми энергоблоками.....	30
1.6 Выводы и задачи исследования.....	33
ГЛАВА 2. ОСНОВЫ МЕТОДИКИ ЭКСЕРГЕТИЧЕСКОГО РАСЧЁТА И АНАЛИЗА РАБОТЫ ТЭЦ	
2.1 Методические предпосылки.....	35
2.2 Сущность подхода к эксергетическому расчёту и анализу	35
2.3 Выбор показателя эффективности	39
2.4 Методика расчёта тепловой схемы и эксергетических показателей	40
2.5 Выводы	45
ГЛАВА 3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО–ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ И АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ТЭЦ	
3.1 Исходные предпосылки	46
3.2 Методика оценки технико–экономического КПД энергоблока.....	50
3.3 Компьютерная модель расчетов	52

3.4 Анализ результатов многовариантных расчетов энергоблоков ТЭЦ.....	57
3.5 Выводы.....	63
ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИХ	
ПОКАЗАТЕЛЕЙ УЛАН – БАТОРСКОЙ ТЭЦ – 4.	
4.1 Улан – Баторская ТЭЦ – 4.....	65
4.2 Оценка эффективности.....	66
4.3 Оценка комплексных показателей эффективности работы в целом ТЭЦ (УБ ТЭЦ – 4)	73
4.4 Выводы	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	79
ПРИЛОЖЕНИЕ	89

ВВЕДЕНИЕ

Эксергетический метод расчёта и анализа ТЭЦ (тепловых электростанций с теплофикационными энергоблоками) за последние годы получил широкое распространение. Опубликовано значительное количество работ. Большая часть из них представляет собой статьи, посвящённые решению отдельных задач как теоретического, так и прикладного характера. В развитие эксергетического метода расчёта и анализа ТЭЦ внесли известный вклад такие теплоэнергетики, как А.И. Андриященко [1], Е.Я. Соколов [39], В.М. Бродянский [6, 9], Я. Шаргут [72], М. Трайбус [60], Ю.М. Хлебалин [65], Д. Кинан, А.И. Попов [7], Р. Эванс [83], Д.П. Гохштейн [15] и др.

Коренное изменение взглядов на энергоресурсы и экономию топлива приводит к повышению требований к качеству расчёта, проектирования и эксплуатации энергоблоков ТЭЦ. Эксергетический анализ применительно к энергоблокам ТЭЦ преследует две цели: учёт степени термодинамического совершенства рабочих процессов и определение (и указание) путей увеличения экономии топлива, уменьшение электроэнергии на собственные нужды и затрат на реализацию и функционирование. Эксергетический анализ опирается на использование термодинамического эксергетического потенциала, который обладает важным свойством – давать значение работы в различных термодинамических условиях [72]. Применяя это фундаментальное свойство эксергетического потенциала можно оценить работоспособность потоков вещества и энергии в любом сечении технологических процессов энергоблока. Это свойство позволяет оценить все необходимые для анализа характеристики энергоблока, его энергетических систем и агрегатов на основе общей, логически последовательной методики, имеющей главное качество – универсальность [72].

Эта методика универсальна в том смысле, что характер процессов (круговой или разомкнутый), формы энергии не имеют принципиального значения: подход к эксергетическому анализу и практические методики не изменяются. При эксергетическом анализе энергоблоков ТЭЦ производится исследование не только

энергоблока в целом, но и его подсистем, образуемых посредством разделения, расчленения его технологической схемы на составные части, с целью получения наиболее полной информации о процессах преобразования энергии в таких подсистемах, их наивыгоднейших параметрах, режимах работы и связанных с этим затратах. Здесь решаются такие задачи как выбор рациональных параметров энергоблока и его подсистем, определение наивыгоднейших условий их функционирования, распределения затрат топлива и энергии между энергопродуктами при их комплексном производстве агрегатами и в целом энергоблоками ТЭЦ, оценка КПД, разработка наивыгоднейших режимов эксплуатации энергооборудования [1, 2, 65, 72, 73, 78].

В работе поставлены задачи:

1. В развитие эксергетической методологии с использованием дифференциально – эксергетического подхода предложить основные положения эксергетического расчёта и анализа показателей работы ТЭЦ на разных режимах и с различным составом энергоблоков.

2. Изложить практические методики определения показателей эксергетической эффективности, эксергетических характеристик ТЭЦ, дифференциально – эксергетического распределения топливных затрат между энергопродуктами (электроэнергией и теплоэксергией) при их комплексном производстве на ТЭЦ.

3. Выполнить дифференциально – эксергетические расчёты и анализ показателей работы ТЭЦ, в том числе – работы Улан – Баторской ТЭЦ – 4.

Цель работы: разработка методического подхода, математической модели, метода расчета для технико–экономического анализа параметров энергоблоков и их подсистем, определения условий функционирования, распределения топлива, энергии и затрат между энергопродуктами при их комплексном производстве энергоблоком, оценки технического уровня энергооборудования по показателям

эксергетической эффективности, определения наивыгоднейших режимов эксплуатации энергооборудования.

Задачи исследования:

1. В развитие эксергетической методологии с использованием дифференциально – эксергетического подхода предложить основные положения эксергетического расчёта и анализа показателей работы ТЭЦ на разных режимах и с различным составом энергоблоков;

2. Изложить практические методики определения показателей эксергетической эффективности, эксергетических характеристик ТЭЦ, дифференциально – эксергетического распределения топливных затрат между энергопродуктами (электроэнергией и теплоэксергией) при их комплексном производстве на ТЭЦ.

3. Выполнить дифференциально – эксергетические расчёты и анализ показателей работы ТЭЦ на разных режимах с энергоблоками 80...250 МВт, в том числе – работы Улан – Баторской ТЭЦ – 4 (УБ ТЭЦ – 4).

Научная новизна работы состоит в том, что в ней впервые получены и выносятся защиту следующие наиболее важные результаты:

1. Методический подход, метод расчета и исследования технико – экономических показателей и эффективности ТЭЦ при производстве тепло –, электроэнергии.

2. В результате исследования определены эксергетические КПД агрегатов, отдельных процессов и ТЭЦ в целом, эксергетические характеристики взаимосвязей между агрегатами, влияние расходно – термодинамических и режимных параметров на эксергетические КПД, который могут служить основой для разработки технических условий перевооружения, организации и управления эксплуатацией ТЭЦ, определения путей экономии топлива.

3. Используемый подход позволяет в полной мере использовать новые возможности технических средств, так как в нем термодинамически корректно оценены эффективность режимов работы и КПД котельного, турбинного отделений ТЭЦ и в целом ТЭЦ по отпуску тепло– и электроэнергии.

4. Выполнен комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭЦ с применением вероятностной оптимизации их функционирования в реальных условиях.

5. Предложены показатель технико – экономического КПД и разработанная на основе дифференциального эксергетического подхода и объединения технико–экономической и эксергетической методологии методика и математическая модель анализа технико–экономической эффективности теплофикационных энергоблоков.

6. Выполнены многовариантные расчеты эксергетической и технико – экономической эффективности УБ ТЭЦ – 4 по отпуску электроэнергии и теплоэксергии.

Методы исследования: методология системных исследований в энергетике, математическое и компьютерное моделирование ТЭЦ, методы комплексного эксергетического анализа.

Практическая значимость работы: Разработанная методика, методический подход, математическая модель, алгоритмы, программы расчета и разработанные рекомендации позволяют получать необходимую информацию для анализа работы действующих энергоблоков ТЭЦ и принятия решений по повышению их эффективности.

Личный вклад автора: Все разработки и результаты исследований, изложенные в основном тексте диссертации без ссылок на другие источники, получены автором.

Апробация работы: Основные результаты исследований докладывались на: Всероссийской научной конференции молодых ученых «НАУКА. ТЕХНОЛОГИИ. ИННОВАЦИИ» (НГТУ, г.Новосибирск, 2014, 2015); Десятая международная научно – техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «ЭНЕРГИЯ–2015» (ИГЭУ, г.Иваново, 2015); Монгольский научно-технической конференции молодых учёных «Хүрэл тогоот –2014»; «Хүрэл тогоот – 2015» (МГУТиН, Монголия, 2014, 2015); Международной конференции «Proceedings of the Third International Forum on Strategic Technology IFOST 2014» Bangladesh, 2014; IFOST 2015 Bali, Indonesia 2015; IFOST 2016 г.Новосибирск, 2016.

Публикации: По материалам диссертации опубликовано 12 печатных работ, в том числе 2 научные статьи в журналах, входящих в перечень изданий, рекомендованных ВАК РФ, 1 – в сборниках научных трудов, 8 – в сборниках трудов всероссийских и международных конференций. 1 – свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура в объем работы: Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников и приложений. Основной текст изложен на 90 страницах , содержит 18 рисунок, 9 таблиц.

Достоверность полученных результатов и выводов диссертационной работы обосновывается использованием известных законов термодинамики, и апробированных методов энергетического и эксергетического анализа. Сформулированные в диссертации рекомендации получены с использованием фактических режимных и параметрических характеристик энергетического оборудования УБ ТЭЦ – 4.

ГЛАВА 1. ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОМУ АНАЛИЗУ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГЕБЛОКАХ

1.1. Современное состояние электроэнергетики Монголии

Одна из ключевых проблем развития энергетики – ресурсосбережение. Для ее решения ведутся комплексные исследования новых ресурсосберегающих технологий в составе ТЭС, параметрам и режимам, обеспечивающим ресурсосбережение в нескольких направлениях: станционной и системной экономии топлива, экономии затрат в инфраструктуру при обеспечении энергетической, технологической и экологической безопасности.

В связи с этим развитие комплексных исследований на базе пылеугольных ТЭЦ является перспективным и актуальным для Монголии.

Современное состояние энергетики Монголии характеризуется ростом выработки электроэнергии и тепла, увеличением добычи угля, возрастанием мощностей источников энергии и сетей, интенсивной теплофикацией всех отраслей народного хозяйства.

Для понимания специфичности условий развития энергетики Монголии, назовем ее основные географические и климатические характеристики.

Монголия занимает территорию 1,56 млн.км², расположена в центре Азии и представляет собою высокогорную страну (40% площади занимают горные массивы) со средней высотой над уровнем моря 1580 м. Климат Монголии резко континентальный с большой амплитудой суточных годовых температур. Среднегодовая температура на севере – 5⁰С, на юге +4⁰С. Летний абсолютный максимум температуры +40⁰С, зимний минимум –40⁰С (январь). Суточные колебания температуры 20....30⁰С. Климат Монголии сухой с годовым количеством осадков 200 – 220 мм. Наибольшее количество осадков на севере 550 мм, наименьшее на юге 50 мм. Продолжительность солнечного освещения колеблется в пределах 2600...3200 ч, суммарная солнечная радиация за год в

среднем составляет 5040 МДж/м² [48]. Короткое лето и продолжительная зима способствуют распространению многолетних мерзлоты, встречающейся в пределах Монгольского Алтая.

Монголия располагает топливно – энергетическим ресурсами, достаточным для удовлетворения растущих потребностей народного хозяйства в топливе и энергии.

В топливно – энергетическом балансе страны 70% составляет уголь, 20% импортируемые нефтепродукты.

Согласно принятой программе все энергохозяйство Монголии разделено условно на пять ЭЭС, а именно: Центральная (ЦЭЭС); Восточная (ВЭЭС); Западная (ЗЭЭС); Алтай-Улиастайская (АУЭЭС) и Южно-Гобийская (ЮЭЭС).

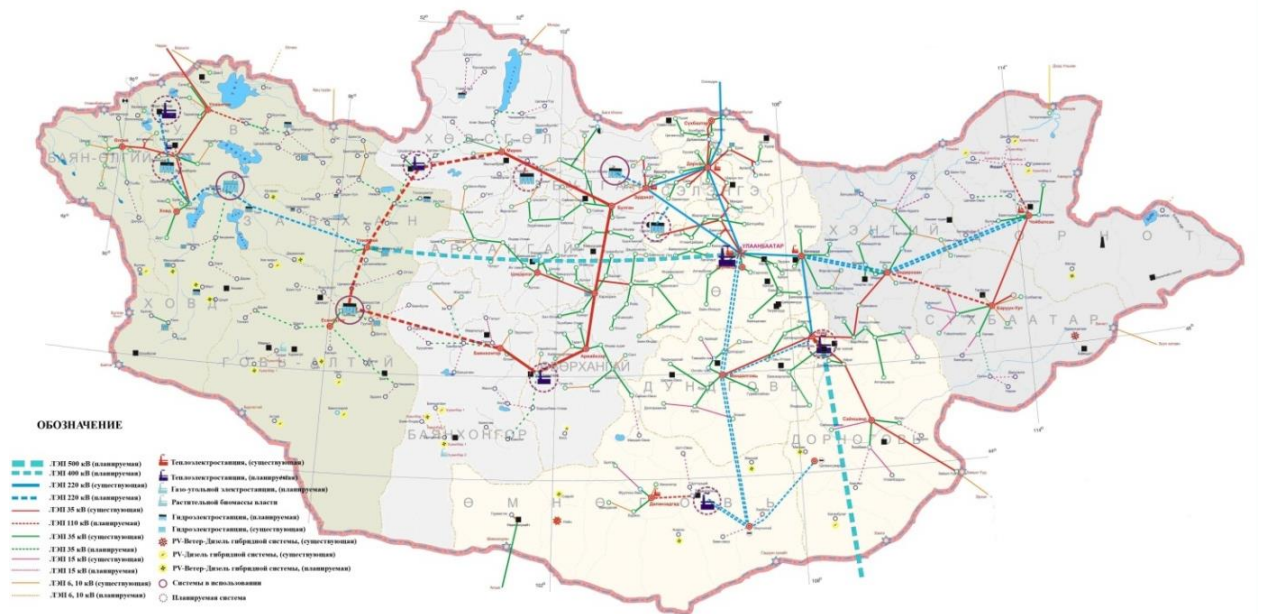


Рис. 1.1 Карта–схема единой ЭЭС Монголии.

Условность этого разделения заключается в том, что в некоторых из этих энергосистем имеется только один собственный источник. Так, например в Восточной ЭЭС имеется единственный собственный энергогенерирующий источник в виде Чойбалсанской ТЭЦ, линией электропередачи напряжением 110 кВ она связана с ЦЭЭС. В аналогичной ситуации находится Западная ЭЭС, которая имеет связи с Красноярской энергосистемой РФ. В ней собственным

источником является Дургонская ГЭС и ряд ДЭС аймачных центров. Вновь формирующая Алтай – Улиастайская ЭЭС имеет собственные источники, такие как Тайширская ГЭС (11 МВт), Гуулинская ГЭС (работающая в сезонном режиме) и ДЭС (проектной мощностью 12 МВт, а фактической около 6 МВт) г. Алтая. В этой же системе намечается строительство Тэлминской ТЭС (60 МВт) [43].

На рис 1.2 показано производства и распределения электроэнергии Монголия.

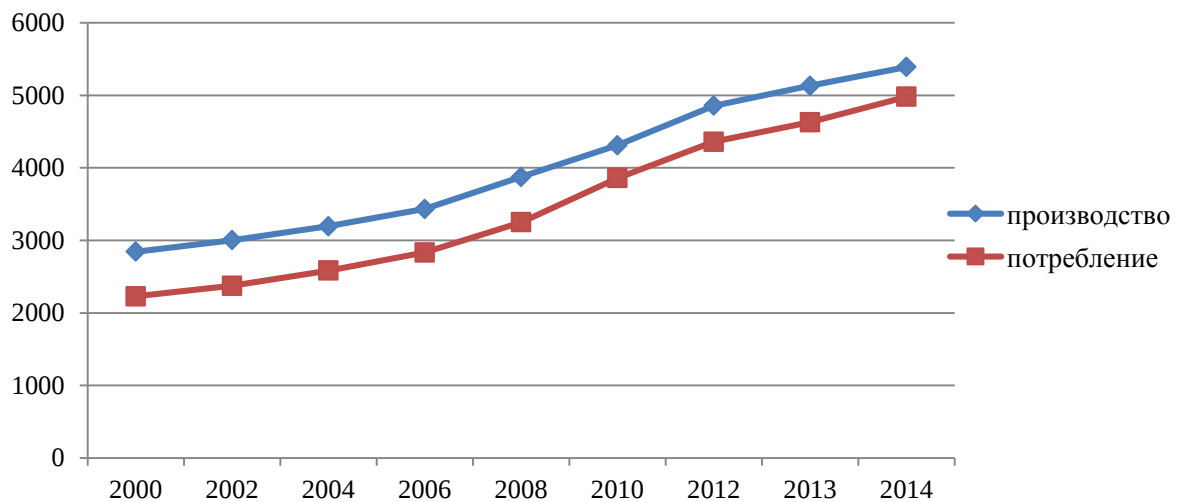


Рис 1.2. Тенденция производства и распределения электроэнергии

В настоящее время сетевое хозяйство Монгольской энергетики включает передающую системообразующую сеть с линией электропередачи (ЛЭП) напряжением 220 кВ общей протяженностью 1400 км и с 6 подстанциями, ЛЭП 110 кВ протяженностью 4240 км и с более 30 подстанциями, а также распределительную сеть с ЛЭП 0,4 – 35 кВ общей протяженностью около 25000 км и с более 3300 подстанциями.

Суммарная установленная мощность электрических станций всех видов составляет 922,3 МВт. Пиковая электрическая нагрузка потребителей в последнее время достигает до 794,3 МВт (2013 г). Недостаток мощности компенсируется импортными поставками из электроэнергетических систем РФ, а именно: от Красноярской и Восточно – Сибирской энергосистем [43].

В Монголии самой мощной и наиболее развитой энергосистемой является ЦЭЭС. Характеристики ее генерирующих мощностей приведены в табл. 1.1

Таблица 1.1

Характеристики генерирующих мощностей ТЭЦ

Энергоисточник	Установленная мощность, МВт _э	Располагаемая мощность, МВт _{эл}	Мощность котлоагрегата, МВт _{тепл.}	Год ввода в эксплуатацию
ТЭЦ-2 г. Улан-Батор	21,2	17,6	80,0	1961 – 1969
ТЭЦ-3 г. Улан-Батор	148,0	105,1	1448,0	1968 – 1982
ТЭЦ-4 г. Улан-Батор	580,0	432,0	2450,0	1983 – 1991
ТЭЦ г. Дархан	48,0	38,6	477,0	1966 – 1986
ТЭЦ г. Эрдэнэт	28,8	21,0	318,0	1987 – 1989
Итого	826,0	571,7	4773,0	1961 – 1991

Для такой страны как Монголия, имеющей обширную территорию и небольшое население, с множеством населенных пунктов, расположенных на больших расстояниях друг от друга, рациональным, как с точки зрения снабжения электроэнергией, так и с точки зрения эффективности работы самих энергетических систем, является осуществление концепции распределенной генерации энергии при создании единого энергетического хозяйства страны.

В последнее время в мировой практике этот путь считается как одно из важных направлений обеспечения энергетической безопасности и решения энергетических проблем в целом. Однако, в результате проведения действовавшей энергетической политики на разных этапах развития энергохозяйства Монголии образовалась сначала ЦЭЭС, которая в свое время (до 1990 г.) охватывала более 40% территории страны с довольно развитыми передающими и распределительными сетями, затем, начиная с 2000 г. ее радиус действия продолжал расширяться путем наращивания ЛЭП относительно низкого напряжения и значительной протяженности. В настоящее время почти все

основные генерирующие мощности энергосистемы сосредоточены в одном месте, т.е. в г. Улан – Баторе, и лишь небольшая ее часть находится в городах Дархан и Эрдэнэт, которые расположены также в Центральной части страны. В результате существующая структура генерирующих мощностей ЦЭЭС состоит из одних ТЭЦ с теплофикационными турбогенераторами Т – 100 – 130, ПТ – 80 – 130, ПТ – 25 – 90, ПТ – 12 – 35. На ТЭЦ продолжают эксплуатироваться парогенераторы, выработавшие рабочий ресурс. Это котлы типа БКЗ – 420 – 140, БКЗ – 220 – 100 4С и БКЗ – 75 – 39Фб работающие на бурых углях [79].

В табл. 1.2 показано участие ТЭЦ ЦЭЭС в покрытии зимних и летних нагрузок. Из нее можно увидеть, что зимой из-за значительных тепловых нагрузок все станции работают почти на пределе, без резервных мощностей, нередко ограничивая выработку электроэнергии. Летом при отсутствии тепловых нагрузок количество работающих котлов и турбин сокращается до минимума. В этом состоит основная сложность действующей структуры генерирующих мощностей ЦЭЭС, состоящих из одних ТЭЦ.

Таблица 1.2

Участия ТЭЦ ЦЭЭС в покрытии летних минимальных / зимних максимальных нагрузок

Электростанция	Зимний режим		Летний режим	
	Количество работающих агрегатов, котел/турбина	Минимум/максимум нагрузок, МВт	Количество работающих агрегатов, котел/турбина	Минимум/максимум нагрузок, МВт
ТЭЦ-2 г. Улан-Батор	3/3	17/20	1/1	8/9
ТЭЦ-3 г. Улан-Батор	9/7	90/115	2/2	38/42
ТЭЦ-4 г. Улан-Батор	6/5	301/518	4/4	372/445
ТЭЦ г. Дархан	5/4	38/44	2/2	17/19
ТЭЦ г. Эрдэнэт	4/3	22/26	2/1	11/12
ЦЭЭС	27/22	468/723	11/10	446/527

В настоящее время ЦЭЭС имеет весьма ограниченную возможность покрытия пиковой нагрузки и недостаточную резервную пусковую мощность по выходу системы из состояния аварийного “нулевого останова”. Сегодня функции покрытия пиковой нагрузки и аварийного резерва выполняет ЛЭП напряжением 220 кВ, соединяющая ЦЭЭС с энергосистемой РФ. Это означает, что самостоятельное функционирование ЦЭЭС невозможно и тем самым не обеспечивается энергетическая безопасность страны в целом. В связи с этим, главной задачей связанной с обеспечением самостоятельности и надежности ЦЭЭС является сооружение новой достаточно большой генерирующей конденсационной мощности. Одновременно необходимо пересмотреть технологию производства электроэнергии на электростанциях путем реконструкции и замены существующих парогенераторов ТЭЦ и создания новых ТЭС с современной прогрессивной технологией сжигания местных углей.

В 2013 г. структура источников электроэнергии, покрывающих потребности страны и их мощность, выглядела следующим образом: ТЭС, работающие на угле – 76.47%; ДЭС, работающие на импортном жидком топливе – 0.18%; ГЭС – 0.98%; СЭС и ВЭС – 1.85%; импорт электроэнергии – 20.52% [62].

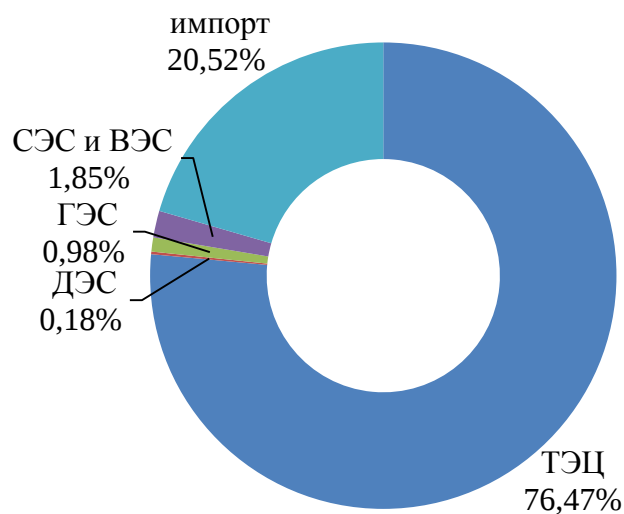


Рис 1.3. Структура источников электроэнергии

Современное состояние энергохозяйства Монголии находится на стадии формирования и для обеспечения технологической надежности нужно выполнить

большой объем работ по реконструкции и развитию энергосистемы, для чего требуются большие капиталовложения на их осуществление. Для этого в период с 2009 по 2012 годы было намечено инвестировать в развитие топливно-энергетической отрасли 210 млн. долл [79]. Кроме того, в южных районах страны, где в ближайшее время потребуется большое количество располагаемой мощности, предполагается строительство КЭС мощностью 300 – 400 МВт, а покрытие недостающих мощностей решить путем энергоимпорта.

Монгольская электроэнергетическая система, состоящая из ряда передающих сетевых и распределительных компаний, имеющих государственную и муниципальную собственность, работают по рыночному принципу, в соответствии с моделью “Единый закупщик”. По Закону об энергетике в Монголии все энергопередающие сетевые компании функционируют в рамках государственной собственности и имеют регулируемые тарифы на электроэнергию. Электрогенерирующие компании и местные энергораспределительные компании могут быть как государственными, так и частными. На этом принципе осуществляется партнерство государственной и частной собственности в энергетическом секторе.

В результате экономического развития и строительных работ в городах Улан – Батор, Дархан и Эрдэнэт, а также последовательного подключения отдаленных аймаков и соумов к централизованным системам электроснабжения, потребление электроэнергии возрастает в среднем на 5 – 8% в год, и предполагается, что этот рост продолжится. Инвестиции в электроэнергетическую инфраструктуру не успевали за спросом, что существенно снижает надежность электроснабжения и увеличивает перегрузки в изнашивающейся распределительной сети. Отличительными чертами энергосистемы в целом является низкая эксплуатационная эффективность и плохо обслуживаемое и устаревшее оборудование. Монгольское правительство сознает наличие острой потребности в инвестициях в модернизацию системы, совершенствовании

управления системой и расширении реформ для повышения эффективности производства и распределения электроэнергии и рентабельности.

Главным показателем определения уровня эффективности системы теплоснабжения является удельный расход топлива на выработку тепло – и электроэнергии. Ежегодные средние значения расхода условного топлива на выработку электроэнергии ТЭЦ, рассчитанные по физическому методу приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Удельный расход условного топлива на производство
электроэнергии, г.у.т./кВт.ч

ТЭЦ	годы						
	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014
Улан-Баторские							
ТЭЦ – 2	679,5	622,3	588,4	591,3	611,2	615,49	626,6
ТЭЦ – 3	418,5	381,2	357,4	363,7	356,8	348,25	359,3
ТЭЦ – 4	336,8	306,2	314,2	305,1	298,8	305,98	303,0
Дар ТЭЦ	421,9	438,5	438,0	431,8	433,4	426,92	424,2
Чой ТЭЦ	708,5	682,9	706,3	636,3	677,4	665,1	666,1
Эрд ТЭЦ	708,5	315,1	328,7	315,6	328,4	326,03	326,0

Из табл. 1.3 видно, что по мере возрастания первичных параметров пара ТЭЦ (давление, температура), например, для ТЭЦ – 4, удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии снижается. Так как на ТЭЦ Эрдэнэт работают Р – турбины, то удельный расход топлива на производство электроэнергии там наименьший.

До 1975 года малоэффективные ТЭЦ низких параметров (ТЭЦ – 1, 2), определяли относительно высокий удельный расход топлива на производство электроэнергии. Но после ввода в эксплуатацию ТЭЦ – 3 (среднего давления) в 1975 году и ТЭЦ – 4 (высокого давления) удельные расходы топлива на производство

электроэнергии значительно уменьшились. Вместе с тем, данный показатель на 80...100 г.у.т. выше по сравнению с аналогичным ТЭЦ России. Как видим из табл. 1.4, удельный расход топлива на производство тепловой энергии, рассчитанный по физическому методу относительно постоянен и находится в пределах 170...190 кг.у.т./Гкал.

Таблица 1.4

Удельный расход условного топлива на производство
теплоэнергии, г.у.т./Гкал

ТЭЦ	годы						
	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014
Улан-Баторские							
ТЭЦ-2	201,0	197,5	193,5	192,6	195	199,87	197,2
ТЭЦ-3	182,3	178,4	177,9	179,7	179,3	180,34	180,2
ТЭЦ-4	177,0	175,4	175,2	174,4	173,5	174,52	174,3
Дар ТЭЦ	195,35	196,3	197,5	196,7	197,5	194,73	186,7
Чой ТЭЦ	205,3	210,2	199,8	202,0	195,3	195,2	194,4
Эрд ТЭЦ	179,23	177,2	180,6	184,8	181,4	178,97	178,6

Проанализируем систему теплоснабжения города Улан-Батор, которая является самой крупной. На период 2006...2014 г.г. 89% производства электроэнергии ЭЭС Монголии и 78% отпуска тепловой энергии приходится на теплоснабжение столицы страны.

Таблица 1.5

Коэффициент полезного действия ТЭЦ, %.

ТЭЦ	годы						
	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014
Улан-Баторские:							
ТЭЦ-2	26,1	21,4	21,0	21,2	21,0	20,7	20,4
ТЭЦ-3	33,9	37,2	37,9	37,8	38,0	38,2	38,0
ТЭЦ-4	36,7	40,3	39,2	40,3	41,2	40,2	40,6
Дар ТЭЦ	29,8	28,0	28,1	28,0	28,0	28,8	29,0

Окончание таблицы 1.5

ТЭЦ	годы						
	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014
Чой ТЭЦ	17,3	18,6	18,3	20,2	18,3	18,5	19,0
Эрд ТЭЦ	39,0	40,3	43,3	40,5	39,4	41,2	41,5

В новых условиях характеризующихся переходом к рыночным отношениям в энергетике, комбинированный способ производства электрической и тепловой энергии сохраняет свои преимущества перед раздельным, обеспечивая значительную экономию топлива. К этим условиям, прежде всего, относятся: значительное сокращение централизованных капиталовложений; изменение электро - теплоэнергии; формирование топливно-энергетического баланса с учетом выделения качественных видов топлива; новые подходы к оценке экономической эффективности ТЭЦ, к формированию тарифов на теплоэнергию; взаимные неплатежи и непрерывный рост цен на энергоносители и все виды энергии, а также располагаемые малые капиталовложения, достаточные только для ввода небольших генерирующих мощностей при блочно-комплектной поставке, коротких сроках монтажа и быстрой окупаемости.

При разнесении затрат ТЭЦ между тепло– и электроэнергией физическим методом вся экономия от комбинированного производства относится только к электроэнергии. В этом случае затраты на тепло приближаются или равны текущим затратами при выработке районными котельными. При формировании тарифов на тепло– и электроэнергию, отпускаемую ТЭЦ, это может привести к случаю, когда потребителю выгоднее покупать тепло от районных котельных и других источников, что не отражает объективную эффективность ТЭЦ.

Эксергетический метод эффективен, когда преимущества комбинированного теплофикационного цикла приходятся на отпуск тепловой энергии, в качестве полезной продукции признается лишь та часть энергии, которую можно преобразовать в механическую работу (эксергию).

С учетом второго начала термодинамики тепловая энергия не может без потерь превращаться в механическую работу. Определение эксергии может быть сформулировано следующим образом: «Эксергия материи является максимальной работой, которую материя может совершить в обратимом процессе с окружающей средой. В качестве источников даровых веществ и тепла, если в конце этого процесса все участвующие в нем виды материи приходят в термодинамическое равновесие со всеми компонентами окружающей среды» [23–25].

С точки зрения использования на ТЭЦ комбинированной выработки электроэнергии и теплоты энергосберегающая роль теплофикации в результате эксергетического анализа «получает строгое обоснование». «Из общей эксергии тепла, вырабатываемой энергетическим котлом ТЭЦ, большая часть, относящаяся к высокопотенциальному теплу, идет на производство электроэнергии, другая часть, в виде отработавшего потенциального тепла на теплоснабжение. Удельный расход топлива на тепло, отработавшее в турбине ТЭЦ, составляет только часть первоначального удельного расхода топлива, приходящегося на высокопотенциальное тепло, и значительно меньше теоретического минимума для котельных» [87].

Эксергетический анализ позволяет определить и практические границы теплофикации. Если при теплофикации используются в большом количестве высокопотенциальные отборы тепла (после энергетического котла или после цилиндра высокого давления от турбины), например, отборы промышленных ТЭЦ, то всегда можно оценить нужна ли такая ТЭЦ или для этих промышленных отборов необходимо строить отдельную котельную [21].

Сущность эксергетического метода состоит в следующем: удельный расход условного топлива на единицу отпущенной эксергии определяется как отношение всего расхода топлива к суммарной эксергии тепла и электроэнергии. Затем это значение умножается по отдельности на эксергию тепла и электроэнергию, и определяются абсолютные расходы топлива на каждый из этих двух видов энергии.

1.2. Эксергетические балансы и эксергетическая производительность

Наибольшее практическое значение при эксергетическом расчёте и анализе энергоблоков имеет эксергия вещества в потоке:

$$de = dh - T_* ds \quad (1.1)$$

где, функция e – эксергетическая, поскольку она однозначно определяется параметрами вещества и окружающей среды; T_* – температура окружающей среды; h, s – энтальпия и энтропия.

Для определения эксергии вещества в потоке построены диаграммы [1,2, 15, 25, 72, 76].

Эксергия e при фиксированном значении параметров окружающей среды представляет собой полный дифференциал, поскольку при интегрировании по любому замкнутому контуру:

$$\oint de = \oint dh - T_* \oint ds = 0 \quad (1.2)$$

Изменение эксергии в изобарном процессе равно энергии выделяющегося (или поглощаемого) теплового потока:

$$(de)_p = (dh)_p - T_*(ds)_p = \delta q - T_* \frac{\delta q}{T} = \delta q \frac{T - T_*}{T} = \delta q \cdot \tau_e = \delta e_q \quad (1.3)$$

Эксергетическая температурная функция $\tau_e = (T - T_*)/T$.

Уравнения эксергетического баланса энергоблока или агрегата [1, 3, 7, 16] записываются как:

$$\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y - \sum \Delta E_i = 0 \quad (1.4)$$

где E_{ki}^x – подводимая эксергия с k -ым энергоносителем по k -му каналу связи; $V(i)$ – множество входов; E_{ij}^y – эксергия, подводимая с j -ым энергоносителем по

j -му каналу связи; $W(i)$ – множество выходов; ΔE_i – потери эксергии; $E_i^y = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y$ – эксергетическая производительность.

Для идеальных систем, в которых происходят только обратимые процессы, суммарная входящая эксергия равна выходящей эксергии. В реальных системах происходят необратимые процессы (трение, теплообмен при конечной разности температур, дросселирование и т.п.), сопровождающиеся диссипацией энергии, поэтому для них действительно неравенство:

$$\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x > \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y. \quad (1.5)$$

Эксергии входящих и выходящих потоков вещества и энергии рассчитываются по параметрам этих потоков. Термодинамическая эффективность системы характеризуется эксергетическим КПД:

$$\eta_i = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y / \sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x. \quad (1.6)$$

В связи с аддитивностью потерь эксергии

$$\eta_i = 1 - \Delta E_{i1} / \sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x - \dots - \Delta E_{is} / \sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x, \quad (1.7)$$

где $\Delta E_{i1} \dots \Delta E_{is}$ – потери эксергии в элементах энергоблока (или агрегата).

Эксергетический баланс энергоблока можно записать только после составления уравнений материального и энергетического балансов. В первом сумма масс входящих в систему веществ равна сумме масс выходящих, во втором суммарная энергия, вносимая в энергоблок, равна суммарной выходящей энергии:

$$\sum_{k \in V(i)} G_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} G_{ij}^y = 0; \quad (1.8)$$

$$\sum_{k \in V(i)} G_{ki}^x h_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} G_{ij}^y h_{ij}^y = 0. \quad (1.9)$$

Совместное решение уравнений этих двух балансов позволяет определить массовые потоки вещества и энергии и на их основе построить эксергетический баланс энергоблока.

Оценивая потоки всех видов энергии и вещества посредством единого критерия – эксергии, можно получить обобщённые термодинамические характеристики как агрегатов, так и в целом многоцелевого энергоблока, его энергосистем. Обобщённой характеристикой служит их эксергетическая производительность, т.е. суммарная эксергия, производимая в единицу времени.

Алгоритм таких расчётов включает:

1. Нахождение на основе материального баланса массовых частей потоков на входе в энергоблок, из которых образованы выходящие потоки.
2. Нахождение эксергии каждого выходящего из энергоблока потока вещества, а также эксергии соответствующих массовых частей на входе в энергоблок.
3. Определение полезных эффектов (т.е. какие виды эксергии увеличились и какие новые вещества образовались при работе рассматриваемой системы), а также затрат (какие виды эксергии уменьшились и какие вещества превратились в другие).
4. Расчёт эксергетических показателей и КПД.

Система рассматривается на каждом этапе расчётов как находящаяся в стационарном состоянии и все без исключения её параметры (расходы рабочих тел, температуры, давления и т.д.) постоянны. В этом случае, пользуясь значениями эксергии потоков вещества и энергии в соответствующих точках схемы, можно определить все основные характеристики как системы в целом, так и её отдельных элементов (потери эксергии, КПД системы и её элементов). Кроме этого, имеется возможность вычислить долю потерь, приходящуюся на каждый элемент системы, и выделить элементы, в которых потери наибольшие.

1.3. Эксергетические потери

Роль потерь эксергии в разных элементах системы неодинакова. Она тем больше, чем дальше от начала технологической цепочки находится данный элемент, и тесно связана с эксергетическим КПД отдельных элементов.

Рассмотрим потоки эксергии в процессах и агрегатах энергоблока [1, 2, 72, 21, 25, 47, 49].

Для получения в энергоблоке максимально возможной работы теплообмен между энергоносителями должен проходить при бесконечно малой разности температур, а перемещение сплошных масс среды из области одного давления в область другого давления должно сопровождаться бесконечно малой работой трения.

Для энергоблока в реальных условиях холодным источником является окружающая среда, температура которой T_* для данного цикла постоянна и не зависит от работы цикла, а температура T_1 горячего источника является переменной (рис. 1.4).

В этом цикле все процессы являются равновесными (обратимыми), так как теплообмен происходит при бесконечно малой разности температур, соответственно, δT_1 и δT_* , изменение энтропии в процессе совершения работы $\Delta S_{12} = \Delta S_{34} = 0$, перемещение рабочего сопровождается бесконечно малой работой трения. Максимальная работа:

$$L_M = Q_1 - T_* \int \frac{dQ_1}{T_1} = Q_1 \tau_e, \quad (1.10)$$

$$\text{где } \tau_e = 1 - T_* / \left(Q_1 / \int \frac{dQ_1}{T_1} \right)$$

Очевидно, что эксергетическая потеря, являясь частью эксергии, истраченной на трение и неравновесный теплообмен, не входит в реальную работу:

$$L = Q_1 \tilde{\tau}_e - \sum \Delta E = Q_1 - T_* \int \frac{dQ_1}{T_1} - \sum \Delta E \quad (1.11)$$

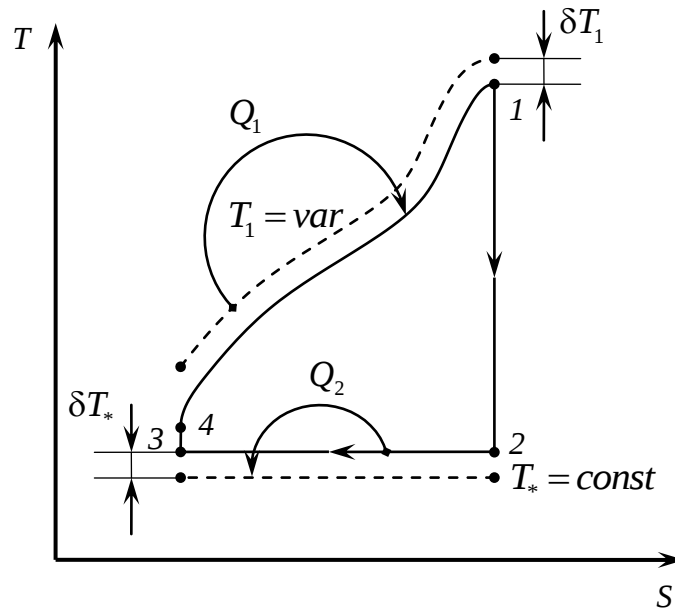


Рис. 1.4. Обратимый цикл энергоблока

Уравнение (1.11) показывает, что тепло, отдаваемое в реальном энергоблоке окружающей среде, состоит из непревратимого тепла (т.е. количества тепла, которое в данной системе источников тепла не может быть превращено в работу даже с помощью обратимых процессов) и эксергетических потерь, вызванных необратимостью (неравновесностью) процессов.

В реальных энергоблоках не вся эксергия в результате процесса горения преобразуется в теплоэксергию. Часть эксергии топлива технологически не может быть использована.

Для условного топлива используемая часть его эксергии в процессе горения в котле определяется как:

$$\eta_{к 29,3} = \eta_{к} e_{у.т.}, \quad (1.12)$$

где $\eta_{к}$ – КПД котла (по энергобалансу [22]). Неиспользуемая часть эксергии топлива (из-за химического и механического недожога, уходящих газов, излучения обмуровкой) является эксергетической потерей в котле (рис. 1.5), равной площади 2,3,3',2,

$$\Delta E_{K1} = (1 - \eta_K) e_{y.t.} \quad (1.13)$$

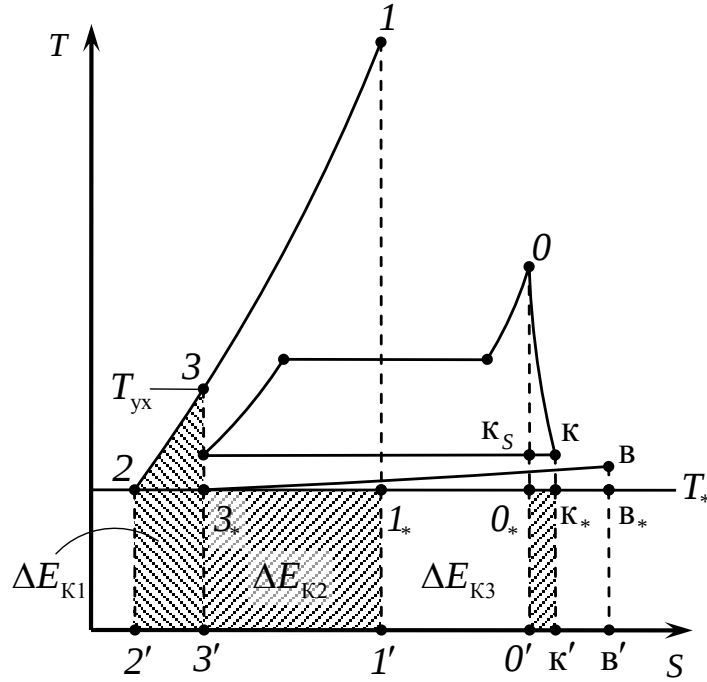


Рис. 1.5. Определение эксергетических потерь в энергоблоке

Потери от неравновесного процесса горения:

$$\Delta E_{K2} = T_*(S_1 - S_3). \quad (1.14)$$

Площадь $1, 1', 3', 3$ соответствует горению топлива и характеризует эксергию подведенную в котел без учёта теплоты уходящих газов [22].

При неравновесном теплообмене между продуктами сгорания и водой, паром (в процессе парогенерирования) эксергетическая потеря:

$$\Delta E_{K3} = T_*[(S_0 - S_{K'}) - (S_1 - S_3)]. \quad (1.15)$$

На рис. 1.4 ΔE_{K3} выражается площадью $0_*, 0', 1', 1_*$. Суммарная потеря от горения и последующего теплообмена:

$$\Delta E_{K2} + \Delta E_{K3} = T_*(S_0 - S_{K'}) \quad (1.16)$$

Уравнение (1.16) показывает, что сумма $(\Delta E_{K2} + \Delta E_{K3})$ не зависит от температуры горения топлива. Действительно, повышая линию 1, (при той же

площади $0,0',3',K'$, равной площади $1,1',3',3$) уменьшаем ΔE_{K2} на столько же, на сколько увеличиваем ΔE_{K3} . Величина $(\Delta E_{K2} + \Delta E_{K3})$ зависит исключительно от средней температуры подвода тепла в процессе генерирования пара, т.е. от $\hat{T}_{0,K'} = \Delta h_{0,K'} / \Delta S_{0,K'}$. С учётом этого получим:

$$\Delta E_{K2} + \Delta E_{K3} = \frac{T_*}{\hat{T}_{0,K'}} \eta_K e_{y.t.} \quad (1.17)$$

Сумма эксергетических потерь в котле:

$$\begin{aligned} \Delta E_K &= \Delta E_{K1} + \Delta E_{K2} + \Delta E_{K3} = (1 - \eta_K) e_{y.t.} + \frac{T_*}{\hat{T}_{0,K'}} \eta_K e_{y.t.} = \\ &= e_{y.t.} (1 - \tau_e \eta_K), \end{aligned} \quad (1.18)$$

$$\text{где } \tau_e = 1 - \frac{T_*}{\hat{T}_{0,K'}}.$$

Из (1.18) получаем эксергетический КПД котла:

$$\eta_{eK} = \tau_e \eta_K \quad (1.19)$$

Эксергетические потери в процессе неравновесного расширения пара в турбине (рис. 1.4).

$$\Delta E_T = T_* (S_0 - S_K) \quad (1.20)$$

И соответствуют площади $K_*, K', 0', 0_*$. Обычно принято считать потерей возможной работы проточной части турбины величину $\Delta h_{K,K_S}$, изображенную на рис. 1.4 площадью $K, K', 0', K_S$. В действительности $\Delta h_{K,K_S}$ включает в себя не только эксергетические потери процесса расширения пара в проточной части турбины, но и увеличение эксергетических потерь в конденсаторе вследствие роста (вызванной трением в проточной части) энтальпии отработавшего пара.

Изменение в конденсаторе температуры охлаждающей циркуляционной воды показано на рис. 1.4 линией $3_*, B$:

$$\Delta E_{\text{KH}} = T_*(S_B - S_K). \quad (1.21)$$

Величина ΔE_{KH} представляет собой эксергетическую потерю от неравновесного процесса теплообмена между отработавшим паром и охлаждающей водой и изображается площадью B_*, B', K', K_* , равной площади K, K_*, Z_*, K' и характеризует эксергетические потери в конденсаторе.

Для оценки «весомости» эксергетических потерь в процессах энергоблока, его энергосистемах и агрегатах используются коэффициенты потери эксергии [25]:

$$\Omega_i = \Delta E_i / E' \quad (1.22)$$

как дополнительные показатели при эксергетическом анализе.

1.4. Эксергетические связи между энергоагрегатами и энергосистемами энергоблока

Эксергетический анализ даёт возможность выбрать факторы (варьируемые параметры), изменение которых оказывает наибольшее влияние на термодинамическую эффективность ТЭЦ, а также существенно сузить область вариации параметров [2, 23, 47, 49, 72, 82]. При этом учитываются положения.

1. Технические потери эксергии в каждом элементе системы определяют максимальную долю устранимых в нём потерь и тем самым ограничивают диапазон вариации технологических (конструктивных) параметров.

2. Любую сложную систему можно разделить на подсистемы, представляющие собой совокупность элементов, относительно независимую от других элементов.

Изменение эксергетического КПД любого элемента модели ведёт к изменению эффективности всей системы вследствие либо уменьшения (увеличения) необходимой эксергии E' на входе в систему при сохранении

постоянной эксергии на выходе E'' , либо увеличения (уменьшения) E'' при $E' = idem$.

Изменение эффективности системы в первом случае составит:

$$\Delta\eta'_e = \eta_e \frac{\Delta E'}{E' - \Delta E'}; \quad (1.23)$$

во втором:

$$\Delta\eta''_e = \eta_e \frac{\Delta E''}{E'}, \quad (1.24)$$

где η_e – эксергетический КПД системы до изменения потерь эксергии в i – ом элементе модели; $\Delta E'$ – изменение количества подводимой к системе эксергии вследствие изменения эффективности i – го элемента; $\Delta E''$ – изменение полезного эффекта на выходе из системы.

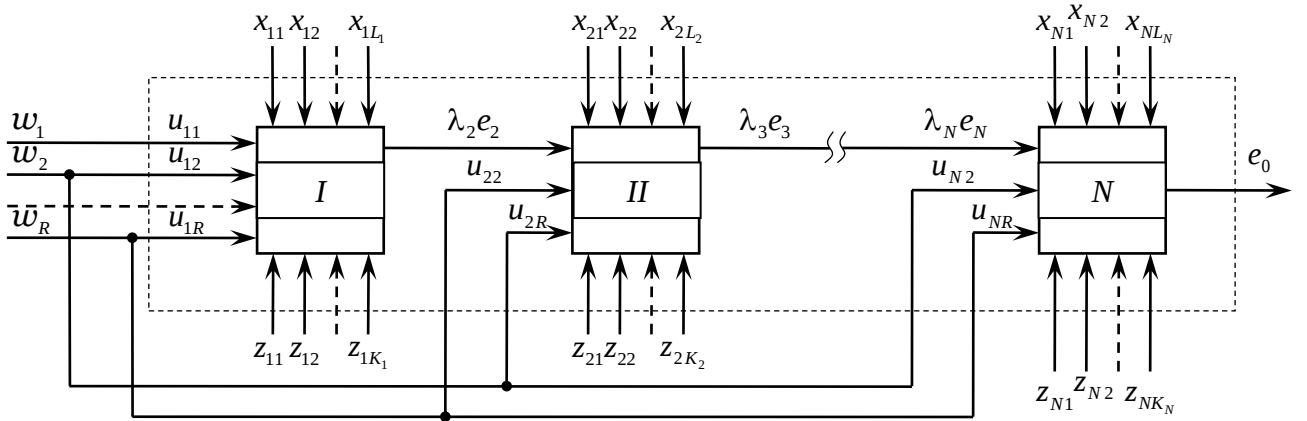


Рис. 1.5. Структурная схема энергоблока

Применительно к эксергетическому анализу И. Байер и Г.Н. Костенко [77] предложили использовать структурный коэффициент:

$$z_i = \left(\frac{\partial \Delta E_c}{\partial \Delta E_i} \right)_{y=idem}. \quad (1.25)$$

В системах без промежуточных отводов и подводов эксергии (в отдельных элементах) эксергетический КПД системы η_e равен произведению эксергетических КПД всех входящих в неё элементов.

$$\eta_e = \prod_{i=1}^{i=n} \eta_{e,i}. \quad (1.26)$$

При этом параллельно соединённые элементы объединяются в один сложный элемент последовательной структуры.

М. Трайбус [60] разработал методику моделирования сложных энергетических систем.

При моделировании энергоблок разделяется на подсистемы, на ряд последовательно соединённых зон, образующих параллельные, сходящиеся или расходящиеся цепочки. В частности, в одной зоне группируются элементы, режим работы которых определяется общими переменными. Глубина декомпозиции обуславливается характером решаемых задач.

Общие принципы метода моделирования следующие. Модель энергоблока может быть представлена последовательным соединением ряда зон, ограниченных контрольной поверхностью (рис. 1.5). Каждая зона включает в себя элементы рассматриваемой установки, режим функционирования которых определяется соответствующим комплексом воздействий на зону переменных x_{ij_i} , где i – число зон модели ($i = 1, 2, \dots, N$); j_i – число переменных каждой зоны ($j_i = 1, 2, \dots, L_i$). В каждую зону вводятся соответствующие характеристики входящих в зону элементов z_{ig_i} , где g_i – число элементов, входящих в зону ($i = 1, 2, \dots, N$; $g_i = 1, 2, \dots, K_i$).

К первой и последующим зонам модели извне подводятся энергия и некоторые потоки вещества u_{if} , где f – число подводимых извне потоков ($i = 1, 2, \dots, N$; $f = 1, 2, \dots, R$). Каждый из этих потоков имеет соответствующую характеристику w_f , которой может быть тариф на потребляемое топливо, электроэнергию, теплоту или воду.

В результате работы энергоблок выдаёт конечный продукт или конечный эффект, оцениваемый потоком эксергии (эксергетической производительностью)

e_0 . Из каждой предыдущей зоны в последующую передаётся поток эксергии e_i ($i = 2, 3, \dots, N$), обеспечивающий получение конечного полезного эффекта e_0 .

В соответствии с изложенным:

$$\begin{aligned} u_{if} &= U_{if}(e_{i+1}, x_{ij_i}) \quad (i = 1, 2, \dots, N \quad j_i = 1, 2, \dots, L_i); \\ z_{ig_i} &= Z_{ig_i}(e_{i+1}, x_{ij_i}) \quad (i = 1, 2, \dots, N \quad j_i = 1, 2, \dots, L_i), \end{aligned} \quad (1.27)$$

где строчные буквы u, z означают численное значение величин, а прописные буквы U, Z – функциональные зависимости.

Приведённые выражения относятся к отдельным зонам модели и отдельным группам переменных. Связь между ними устанавливается уравнениями вида:

$$e_i = E_i(e_{i+1}, x_{ij_i}) \quad (i = 2, 3, \dots, N \quad j_i = 1, 2, \dots, L_i) \quad (1.28)$$

с использованием функции Лагранжа:

$$\begin{aligned} L = & \left\{ w_1 U_{11}(e_2, x_{1j_1}) + w_2 \sum_{i=1}^N U_{i2}(e_{i+1}, x_{ij_i}) + \dots + \right. \\ & + w_R \sum_{i=1}^N U_{iR}(e_{i+1}, x_{ij_i}) + \sum_{i=1}^N \sum_{g_i=1}^{k_i} Z_{ig_i}(e_{i+1}, x_{ij_i}) + \\ & \left. + \sum_{i=1}^N \lambda_i [E_i(e_{i+1}, x_{ij_i}) - e_i] \right\} \quad (i = 1, 2, \dots, N \quad j_i = 1, 2, \dots, L_i); \end{aligned} \quad (1.29)$$

где λ_i – неопределённые множители Лагранжа.

Приравняв к нулю производные функции Лагранжа по e_i ($i = 2, 3, \dots, N$), можно найти значения неопределённых множителей Лагранжа.

1.5. Эксергетическое распределение затрат между энергопродуктами, производимыми многоцелевыми энергоблоками

В комплексном процессе могут выводиться промежуточные энергопродукты и получаться несколько энергопродуктов одновременно на одном участке.

Применительно к энергоблокам ТЭЦ используются следующие принципы распределения затрат между энергопродуктами комплексного производства [2, 72].

1. Соответственно себестоимости отдельного производства аналогичных энергопродуктов (метод сравнения). При таком сопоставлении процессов, существенно отличающихся один от другого, выпадают из рассмотрения их принципиальные особенности.

2. Пропорционально ценам на аналогичную энергопродукцию. Такой способ распределения затрат имеет тот же недостаток, что и предыдущий.

3. По методу «отключения», когда один из нескольких энергопродуктов выделяется как основной, а все остальные рассматриваются как «побочные». Стоимость побочных энергопродуктов (по ценам реализации) вычитается из общих затрат («отключается»). Цены реализации в этом случае не имеют строгого обоснования. Остаток затрат определяет стоимость основного энергопродукта, который в этом случае может иметь даже отрицательную стоимость.

4. Пропорционально эксергиям выходящих в данном сечении энергопродуктов. Такое распределение отражает как количественные, так и качественные характеристики энергопродуктов, независимо от того, представляют они потоки вещества или энергии [3, 12, 45, 72].

На рис. 1.6 показана зона (участок) системы, на выходе из которой одновременно получается n полезно используемых энергопродуктов.

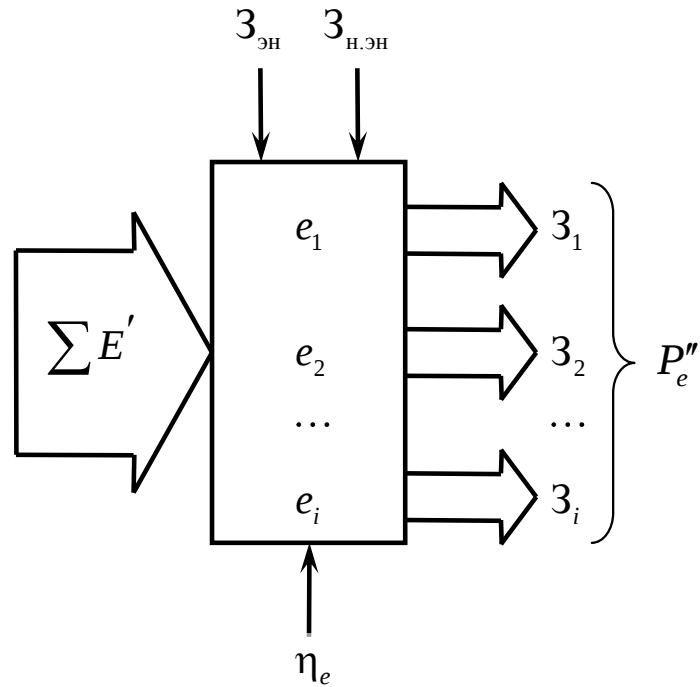


Рис.1.6. Схема распределения затрат топлива
при комплексном производстве

Сумма затрат топлива на входе в зону равна $\sum 3$, удельная эксергия каждого выходящего энергопродукта e_i , количество – G_i . Эксергетическая производительность зоны определяется как:

$$P_{ei}'' = \sum e_i G_i. \quad (1.30)$$

Тогда доля затрат топлива, которые относятся на i – ый энергопродукт,

$$\varphi_i = \frac{e_i G_i}{\sum e_i G_i} = \frac{E_i}{P_e}. \quad (1.31)$$

Отсюда затраты топлива на i – ый энергопродукт:

$$3_i = \varphi_i \sum 3. \quad (1.32)$$

Если какой – либо энергопродукт не используется, его эксергия, равная внешней потере, не входит в последующее рассмотрение и затраты топлива распределяются между полезно используемыми энергопродуктами. При делении затрат топлива 3_i или её составляющих на количество выходящего энергопродукта G_i будут получены затраты топлива на единицу энергопродукта.

Эксергетические КПД η_{ei} процессов, относящихся к выработке отдельных энергопродуктов равны общему эксергетическому КПД, а именно:

$$\eta_e = \frac{P_e''}{\sum E'} = \eta_{ei}. \quad (1.33)$$

1.6. Выводы и задачи исследования

Энергетика Монголии характеризуется комбинированный выработкой электроэнергии и теплоты, что обуславливает актуальность применения эксергетического анализа для определения эксплуатационных характеристик и перспектив модернизации собственно энергоблоков а также практических границ теплофикации.

Трудами А.И. Андрющенко, Д.П. Гохштейна, В.М. Бродянского, Я. Шаргута, Г. Баера, М. Трайбуса, Р. Эванса, Е.Я. Соколова, Ю.М. Хлебалина, А.И. Попова, З. Ранда, Н.Эльснера и др. разработаны и внедрены в инженерную практику:

1. Основополагающие принципы эксергетического анализа.
2. Методики расчёта эксергетических балансов и эксергетических потерь для технических систем.
3. Методики моделирования эксергетических связей и потоков затрат между энергоагрегатами и энергосистемами энергоблоков.
4. Подходы к эксергетическому распределению затрат между продуктами, производимыми многоцелевыми энергоагрегатами и энергоблоками.
5. Подходы, методы, алгоритмы и приёмы эксергетического анализа технических систем.

Вместе с тем разработанные методики не учитывают дифференциально–эксергетического подхода при расчёте и анализе показателей работы ТЭЦ,

моделировании потоков эксергии с учётом обратных связей, оценке эффективности ТЭЦ по векторному эксергетическому КПД.

В работе поставлены задачи:

1. В развитие эксергетической методологии с использованием дифференциально – эксергетического подхода предложить основные положения эксергетического расчёта и анализа показателей работы ТЭЦ на разных режимах и с различным составом энергоблоков.

2. Изложить практические методики определения показателей эксергетической эффективности, эксергетических характеристик ТЭЦ, дифференциально – эксергетического распределения топливных затрат между энергопродуктами (электроэнергией и теплоэксергией) при их комплексном производстве на ТЭЦ.

3. Выполнить дифференциально – эксергетические расчёты и анализ показателей работы ТЭЦ на разных режимах с энергоблоками 80...120 МВт, в том числе работы Улан – Баторской ТЭЦ – 4.

ГЛАВА 2. ОСНОВЫ МЕТОДИКИ ЭКСЕРГЕТИЧЕСКОГО РАСЧЁТА И АНАЛИЗА РАБОТЫ ТЭЦ

2.1. Методические предпосылки

ТЭЦ характеризуются высокой сложностью тепловых схем, многообразием физико – технических процессов в элементах, большим количеством расходно–термодинамических параметров, комплексным производством энерго – продуктов (тепло– и электроэнергии), что требует термодинамически и энергетически строгого распределения топливных затрат. Поэтому расчёт и анализ работы ТЭЦ должны базироваться на эксергетическом подходе.

Цель эксергетического расчёта и анализа – определение параметров функционирующей ТЭЦ с точки зрения анализа происходящих эксергетических превращений. Полученная при этом информация о распределении эксергетических потерь, значениях эксергетических КПД агрегатов, отдельных процессов и ТЭЦ в целом, эксергетических характеристиках взаимосвязи между агрегатами, влиянии расходно – термодинамических и режимных параметров на эксергетические КПД может служить основой для разработки технических условий техперевооружения, для организации и управления эксплуатацией ТЭЦ, определения путей экономии топлива [1, 23, 24].

2.2. Сущность подхода к эксергетическому расчёту и анализу

Предлагаемый подход к расчёту и анализу ТЭЦ является расширением эксергетической методики [1, 3, 12, 23, 45, 47, 60, 65, 72, 88] путём учёта и формирования показателей эксергетической эффективности, эксергетических характеристик в целом ТЭЦ, распределения топливных затрат между энергопродуктами (теплоэксергией и электроэнергией) при их комплексном производстве на ТЭЦ.

Основные методические положения предлагаемого подхода к расчёту и анализу ТЭЦ – следующие.

Во – первых, это – условное разбиение энергоблока ТЭЦ на несколько функционирующих частей (подсистем), и представление в виде эксергетической структурной схемы [3, 23, 47]. Во – вторых – математическое моделирование работы ТЭЦ и использование этой модели в многовариантных расчетах. В – третьих – определение и анализ эксергетических показателей работы ТЭЦ.

Здесь первая функционирующая часть (подсистема) включает в себя парогенератор со всеми вспомогательными энергетическими системами – топливоподачи и топливоподготовки, очистки дымовых газов, ГЗУ и пр. Вторая подсистема состоит из ЧВД паровой турбины. Третья подсистема состоит из ЧСНД турбины. Четвертая объединяет электрическое оборудование. Пятая представляет собой системы технического водоснабжения и регенерации питательной воды. Шестая включает оборудование по отпуску теплоэксергии потребителю [24].

Эксергетическая эффективность функционирующей подсистемы определяется как:

$$\eta_i = \frac{E_i^y}{E_i^x}, \quad i \in I_2, \quad (2.1)$$

где $I_2 \in I$ – множество функционирующих подсистем энергоблока; множество I включает кроме этого множество источников топлива I_1 и энергопотребителей I_3 ;

$E_i^x = \sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x$ – подводимая эксергия; E_{ki}^x – эксергия, подводимая к подсистеме с

k – ым энергоносителем по k – му каналу связи; $V(i)$ – множество входов;

$E_i^y = \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y$ – эксергетическая производительность подсистемы; E_{ij}^y – эксергия,

отводимая с j – ым энергоносителем по j – му каналу связи; $W(i)$ – множество выходов.

Взаимосвязи между эксергетическими потоками можно найти с использованием функции Лагранжа:

$$\begin{aligned}
 L = & 0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3} E_0 + \lambda_0 \left(\sum_{j=1} F_{0j} E_{0j} \eta_j^{-1} - E_0 \right) + \lambda_1 \left(\sum_{j=2,3} F_{1j} E_{1j} \eta_j^{-1} - E_1 \right) + \\
 & + \lambda_2 \left(\sum_{j=1,4,5} F_{2j} E_{2j} \eta_j^{-1} - E_2 \right) + \lambda_3 \left(\sum_{j=1,4,5,6} F_{3j} E_{3j} \eta_j^{-1} - E_3 \right) + \lambda_4 \left(\sum_{j=1,5,6} F_{4j} E_{4j} \eta_j^{-1} + N - E_4 \right) + \\
 & + \lambda_5 \left(\sum_{j=1} F_{5j} E_{5j} \eta_j^{-1} - E_5 \right) + \lambda_6 \left(\sum_{j=5} F_{6j} E_{6j} \eta_j^{-1} + E_T - E_6 \right). \quad (2.2)
 \end{aligned}$$

Система уравнений:

$$\begin{aligned}
 L'_0 &= (\partial L / \partial E_0), \dots, L'_6 = (\partial L / \partial E_6): \\
 L'_0 &= 0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3} - \lambda_0 = 0, \\
 L'_1 &= \sum_{i=0,2,3,4,5} \lambda_i F_{i1} \eta_1^{-1} - \lambda_1 = 0, \\
 L'_2 &= \lambda_1 \eta_2^{-1} - \lambda_2 = 0, \\
 L'_3 &= \lambda_1 \eta_3^{-1} - \lambda_3 = 0, \\
 L'_4 &= \sum_{i=2,3} \lambda_i F_{i4} \eta_4^{-1} - \lambda_4 = 0, \\
 L'_5 &= \sum_{i=2,3,4,6} \lambda_i F_{i5} \eta_5^{-1} - \lambda_5 = 0, \\
 L'_6 &= \sum_{i=3,4} \lambda_i F_{i6} \eta_6^{-1} - \lambda_6 = 0, \quad (2.3)
 \end{aligned}$$

где $3,6 \Pi_T E_0 / Q_i^r$ – топливная составляющая; Q_i^r – теплота сгорания, равная эксергии условного топлива; Π_T – стоимость топлива франко – бункер энергоблока ТЭЦ, определяемая с учетом переработки, хранения и транспорта;

E_0 – расход эксергии условного топлива, подводимого к энергоблоку; λ – множители Лагранжа; $F_{ij} = \frac{\eta_j E_{ij}^x}{E_j^y}$; сформированные в энергоблоке связи между подсистемами $(i,j) = (01, 12, 13, 21, 24, 25, 31, 34, 35, 36, 41, 45, 46, 51, 65)$.

Из решения системы (2.3) определяются множители Лагранжа, характеризующие удельные топливные затраты:

$$\lambda_0 = 0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3}; \quad (2.4)$$

на отпускаемую электроэнергию:

$$\lambda_4 = \eta_{4N}^{-1} [0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3}]; \quad (2.5)$$

и на отпускаемую теплоэксергию:

$$\lambda_6 = \eta_{6T}^{-1} [0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3}]; \quad (2.6)$$

где эксергетические КПД по отпуску:

электроэнергии:

$$\eta_{4N} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N; \quad (2.7)$$

и на отпускаемую теплоэксергию:

$$\eta_{6T} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N. \quad (2.8)$$

Таким образом, эксергетическая эффективность энергоблоков ТЭЦ оценивается векторным эксергетическим КПД:

$$\eta_e = \{\eta_{4N}, \eta_{6T}\}$$

по отпуску: электроэнергии и теплоэксергии (для теплофикации).

В этих выражениях ε_S – это структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий взаимосвязи между подсистемами энергоблока:

$$\varepsilon_S = F_{01}^{-1} \cdot [1 - \eta_1^{-1} \sum \prod F_{ij} \eta_i^{-1}]. \quad (2.9)$$

Эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате:

$$\varepsilon_N = \left(\eta_2 \eta_3 \sum_{i=2,3} F_{i4} \eta_i^{-1} \right)^{-1}. \quad (2.10)$$

Эффективность отпуска электроэнергии и теплоэксергии энергоблоком ТЭЦ, имеющем схему с обратными связями, определяется не только эффективностью собственно «технологических линий», образованных последовательно связанными подсистемами, но и зависит от взаимосвязей между всеми подсистемами энергоблока, характеризуемых структурным коэффициентом ε_S . Чем ближе ε_S к единице, тем эксергетически совершеннее схема [12].

2.3. Выбор показателя эффективности

При эксергетическом анализе работы ТЭЦ сравнение эффективности энергоблоков на разных режимах работы и вариантов ТЭЦ с различным составом энергооборудования производится по показателю эффективности:

$$\eta_Z = \frac{\sum \Pi_N N + \sum \Pi_E E_T}{\sum \lambda_4 N + \sum \lambda_6 E_T}; \quad (2.11)$$

где Π_N , Π_E – получаемая плата за электроэнергию и теплоэксергию; N , E_T – отпущенные потребителю электроэнергия и теплоэксергия на данном режиме работы энергоблока в составе ТЭЦ. Знак суммы означает, что суммирование производится по всем работающим энергоблокам в составе ТЭЦ.

Показатель эффективности $\eta_Z > 1$ характеризует рентабельность ТЭЦ.

Таким образом, условия рыночного ценообразования учтены в предлагаемом подходе в виде прогнозируемых цен за отпускаемую электроэнергию и теплоэксергию (Π_N , Π_E), а эксергетический подход позволяет учесть разнесение топливных затрат на отпуск каждого вида энергопродукции удельными эксергетическими топливными затратами λ_4 λ_6 .

Показатель эксергетической эффективности η_Z полностью определяется значениями расходно – термодинамических параметров и параметров вида технологических схем энергоблоков ТЭЦ.

Эксергетический КПД в целом ТЭЦ оценивается как:

$$\eta_{\text{ТЭЦ}} = \frac{\sum \eta_{4N} N + \sum \eta_{6T} E_T}{\sum N + \sum E_T}, \quad (2.12)$$

где суммирование производится по всем работающим энергоблокам в составе ТЭЦ.

При этом эксергетическая эффективность и удельный расход условного топлива ТЭЦ по отпуску электроэнергии и теплоэксергии определяются по формулам:

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^N = \frac{\sum \eta_{4N} N}{\sum N}; \quad b_{\text{ТЭЦ}}^N = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^N}; \quad (2.13)$$

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^E = \frac{\sum \eta_{6T} E_T}{\sum E_T}; \quad b_{\text{ТЭЦ}}^E = \frac{0,123}{\eta_{\text{ТЭЦ}}^E} \quad (2.14)$$

2.4. Методика расчёта тепловой схемы и эксергетических показателей

Для рассматриваемого энергоблока ТЭЦ (или эквивалентного энергоблока – для ТЭЦ с поперечными связями) при номинальных электрической и тепловой мощности задаются [50, 52, 53, 57, 58]: электрическая мощность N_r на r – ом режиме работы в соответствии с электрическим графиком нагрузки; температура окружающего воздуха, для которой (при качественном регулировании отпуска тепла) рассчитывается температурный и тепловой графики нагрузки при заданном коэффициенте теплофикации и определяется отпуск теплоты $Q_{\text{тр}}$, температуры прямой и обратной сетевой воды, давление пара в Т– отборе на r – ом режиме.

Для известных (независимых) параметров $x_i \in X$ (i характеризует принадлежность параметра к какой–либо подсистеме энергоблока): начальных и

конечных параметров пара, параметров промперегрева, питательной воды, П и Т-отборов, коэффициента теплофикации рассчитывается тепловая схема энергоблока ТЭЦ [51, 55, 56, 58, 74]. Функционально зависимые параметры – $y_i \in Y$. К этим параметрам в частности относятся расходы рабочих сред, температурные напоры, передаваемые тепловые потоки, всевозможные коэффициенты и т.д. Многомерное вещественное пространство R^n включает множество независимых X и зависимых Y параметров. Условия протекания процессов в энергоблоке и физико – технические ограничения представлены в виде равенств и неравенств:

$$\begin{aligned} H(X, Y) &= 0, \\ F(X, Y) &\geq 0, \\ X^* &\leq X \leq X^{**}, \end{aligned} \quad (2.15)$$

где X^* , X^{**} – векторы наименьших и наибольших значений, H, F – вектор функции ограничений в форме равенств (уравнения энергетического и расходного балансов и др.) и в форме неравенств.

Уравнения энергетического, расходного и эксергетического балансов [2, 60, 65, 72, 73] для каждой подсистемы представляются соответственно как:

$$\sum_{k \in V(i)} (\eta \cdot M^x \cdot h)_{ki} - \sum_{j \in W(i)} (\eta \cdot M^y \cdot h)_{ij} = 0; \quad (2.16)$$

$$\sum_{k \in V(i)} M_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} M_{ij}^y = 0; \quad (2.17)$$

$$\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x - \sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y \cdot \eta_i^{-1} = 0. \quad (2.18)$$

Здесь M, h – расход и энтальпия энергоносителя; η – коэффициент, учитывающий соответствующие потери энергии (или эксергии).

Для каждого энергоносителя в зависимости от расходно-термодинамических параметров ω_r учитываются:

изменение давления:

$$\Delta P_{k,j} = \Delta P_{k,j}(\omega_r^0); \quad (2.19)$$

изменение энтальпии:

$$\Delta h_{k,j} = \Delta h_{k,j}(\omega_r^0); \quad (2.20)$$

изменение эксергии:

$$\Delta E_{k,j} = \Delta E_{k,j}(\omega_r^0). \quad (2.21)$$

Система уравнений балансов для подсистем устанавливает такое соотношение между термодинамическими и расходными параметрами, которое обеспечивает получение заданной стационарной нагрузки энергоблока ТЭЦ с определенными параметрами вида технологической (тепловой) схемы энергоблока.

Для каждого расчётного варианта тепловой схемы энергоблока выполняются с совместной увязкой: тепловые и балансовые расчеты котла [22, 34, 54, 57], турбины [7, 55, 59], регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, технических систем (топливоподачи, пылеприготовления, тягодутьевой, отпуска теплоты, водоснабжения, золошлакоудаления, очистки и эвакуации дымовых газов); расчет мощности собственных нужд; определение расходов топлива на котел, определение термодинамических параметры воды и водяного пара, режимных и экологических условий.

Расчет тепловой схемы производится итерационно по отношению к расходу топлива на энергоблок.

В целом разработанная расчётная схема представляет собой совокупность математических моделей подсистем реально функционирующего энергоблока со связями. Каждой технологической связи между подсистемами энергоблока соответствует информационная связь между моделями. Расчётная схема энергоблока построена с учетом её агрегирования и с использованием метода

декомпозиции (уменьшения размерности схемы). При этом группы одинаковых, параллельно работающих и равномерно загруженных элементов технологической схемы энергоблока (параллельно работающие тягодутьевые установки, насосы, установки системы теплофикации и др.) заменены на один элемент в расчетной схеме.

На базе результатов расчёта тепловой схемы энергоблока ТЭЦ и дифференциально-эксергетического подхода производится расчёт эксергетических потоков, показателей эксергетической эффективности подсистем энергоблока и в целом ТЭЦ в соответствии со структурной эксергетической схемой (рис.2.1).

Эксергетические производительности и КПД подсистем:

$$E_1 = E_{12} + E_{13};$$

$$\eta_1 = (E_{12} + E_{13}) / (E_0 + E_{21} + E_{41} + E_{51}); \quad (2.22)$$

$$E_2 = E_{21} + E_{23} + E_{24} + E_{25};$$

$$\eta_2 = (E_{21} + E_{23} + E_{24} + E_{25}) / E_{12}; \quad (2.23)$$

$$E_3 = E_{34} + E_{35} + E_{36};$$

$$\eta_3 = (E_{34} + E_{35} + E_{36}) / E_{23}; \quad (2.24)$$

$$E_4 = E_{41} + E_{45} + E_{46} + N;$$

$$\eta_4 = (E_{41} + E_{45} + E_{46} + N) / (E_{24} + E_{34}); \quad (2.25)$$

$$E_5 = E_{51};$$

$$\eta_5 = E_{51} / (E_{25} + E_{35} + E_{45} + E_{65}); \quad (2.26)$$

$$E_6 = E_T + E_{65};$$

$$\eta_6 = (E_T + E_{65}) / (E_{36} + E_{46}). \quad (2.27)$$

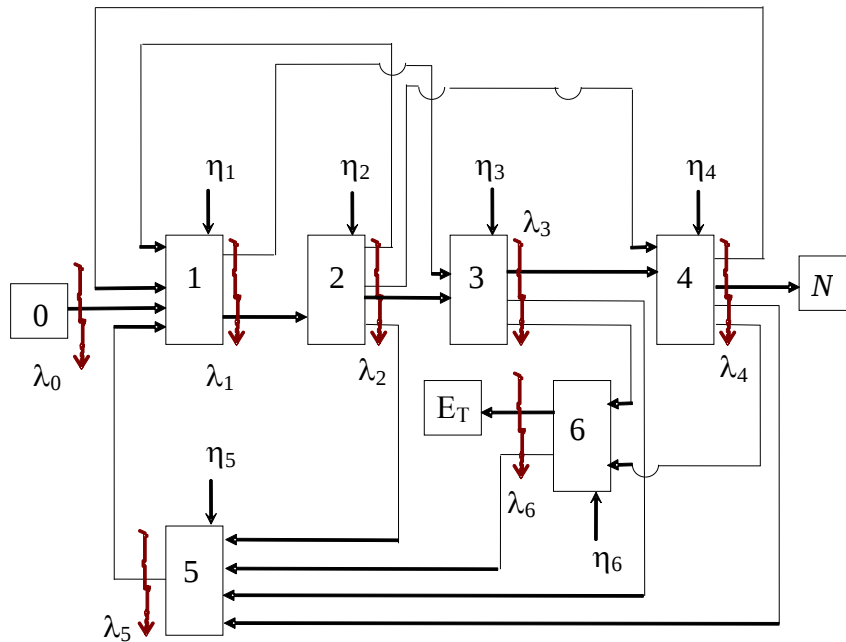


Рис.2.1. Структурная эксергетическая схема энергоблока ТЭЦ:
0, 1...6 – подсистемы; N, E_T – потребители электроэнергии
и теплоэксергии

В формулах (2.22)...(2.27) эксергетические потоки: E₁₂ – пара на ЧВД; E₁₃ – пара промперегрева; E₂₁ – пара в холодной нитке промперегрева; E₄₁ – электрических собственных нужд; E₅₁ – питательной воды после системы регенерации; E₂₃ – пара на ЧСНД; E₂₄ – на электрогенератор (механическая передача) от ЧВД; E₂₅ – пара из ЧВД на регенерацию; E₃₄ – на электрогенератор (механическая передача) от ЧСНД; E₃₅, E₃₆ – пара на систему регенерации и сетевую установку из ЧСНД; E₄₅, E₄₆ – на электрические собственные нужды системы регенерации и технического водоснабжения и на сетевую установку; E₆₅ – дренажа из сетевой установки в систему регенерации.

2.5. Выводы

1. В развитие эксергетической методологии с использованием дифференциально – эксергетического подхода предложены основные положения эксергетического расчёта и анализа показателей работы ТЭЦ на разных режимах и с различным составом энергоблоков.

2. Изложены практические методики определения показателей эксергетической эффективности, эксергетических характеристик ТЭЦ, дифференциально – эксергетического распределения топливных затрат между энергопродуктами (электроэнергией и теплоэксергией) при их комплексном производстве на ТЭЦ.

ГЛАВА 3. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО – ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЕ РАСЧЁТЫ И АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ТЭС

3.1. Исходные предпосылки

Современные энергоблоки ТЭС являются сложными техническими системами, обладающими большим количеством взаимосвязей как внутри системы, так и с внешними по отношению к ней объектами. В связи с этим они рассматриваются как энерготехнологические многоцелевые энергоблоки [29].

Целью комплексной технико– экономической оптимизации энергоблоков является выбор параметров термодинамического цикла и тепловой схемы, а также конструктивно –компоновочных параметров и характеристик энергооборудования с учетом всех внешних и внутренних ограничений.

Оценивая потоки всех видов энергии и вещества посредством единого критерия – эксергии, можно получить обобщённые термодинамические характеристики как агрегатов, так и в целом многоцелевой системы, ее подсистем. Обобщённой характеристикой служит их эксергетическая производительность, т.е. суммарная эксергия, производимая в единицу времени.

На основе исходных дифференциальных уравнений эксергии при заданных параметрах окружающей среды для различных термодинамических процессов можно записать:

$$\left(\frac{\partial e}{\partial s}\right)_p = T_* \tau_e; \quad \left(\frac{\partial e}{\partial p}\right)_s = v; \quad \left(\frac{\partial e}{\partial p}\right)_T = v - T \tau_e \left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p; \quad (3.1)$$

$$\left(\frac{\partial e}{\partial T}\right)_p = c_p \tau_e; \quad \left(\frac{\partial e}{\partial v}\right)_p = c_p \tau_e \left(\frac{\partial T}{\partial v}\right)_p; \quad \left(\frac{\partial e}{\partial p}\right)_v = c_p \tau_e \left(\frac{\partial T}{\partial p}\right)_v + v; \quad (3.2)$$

$$\left(\frac{\partial l}{\partial p_1}\right)_{T_1 p_2} = v_1 \eta_{oi}^I \left[1 - \alpha_1 \tau_{asI} (1 - z_x) + z_x v_I (1 - \alpha_I \tau_{eI} - \eta_{oi}^I) \right] + \sum \Delta E_{III} \quad (3.3)$$

Различные термодинамические системы можно сравнивать по их эксергетической производительности. Если какой – либо из выходящих потоков не используется (выбрасывается в окружающую среду), он не включается в сумму выходящих потоков эксергии и определяет внешнюю потерю эксергии.

Система рассматривается на каждом этапе расчётов как находящаяся в стационарном состоянии и все без исключения её параметры (расходы рабочих тел, температуры, давления и т.д.) постоянны. В этом случае, пользуясь значениями эксергии потоков вещества и энергии в соответствующих точках схемы, можно определить все основные характеристики как системы в целом, так и её отдельных элементов (потери эксергии, КПД системы и её элементов).

Кроме этого, имеется возможность вычислить элементы, в которых потери наибольшие.

Алгоритм таких расчётов включает:

1. Нахождение на основе материального баланса массовых частей потоков на входе в систему, из которых образованы выходящие потоки.
2. Представление эксергии каждого выходящего из системы потока вещества, а также эксергии соответствующих массовых частей на входе в систему и внутри системы.
3. Установление эксергии различных видов энергии на входе, внутри и выходе из системы.
4. Определение полезных эффектов (т.е. какие виды эксергии увеличились и какие новые вещества образовались при работе рассматриваемой системы), а также затрат (какие виды эксергии уменьшились и какие вещества превратились в другие).
5. Расчёт эксергетического КПД.

Цель эксергетического анализа формирование "разреза", "термодинамического снимка" функционирующей комбинированной систем с точки зрения анализа происходящих в ней отдельных процессов и эксергетических характеристик, при

взаимодействии с окружающей средой, внешними системами, влиянии расходно – термодинамических и режимных параметров на эксергетические КПД и показатели эффективности. В этой связи главной задачей эксергетического подхода является обоснование представленного состава эксергетических показателей и их оценка при наивыгоднейше сочетании технологических, расходных, конструктивных, компоновочных параметров и вида технологической схемы и выполнении всех внешних и внутренних ограничений на сооружение и функционирование. В предлагаемой модели технико–экономического исследования заложены принципы эксергетической методологии и методологии теории агрегативных систем.

Предлагаемый подход заключается в следующем. Во – первых, это условное разбиение энергоблока на несколько функционирующих частей и представление в виде эксергетической агрегативной системы. Во – вторых, математическое описание (моделирование) функционирования и использование этой модели при расчетах. В – третьих определение и анализ эксергетических показателей эффективности.

Представляя энергоблок как сложную систему с учетом ее агрегирования, когда под агрегатом (элементом) в общем случае понимается некий преобразователь информации, осуществляется разбиение энергоблока на элементы, несущие потоки входной и выходной информации. Введение такой абстрактной схемы позволяет единообразно описывать все элементы технологической схемы, причем элемент выступает как объект, не подлежащий дальнейшему разбиению на части, а в качестве таких элементов формируются самостоятельно функционирующие части (подсистемы).

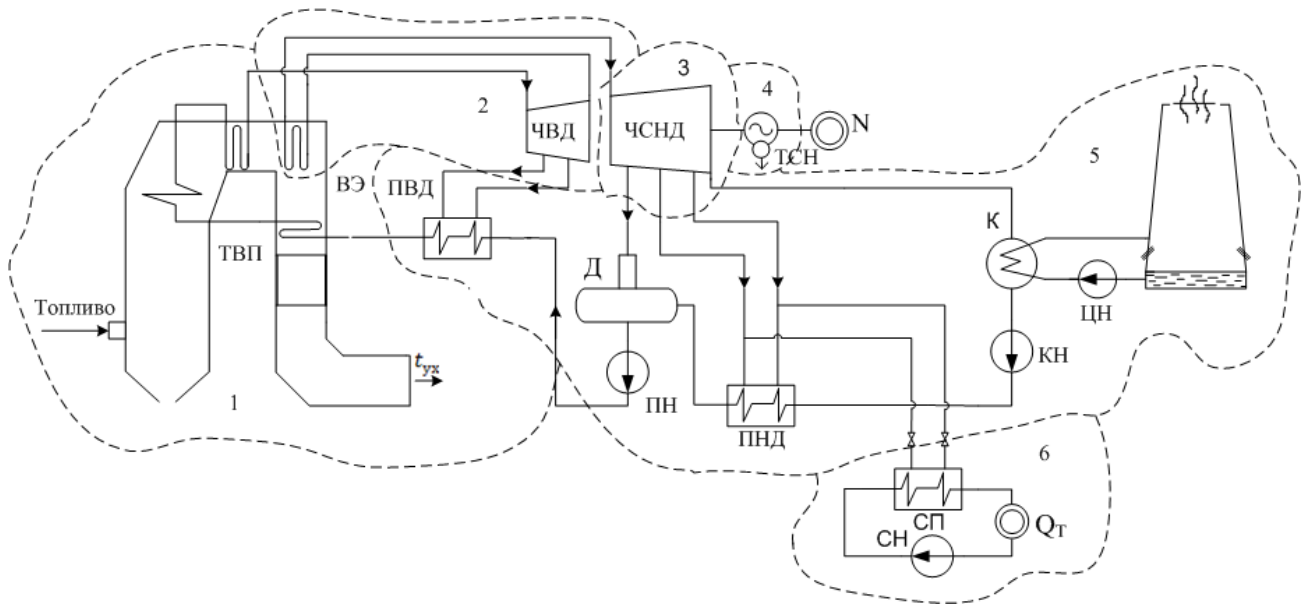


Рис 3.1 Структурная схема ТЭЦ

N, Q_T - потребители электро - и теплоэнергии; ЧВД - часть высокого давления турбины; ЧСНД - часть среднего и низкого давления турбины; ТСН - трансформатор собственных нужд; ТВП - трубчатый воздухоподогреватель; ВЭ - водяной экономайзер; ТуЭ - турбинный экономайзер; ПНД - подогреватели низкого давления; ПВД- подогреватели высокого давления; Д- деаэратор; СП - подогреватель сетевой воды; ПН, КН, ЦН, СН - питательный, конденсационный, циркуляционный и сетевой насосы соответственно; 1....6 -функциональ части.

Здесь первая функциональная часть (агрегат) включает в себя парогенератор со всеми вспомогательными системами: топливоподачи и топливоподготовки, очистки дымовых газов, и пр. Вторая часть состоит из ЧВД турбины с системой промперегрева. Третья часть состоит из ЧСНД турбины. Четвертая объединяет электрическое оборудование. Пятая представляет собой системы технического водоснабжения и регерации питательной воды. Шестая включает оборудование по отпуску теплоэксергии потребителю, где под теплоэксергией понимается максимальная работоспособность теплового потока с производственным и теплофикационным паром по отношению к температуре окружающей среды. Это позволяет учесть разное качество энергетических потоков во всех структурных связях ТЭЦ.

Эксергии, производимой каждой функционирующей частью энергоблока, соответствуют затраты топлива, включающие в себя не только затраты топлива

собственно функционирующей части, но переносимые с подводимой эксергией

$\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x$. Формально можно считать, что эксергия произведенная i – ой частью

$\sum_{j \in W(i)} E_{ij}^y$ «продается» это частью по каждому собственном каналу связи, а эксергия,

полученная по какому – либо каналу связи $\sum_{k \in V(i)} E_{ki}^x$ – «покупается».

3.2. Методика оценки технико – экономического КПД энергоблока

Технико – экономическая эксергоэффективность ТЭЦ оценивается по показателю [62]:

$$\theta_{\text{ТЭЦ}} = \frac{\sum (\Pi_N N + \Pi_E E_T)}{0,123 \cdot \sum \Pi_B \cdot 10^{-3} \left(\frac{N}{\eta_{4N}} + \frac{E_T}{\eta_{6T}} \right)} > 1; \quad (3.4)$$

где Π_B , Π_N , Π_E – цена условного топлива, руб/т у.т., цена (для ТЭЦ) отпускаемых электроэнергии (N) и теплоэксергии (E_T), руб/(кВт.ч).

При этом технико – экономическая эксергоэффективность энергоблока по отпуску электроэнергии и теплоэксергии:

$$\theta_N = \frac{\Pi_N \cdot N}{0,123 \cdot \Pi_B \cdot 10^{-3} \frac{N}{\eta_{4N}}} > 1; \quad (3.5)$$

$$\theta_E = \frac{\Pi_E \cdot E_T}{0,123 \cdot \Pi_B \cdot 10^{-3} \frac{E_T}{\eta_{6T}}} > 1; \quad (3.6)$$

Технико – экономическая эксергоэффективность энергоблока в целом:

$$\theta_i = \frac{(\Pi_N N + \Pi_E E_T)}{0,123 \cdot \Pi_B \cdot 10^{-3} \left(\frac{N}{\eta_{4N}} + \frac{E_T}{\eta_{6T}} \right)} > 1. \quad (3.7)$$

Соотношение Π_E / Π_N для энергоблока может быть оценено по на основе дифференциального эксергетического подхода с использованием функции Лагранжа:

$$\begin{aligned}
 L = & 0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3} E_0 + \lambda_0 \left(\sum_{j=1} F_{0j} E_{0j} \eta_j^{-1} - E_0 \right) + \lambda_1 \left(\sum_{j=2,3} F_{1j} E_{1j} \eta_j^{-1} - E_1 \right) + \\
 & + \lambda_2 \left(\sum_{j=1,4,5} F_{2j} E_{2j} \eta_j^{-1} - E_2 \right) + \lambda_3 \left(\sum_{j=1,4,5,6} F_{3j} E_{3j} \eta_j^{-1} - E_3 \right) + \\
 & + \lambda_5 \left(\sum_{j=1} F_{5j} E_{5j} \eta_j^{-1} - E_5 \right) + \lambda_6 \left(\sum_{j=5} F_{6j} E_{6j} \eta_j^{-1} + E_T - E_6 \right) + \sum_{j=0}^6 3_j (E_j^y)_{\eta_j}
 \end{aligned} \quad (3.8)$$

где $F_{ij} = \frac{\eta_j E_{ij}^x}{E_j^y}$; 3_j – затраты в подсистемы.

Из решения системы уравнений $L'_0 = (\partial L / \partial E_0)$, ... $L'_6 = (\partial L / \partial E_6)$ получим удельные затраты на отпускаемые электроэнергию и теплоэксергию:

$$\begin{aligned}
 \lambda_4 = & \eta_{4N}^{-1} \left[0,123 \Pi_T \cdot 10^{-3} + F_{01}^{-1} \left(\sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1} + \right. \right. \\
 & \left. \left. + \sum 3'_i \eta_i \cdot \Pi F_{ij} \eta_i^{-1} \right) \right] + \eta_4^{-1} \sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4}
 \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned}
 \lambda_6 = & \eta_{6N}^{-1} \left[0,123 \Pi_T \cdot 10^{-3} + F_{01}^{-1} \left(\sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1} + \sum 3'_i \eta_i \Pi F_{ij} \eta_i^{-1} \right) \right] \times \\
 & \times (F_{46} + \eta_2 \eta_4 \varepsilon_N F_{36}) + (\eta_4 \eta_6)^{-1} F_{46} \sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4} + \eta_6^{-1} 3'_6 (F_{36} + \eta_6)
 \end{aligned} \quad (3.10)$$

В этих выражениях $3'_i = (\partial 3_i / \partial E_i)$.

Из (8), (9) найдём

$$\Pi_E / \Pi_N \approx \lambda_6 / \lambda_4. \quad (3.11)$$

3.3. Компьютерная модель расчетов

Для анализа техник – экономических исследований ТЭЦ разработана компьютерная модель, содержащая процедуры численных расчетов, в основе которых были использованы подпрограммы вычислительного комплекса оптимизационных расчетов ТЭС (ОРТЭС), моделирующие номинальный и переменные режимы работы теплофикационных энергоблоков.

Принципиальная структурная схема ОРТЭС показана на рис 3.2. Функциональной частью вычислительного комплекса является программа TERPLOT.

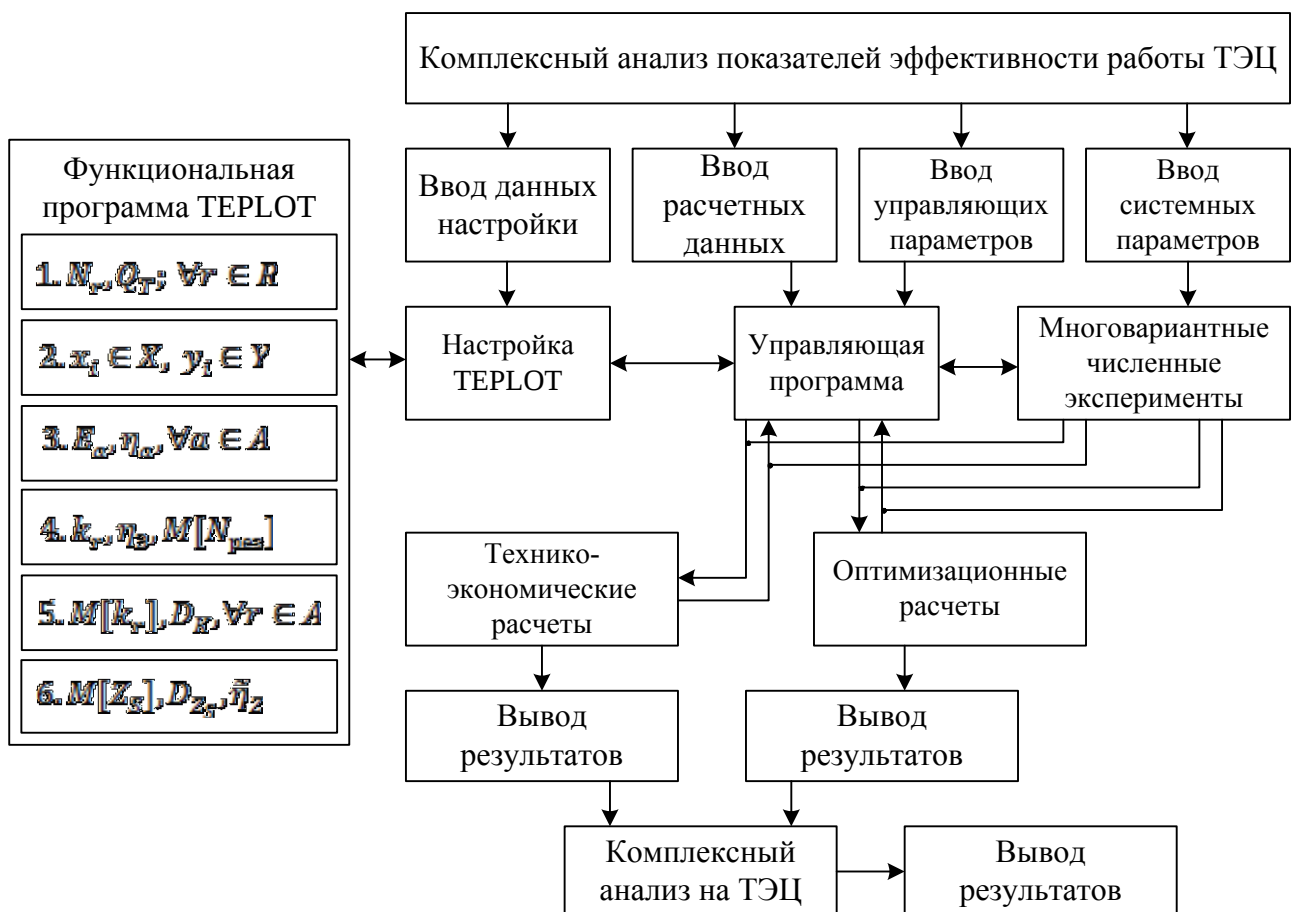


Рис 3.2. Принципиальная структурная схема вычислительного комплекса ОРТЭС.

Блок функциональной программы TERPLOT выполняет следующие действия
 1 – расчет графиков нагрузки и определение r – ого режима расчета; 2 – расчет тепловой схемы энергоблока и определение показателей тепловой экономичности; 3 – расчет показателей эксергетической экономичности

функционирующих частей и в целом энергоблока; 4 – расчет надежностных показателей энергоблока, эквивалентирование энергосистемы и определение вероятного аварийного резерва; 5 – расчет математических ожиданий и дисперсий капиталовложений в агрегаты, технические системы в функционирующие части в целом в энергоблок; 6 – расчет математических ожиданий и дисперсий интегральных показателей.

В этой программе для рассматриваемого типа энергоблока (или эквивалентного энергоблока для ТЭС с поперечными связями) при номинальных электрической и тепловой мощности задаются: электрическая мощность N_r на r режиме работы в соответствии с электрическим графиком нагрузки (средезимним, среднелетним, минимальным, максимальным, за отопительный период, среднегодовым и т.п), температура окружающего воздуха (текущая, средняя за отопительный период, среднегодовая, самого холодного месяца для данного ареала функционирования и т.п), для которой (при качественном регулировании отпуска тепла) рассчитывается температурный и тепловой графики нагрузки при заданном коэффициенте теплофикации и определяется отпуск теплоты $Q_{тр}$, температуры прямой и обратной сетевой воды, давление пара в Т – отборе на r режиме. Эти операторы составляют первый блок TEPLOT.

Во втором блоке для известных (на данном шаге расчета) начальных и конечных параметров пара, параметров промперегрева, питательной воды, П и Т – отборов формируется алгоритм и рассчитывается тепловая схема энергоблока. В этих операторах в качестве независимых параметров $x_i \in X$ (i характеризует принадлежность параметра к какой – либо функциональной части энергоблока) рассматриваются начальные и конечные параметры пара, параметры промперегрева, питательной воды, коэффициент теплофикации. Функционально зависимые параметры – $y_i \in Y$. К этим параметрам, в частности, относятся расходы рабочих сред, температурные напоры, передаваемые тепловые потоки, концентрации загрязняющих веществ, конструктивно – компоновочные параметры элементов оборудования, массостоймостные характеристики,

всевозможные коэффициенты и т.д. Многомерное вещественное пространство R^n включает множество независимых X и зависимых Y параметров.

Размерность пространства n обусловлена количеством оптимизируемых переменных, которые могут меняться в зависимости от энерготехнологии.

Таким образом,

$$R^n = \{X, Y | H(X, Y) = 0, F(X, Y) \geq 0, X^* \leq X \leq X^{**}\}.$$

Зависимости между параметрами однозначно и единообразно описаны уравнениями энергетического, расходного и гидравлического балансов. Система уравнений балансов в элементах оборудования устанавливает такое соотношение между термодинамическими и расходными параметрами, которое обеспечивает получение заданной стационарной нагрузки энергоблока с определенными конструктивными параметрами элементов и параметрами вида технологической (в том числе и тепловой) схемы энергоблока.

Для каждого расчетного варианта тепловой схемы энергоблока и в зависимости от исследуемой технологии выполняются с совместной увязкой: тепловые и балансовые расчеты котлов, турбины, регенеративных и сетевых подогревателей, конденсатора, газовой турбины, компрессора, основных трубопроводов, газификатора, технических систем (топливоподачи, пылеприготовления, тягодутьевой, отпуска теплоты, водоснабжения, золошлакоудаления, очистки и эвакуации дымовых газов); расчет мощности собственных нужд, определение расходов топлива на котел.

В соответствии с содержанием расчетов полная система операторов, кроме перечисленных выше, включает процедуры: определения термодинамических параметров воды и водная пара, перебора вариантов параметров, изменения типа и схемы энергоблока, режимных и экологических условий. В разработанном алгоритме используется максимально сложный исходный профиль энергоблока, а промежуточные варианты образуются как его части при использовании

дискретных параметров (1 V 0) структурной схемы, которые исключают или включают оборудование (или группу оборудования) в схему.

Кроме того, изменения некоторых параметров однозначно связаны с видом (профилем, структурной схемой) энергоблока.

Расчет тепловой схемы производится итерационно по отношению к расходу топлива на энергоблок.

В целом разработанная расчетная схема представляет собой совокупность математических моделей элементов (групп элементов) реально функционирующего энергоблока со связями. Каждой технологической связи между элементами (группами элементов) энергоблока соответствует информационная связь между моделями. Расчетная схема энергоблока построена с учетом ее агрегирования и с использованием метода декомпозиции уменьшения размерности схемы. При этом группы одинаковых, параллельно работающих и равномерно загруженных элементов технологической схемы энергоблока (параллельно работающих мельницы, тягодутьевые установки, установки комбинированной системы теплофикации и др.) заменены на один элемент в расчетной схеме. В соответствии с методом декомпозиции в технологической схеме энергоблока выделено несколько функционирующих частей, связи между которыми немногочисленны.

Для каждой функционирующей части построена своя математическая модель. Модель функционирующей части и является тем элементом (агрегатом, вершиной) в полной модели энергоблока, который не подлежит дальнейшему делению. Разработанные математические модели обеспечивают достаточно точное описание реальных процессов, как в рамках функционирующих частей, так и по информационным связям в соответствии с поставленными задачами исследования. Модели включают зависимости между входными и выходными расходно-термодинамическими параметрами, а также зависимости между этими параметрами и конструктивными характеристиками элементов, проверку параметров по всем видам ограничений, проверку допустимости расчетных

значений (неотрицательность расходов, перепадов давлений, энергетических и материальных потоков и т.д.).

Все модели функционирующих частей согласованы между собой по входным параметрам.

В третьем блоке TEPLOT производится расчет показателей эксергетической экономичности функционирующих частей и в целом энергоблока.

В четвертом блоке TEPLOT рассчитываются надежность показатели энергоблока и определяется аварийный резерв.

В пятом блоке рассчитывается математические ожидания и дисперсии капиталовложений в агрегаты, технические системы, в функционирующие части и в целом энергоблок.

В шестом блоке TEPLOT рассчитываются математические ожидания и дисперсии интегральных затрат в функционирующие части и в целом энергоблок, в инфраструктуру (энергосистемную и экологическую), определяются вероятностные значения критерия эффективности.

Реализованный подход характеризуется сопоставимыми или относительно близкими коммерческими показателями по вариантам энергоблоков, отличающихся техническими решениями по режимам, параметрам, тепловой схеме и оборудованию, либо металлоемкостью и габаритами оборудования. Поэтому при такой вариантности в известной степени сохраняются сроки службы оборудования и сроки строительства, кардинально не меняется уровень капиталовложений в оборудование традиционных типов и профилей, а так же удельные стоимостные показатели обслуживания.

При этом сравниваемые варианты выравниваются по отпуску электроэнергии и теплоэксергии, по обеспечению заданной надежности энергоснабжения, по затратам в экологическую, промышленную и социальную инфраструктуру.

Блок вывода результатов подготавливает расчетные данные для анализа: структурирует выводимые результаты по нагрузке ТЭС.

В процессе функционирования теплоэнергетической установки ухудшение технического состояния или выход из рабочего состояния некоторых агрегатов (например, отключение корпуса парогенератора, подогревателей высокого давления и т.п.) приводит к изменению ее эффективности и перерасходу топлива. Для повышения эффективности функционирования теплоэнергетических установок необходимо проводить восстановительные работы таких агрегатов, как парогенератор, часть высокого давления турбины и сетевая установка. Отметим, что ухудшение технического состояния системы регенерации (следствием которого является увеличение потерь эксергии от неравновесного теплообмена и снижение эксергетического КПД на 10%) относительно мало сказывается на перерасход топлива (менее 1%).

3.4. Анализ результатов многовариантных расчетов энергоблоков ТЭЦ

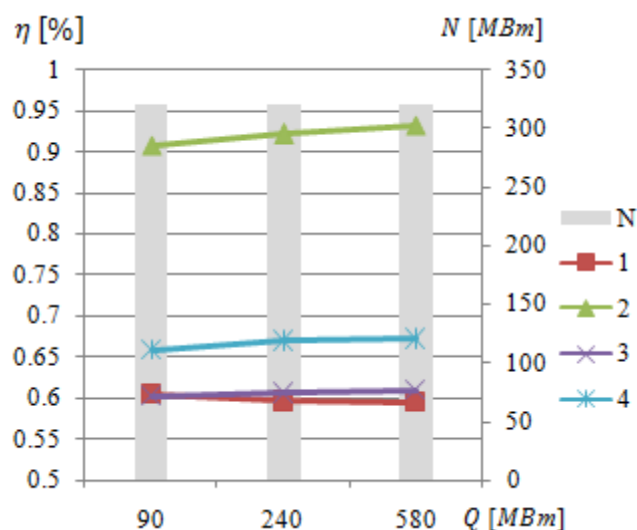
В качестве результатов и иллюстрации разработанной методики приведены численные значения технико – экономических показателей для разных энергоблоков при нескольких разных режимах, рис.3.3 – 3.6.

Электрическая нагрузка ТЭЦ составляет 320... 380 МВт, тепловая нагрузка 90...580 МВт. Во первых, при постоянной электрической и возрастающей тепловой нагрузке, эксергетические КПД котлоагрегата η_1 соответствуют 0,6...0,594. Отметим, что энергобаланс котла учитывает только химическую энергию подводимого топлива, теплопроизводительность котла и нормативные потери, которые обычно находятся на уровне 10%, в то время как эксергетический КПД, наряду с нормативными, учитывает потери от неравновесного процесса горения топлива и процесса теплообмена при генерировании пара, а приводная эксергия котла учитывает как химическую энергию топлива, так и теплоэксергию питательной воды и электроэнергию на собственные нужды котла.

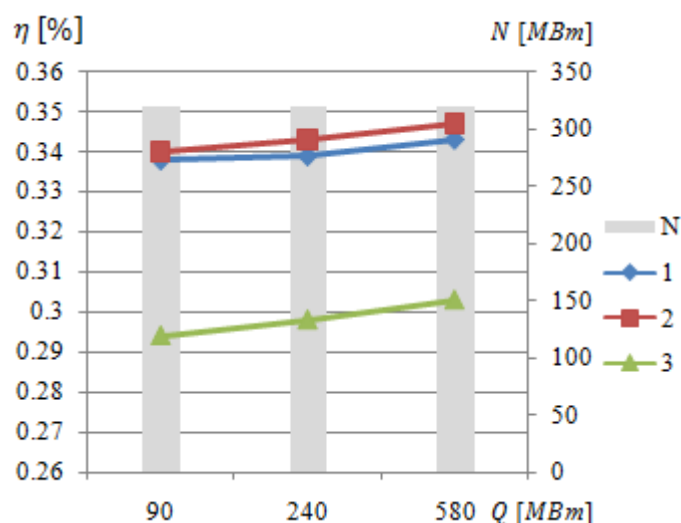
Эксергетический КПД турбоагрегата $\eta_{2,3}$ изменяется в пределах от 0,9 до 0,932. При эксергетическом анализе эксергопроизводительность турбины включает не только механическую работу, передаваемую по валу электрогенератора, но и теплоэксергию, передаваемую из отборов турбины подсистеме регенерации и сетевой установке.

Эксергетический КПД подсистем регенерации и технического водоснабжения η_5 0,602...0,61. Эксергетический КПД в сетевой установке η_6 варьируется от 0,65 до 0,672. Эффективность подсистемы регенерации находится на уровне 45...60% и обусловлена технологическими ограничениями по количеству подогревателей, что и вызывает повышенные потери от регенерации. При работе сетевой установки эксергетические потери практически приравниваются к потерям от неравновесного процесса теплообмена при обеспечении температуры сетевой воды согласно температурному графику.

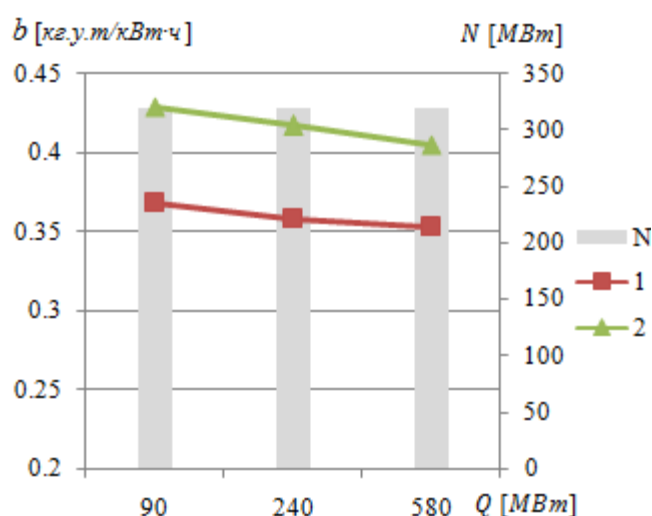
Удельный расход условного топлива ТЭЦ по отпуску электроэнергии 0,368...0,353, по отпуску теплоэксергии 0,429...0,406, эксергетический КПД ТЭЦ в целом 0,338...0,343. Структурный коэффициент эксергетических связей между подсистемами составляет 0,61....0,621. Следует отметить, что электрическая нагрузка постоянна, а изменяется тепловая нагрузка, в таком случае эксергетический КПД η_1 , $\eta_{2,3}$, η_5 эксергетический КПД по отпуску электроэнергии и теплоэксергии и КПД ТЭЦ в целом $\eta_{\text{ТЭЦ}}$ увеличиваются, а удельный расход условного топлива по отпуску электро-, теплоэксергии уменьшается, рис.3.3.



а. Эксергетические КПД по отделу:
1 – котлоагрегата, 2 – турбоагрегата,
3 – системы регенерации и 4 – сетевой
установки; N/Q – эл/теп.нагрузки.



б. Эксергетические КПД 1– в целом ТЭЦ
2 – по отпуску электроэнергии и
3 – теплоэксергии; N/Q – эл/теп.нагрузки.



в. Удельные расходы условного топлива ТЭЦ:
1 – по отпуску электроэнергии и
2 – теплоэксергии; N/Q – эл/теп.нагрузки.

Рис.3.3 Эксергетические показатели работы ТЭЦ при постоянной электрической и возрастающей тепловой нагрузках

Во вторых при изменении электрической нагрузки и постоянной тепловой нагрузке эксергетический КПД котлоагрегата η_1 равен 0,6...0,591 а эксергетический КПД турбоагрегата $\eta_{2,3}$ соответственно 0,89...0,92. Эксергетический КПД подсистем регенерации и технического водоснабжения η_5 0,618...0,615. Эксергетическая производительность в сетевой установке

соответствует значениям η_6 0,658...0,672. удельный расход условного топлива ТЭЦ по отпуску электроэнергии 0,368...0,362, по отпуску теплоэнергии 0.429...0.418, эксергетический КПД ТЭЦ в целом 0,33...0,338. Структурный коэффициент эксергетических связей между подсистемами составляет 0,61....0,625, рис 3.4.

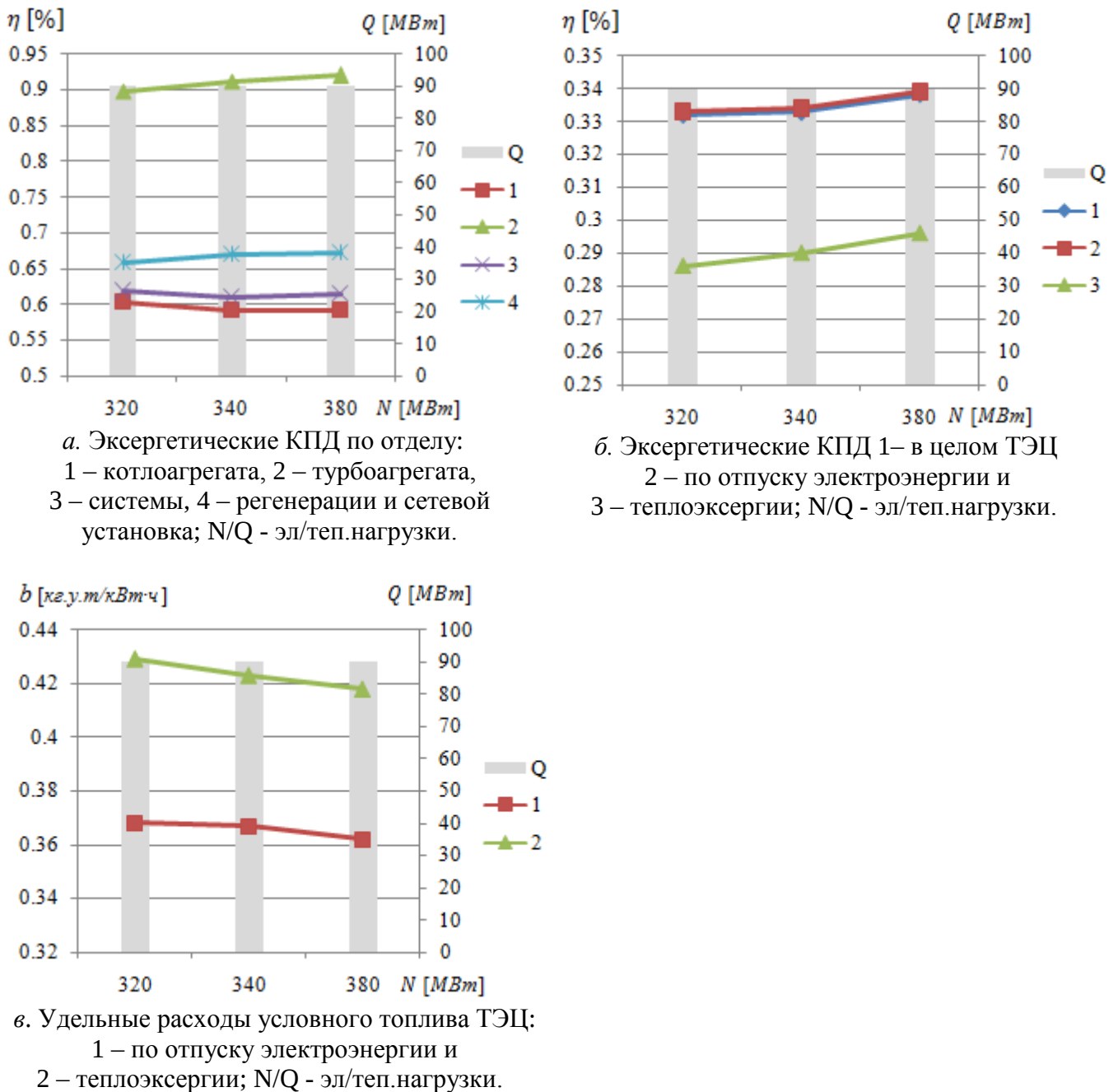
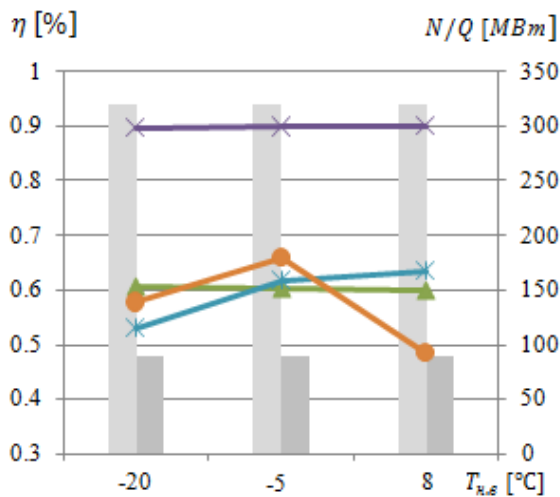


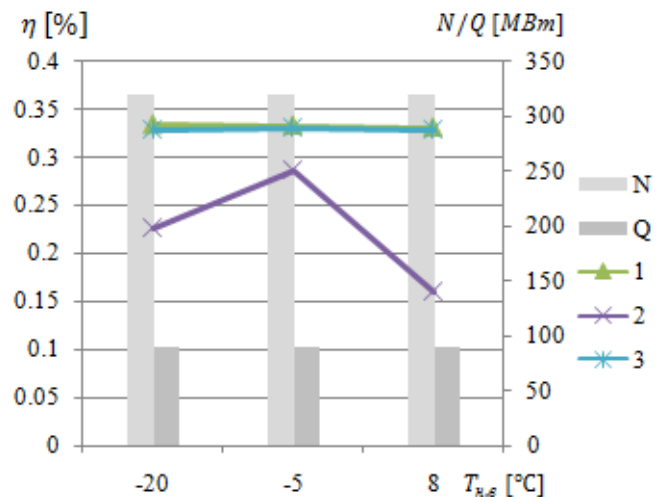
Рис.3.4 Эксергетические показатели работы ТЭЦ при изменении электрической нагрузки и постоянной тепловой нагрузке

В третьем варианте электрическая и тепловая нагрузки постоянны, изменяется окружающая температура (из -20°C до $+8^{\circ}\text{C}$), тогда эксергетический КПД котлоагрегата η_1 соответственно 0,607...0,599, эксергетический КПД турбоагрегата $\eta_{2,3}$ соответственно 0,897...0,899. Эксергетический КПД подсистем регенерации и технического водоснабжения η_5 0,529...0,634. Эксергетическая производительность в сетевой установке η_6 0,57...0,485, удельный расход условного топлива ТЭЦ по отпуску электроэнергии 0,334...0,33, по отпуску теплоэксергии 0,226...0,16, эксергетическая КПД ТЭЦ 0,329...0,329. Структурный коэффициент эксергетических связей между подсистемами составляет 0,61...0,62.

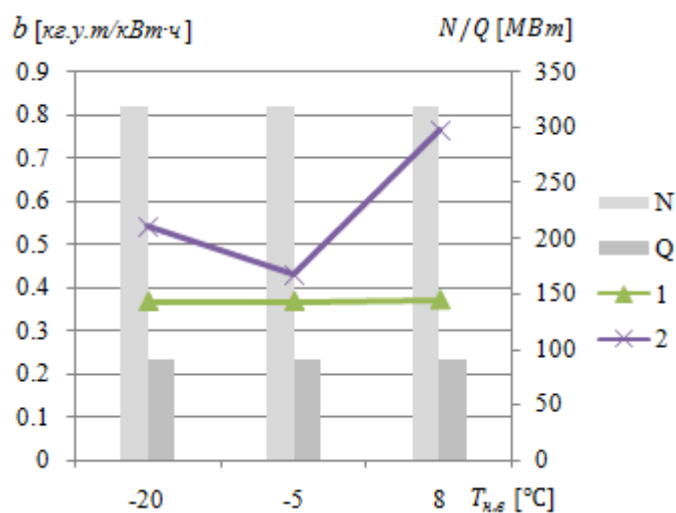
При увеличении температуры наружного воздуха эксергетический КПД котлоагрегата η_1 и турбоагрегата $\eta_{2,3}$ начинает в меньшей степени зависеть от неравновесного процесса теплообмена при генерировании пара, теплоэксергии питательной воды и расхода электроэнергии на собственные нужды агрегата, рис.3.5.



а. Эксергетические КПД по отделу:
1 – котлоагрегата, 2 – турбоагрегата,
3 – системы, 4 – регенерации и сетевой
установка; N/Q - эл/теп.нагрузки;
 $T_{н.в}$ - нар.воздух.



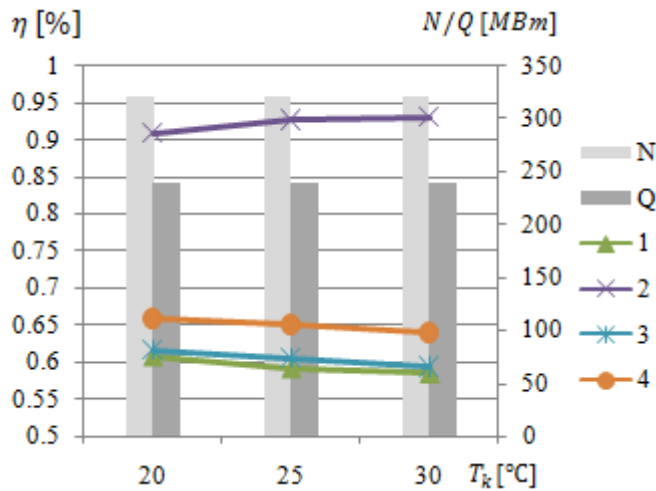
б. Эксергетические КПД 1– в целом ТЭЦ
2 – по отпуску электроэнергии и
3 – теплоэксергии; N/Q - эл/теп.нагрузки;
 $T_{н.в}$ - нар.воздух.



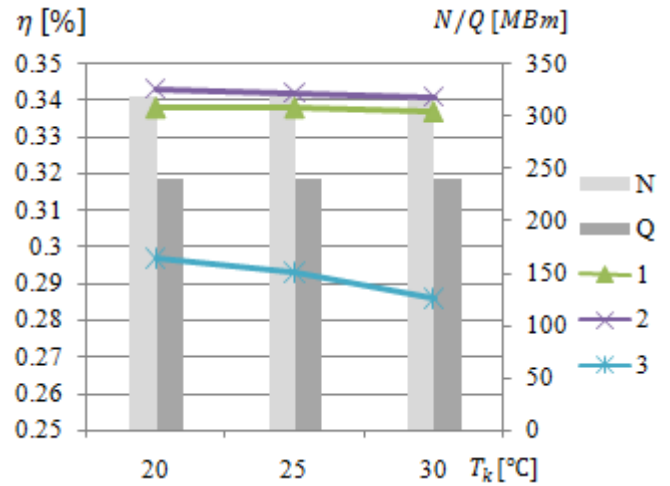
в. Удельные расходы условного топлива ТЭЦ:
 1 – по отпуску электроэнергии и
 2 – теплоэксергии; N/Q - эл/теп.нагрузки;
 $T_{н,в}$ - нар.воздух.

Рис.3.5. Эксергетические показатели работы ТЭЦ при постоянных электрической и тепловой нагрузках в зимний режим

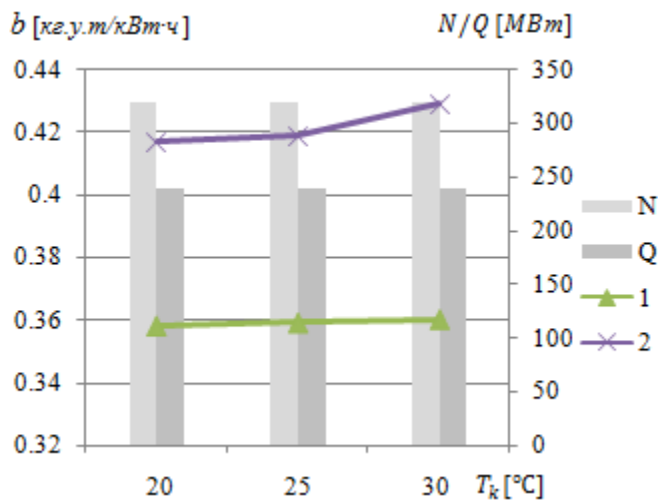
В четвертом варианте электрическая-, тепловая нагрузки и температур наружного воздуха постоянны, а изменяется температура конденсата ($20...30^{\circ}C$), тогда эксергетические КПД котлоагрегата η_1 соответственно $0,607...0,585$, эксергетический КПД турбоагрегата $\eta_{2,3}$ соответственно $0,908...0,93$. Эксергетический КПД подсистем регенерации и технического водоснабжения η_5 $0,615...0,592$. Эксергетическая производительность в сетевой установке η_6 $0,658...0,63$. Удельный расход условного топлива ТЭЦ по отпуску электроэнергии $0,343...0,34$, по отпуску теплоэксергии $0,297...0,286$, эксергетическая КПД ТЭЦ $0,338...0,337$. Структурный коэффициент эксергетических связей между подсистемами составляет $0,616...0,618$, на рис.3.6.



Эксергетические КПД по отделу:
 1 – котлоагрегата, 2 – турбоагрегата,
 3 – системы, 4 – регенерации и сетевой
 установка; N/Q – эл/теп.нагрузки;
 T_k – тем. конденсата.



б. Эксергетические КПД 1– в целом ТЭЦ
 2 – по отпуску электроэнергии и
 3 – теплоэксергии; N/Q – эл/теп.нагрузки;
 T_k – тем. конденсата.



в. Удельные расходы условного топлива ТЭЦ:
 1 – по отпуску электроэнергии и
 2 – теплоэксергии; N/Q – эл/теп.нагрузки;
 T_k – тем. конденсата.

Рис.3.6. Эксергетические показатели работы ТЭЦ при постоянных электрической и тепловой нагрузках в летний режим

3.5. Выводы

1. Результаты анализа показывают, зависимость эксергетических КПД различных частей энергоблоков ТЭЦ от нагрузки.

2. Анализ работы энергоблоков традиционным путем обуславливает потери теплоты в котельной установка всего на уровне 10 – 15%, а в конденсаторе около 60%. В действительности, при использовании эксергетического метода анализа

видно, что относительный перерасход топлива, вызванный процессами в котельной установке и конденсаторе, составляет 60 – 80% и 5 – 7% соответственно.

ГЛАВА 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ УЛАН – БАТОРСКОЙ ТЭЦ – 4

4.1. Улан–Баторская ТЭЦ–4

Улан–Баторская ТЭЦ–4 (УБ ТЭЦ–4) самое крупное энергетическое предприятие Монголии, обеспечивающее производство 74 % электрической и 63% тепловой энергии [44].

Улан–Баторская ТЭЦ–4 была построена в 1980 г. Состав основного оборудования по проекту: 6 котлоагрегатов паропроизводительностью 420 т/ч, одна турбина типа ПТ–80/100–130/13 и три турбины типа Т–110/120 – 130. Электрическая мощность станции после окончания строительства составила 410 МВт, а тепловая – 460 МВт. УБ ТЭЦ–4 имеет схему с поперечными связями.

В 1987 году произведено расширение ТЭЦ–4: дополнительно установлены два котлоагрегата БКЗ–420–140 и две турбины ПТ–80/100–130. Годы ввода в эксплуатацию 1987 и 1991 г.

20 марта 2015 года сдан в эксплуатацию новый энергоблок на базе турбины Т–120/130–130–8МО. В результате установленная мощность электростанции достигла – 703 МВт (1х80, 3х100, 2х80, 1х123), тепловая – 1373 Гкал/ч.

ТЭЦ работает на угле марки Б2 (теплота сгорания угля 13 – 15 МДж/кг), поставляемым с шахт Баганур и Шивэ–Ово. Содержание серы в угле не превышает 0,6 %. Также котлоагрегаты могут работать на мазуте марки М–40 (расход мазута 25 т/ч). Он используются при растопочном режиме работы котла. Уголь храниться на открытом складе емкостью 240000 тонн.

Основные показатели УБ ТЭЦ – 4 при работе в 2009 – 2014 г приведены в табл. 4.1 [44].

Таблица 4.1

Основные показатели УБ ТЭЦ – 4 (2009 – 2014 г.)

Показатель	Размерность	Годы					
		2009	2010	2011	2012	2013	2014
Производство электроэнергии	млн. кВт·ч/год	2711,3	2940,5	3101,5	3178,2	3213,6	3510,5
Отпуск тепла	тыс. Гкал/год	3052,5	3106,4	3128,8	3180	3293,2	3483,4
Удельный расход топлива	г.у.т/кВт·ч	307,2	314,2	305,1	298,8	305,98	303,0
	кг.у.т/Гкал	175,3	175,2	174,4	173,5	174,52	174,3

Таблица 4.2

Покрывание летних и зимних нагрузок по электро– и теплоэнергии УБ ТЭЦ – 4

Электростанция	Зимний режим			Летний режим		
	Количество работающих агрегатов, котел/турбина	Минимум/максимум эл. нагрузок, МВт	Минимум/максимум теп. нагрузок, МВт	Количество работающих агрегатов, котел/турбина	Минимум/максимум эл. нагрузок, МВт	Минимум/максимум теп. нагрузок, МВт
ТЭЦ – 4 г.Улан-Батор	6/5	480/518	698/752	4/4	240/340	60/90

В настоящее время УБ ТЭЦ – 4 имеет весьма ограниченную возможность покрытия пиковой нагрузки и недостаточную резервную пусковую мощность по выходу системы из состояния аварийного “нулевого останова”. Сегодня функции покрытия пиковой нагрузки и аварийного резерва выполняет ЛЭП напряжением 220 кВ, соединяющая центральную электроэнергетическую систему с энергосистемой РФ. Поэтому нужны конкретные выборы автоматического управления системой, чтобы повысить надежность и эффективность производство на УБ ТЭЦ – 4.

4.2. Оценка эффективности

Рассмотрим энергетические показатели режима работы и технико–экономическую энергоэффективность Улан – Баторской ТЭЦ – 4. Электрическая

мощность УБ ТЭЦ – 4 при составе энергооборудования (8хБКЗ–420–140 + 3хТ–110 + 3хПТ–80) – 570 МВт, тепловая – 1050 Гкал/ч.

При эксергетическом анализе рассматриваются эквивалентные энергоблоки с эквивалентными котлами паропроизводительностью, соответственно, 485 т/ч для турбин Т–110 и 470 т/ч для ПТ–80. Для эквивалентного теплофикационного энергоблока определяются расходно – термодинамические параметры и эксергетическая эффективность. Эквивалентный энергоблок рассматривается как основной источник электроэнергии и теплоэксергии.

Эксергетические КПД энергоблока по отпуску электроэнергии и теплоэксергии (с технологическим паром и сетевой водой) оцениваются по методике:

$$\eta_{4N} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N \quad (4.1)$$

$$\eta_{6T} = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_6 \varepsilon_S \varepsilon_N \quad (4.2)$$

где ε_S , ε_N – структурный коэффициент эксергетических связей, учитывающий взаимосвязи между подсистемами энергоблока; эксергетический коэффициент внутрициклового возврата потерь теплоты в турбоагрегате; η_1 , η_2 , η_3 , η_4 , η_5 , η_6 – эксергетические КПД.

Предложено технико–экономическую эксергоэффективность ТЭЦ [21–23, 74] оценивать по показателю:

$$\theta_{\text{ТЭЦ}} = \frac{\sum (\zeta_N N + \zeta_E E_T)}{0,123 \cdot \sum \zeta_B \cdot 10^{-3} \left(\frac{N}{\eta_{4N}} + \frac{E_T}{\eta_{6T}} \right)} > 1; \quad (4.3)$$

где ζ_B , ζ_N , ζ_E – цена условного топлива, руб/т у.т., цена (для ТЭЦ) отпускаемых электроэнергии (N) и теплоэксергии (E_T), руб/(кВт.ч).

При этом технико–экономическая эксергоэффективность энергоблока по отпуску электроэнергии и теплоэксергии:

$$\theta_N = \frac{\Pi_N \cdot N}{0,123 \cdot \Pi_B \cdot 10^{-3} \frac{N}{\eta_{4N}}} > 1; \quad (4.4)$$

$$\theta_E = \frac{\Pi_E \cdot E_T}{0,123 \cdot \Pi_B \cdot 10^{-3} \frac{E_T}{\eta_{6T}}} > 1; \quad (4.5)$$

Технико – экономическая эксергоэффективность энергоблока в целом:

$$\theta_i = \frac{(\Pi_N N + \Pi_E E_T)}{0,123 \cdot \sum \Pi_B \cdot 10^{-3} \left(\frac{N}{\eta_{4N}} + \frac{E_T}{\eta_{6T}} \right)} > 1. \quad (4.6)$$

Соотношение Π_E / Π_N для энергоблока может быть оценено по [23 –25] на основе дифференциального эксергетического подхода с использованием функции Лагранжа:

$$\begin{aligned} L = & 0,123 \cdot \Pi_T \cdot 10^{-3} E_0 + \lambda_0 \left(\sum_{j=1} F_{0j} E_{0j} \eta_j^{-1} - E_0 \right) + \lambda_1 \left(\sum_{j=2,3} F_{1j} E_{1j} \eta_j^{-1} - E_1 \right) + \\ & + \lambda_2 \left(\sum_{j=1,4,5} F_{2j} E_{2j} \eta_j^{-1} - E_2 \right) + \lambda_3 \left(\sum_{j=1,4,5,6} F_{3j} E_{3j} \eta_j^{-1} - E_3 \right) + \\ & + \lambda_5 \left(\sum_{j=1} F_{5j} E_{5j} \eta_j^{-1} - E_5 \right) + \lambda_6 \left(\sum_{j=5} F_{6j} E_{6j} \eta_j^{-1} + E_T - E_6 \right) + \sum_{j=0}^6 3_j (E_j^y)_{\eta_j} \end{aligned} \quad (4.7)$$

где $F_{ij} = \frac{\eta_j E_{ij}^x}{E_j^y}$; 3_j – затраты в подсистемы.

Из решения системы уравнений $L'_0 = (\partial L / \partial E_0)$, ... $L'_6 = (\partial L / \partial E_6)$ получим удельные затраты на отпускаемые электроэнергию и теплоэксергию:

$$\lambda_4 = \eta_{4N}^{-1} \left[0,123 \Pi_T \cdot 10^{-3} + F_{01}^{-1} \left(\sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1} + \right. \right.$$

$$+ \sum 3'_i \eta_i \cdot \prod F_{ij} \eta_i^{-1} \Big] + \eta_4^{-1} \sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4} \quad (4.8)$$

$$\lambda_6 = \eta_{6N}^{-1} \left[0,123 \Pi_T \cdot 10^{-3} + F_{01}^{-1} \left(\sum_{i=0}^5 3'_i F_{i1} + \sum 3'_i \eta_i \prod F_{ij} \eta_i^{-1} \right) \right] \times$$

$$\times (F_{46} + \eta_2 \eta_4 \varepsilon_N F_{36}) + (\eta_4 \eta_6)^{-1} F_{46} \sum_{i=2}^4 3'_i F_{i4} + \eta_6^{-1} 3'_6 (F_{36} + \eta_6) \quad (4.9)$$

где $F_{ij} = \frac{\eta_j E_{ij}^x}{E_j^y}$; 3_j – затраты в подсистемы.

В этих выражениях $3'_i = (\partial 3_i / \partial E_i)$.

Из (4.8), (4.9) найдём:

$$\Pi_E / \Pi_N \approx \lambda_6 / \lambda_4 \quad (4.10)$$

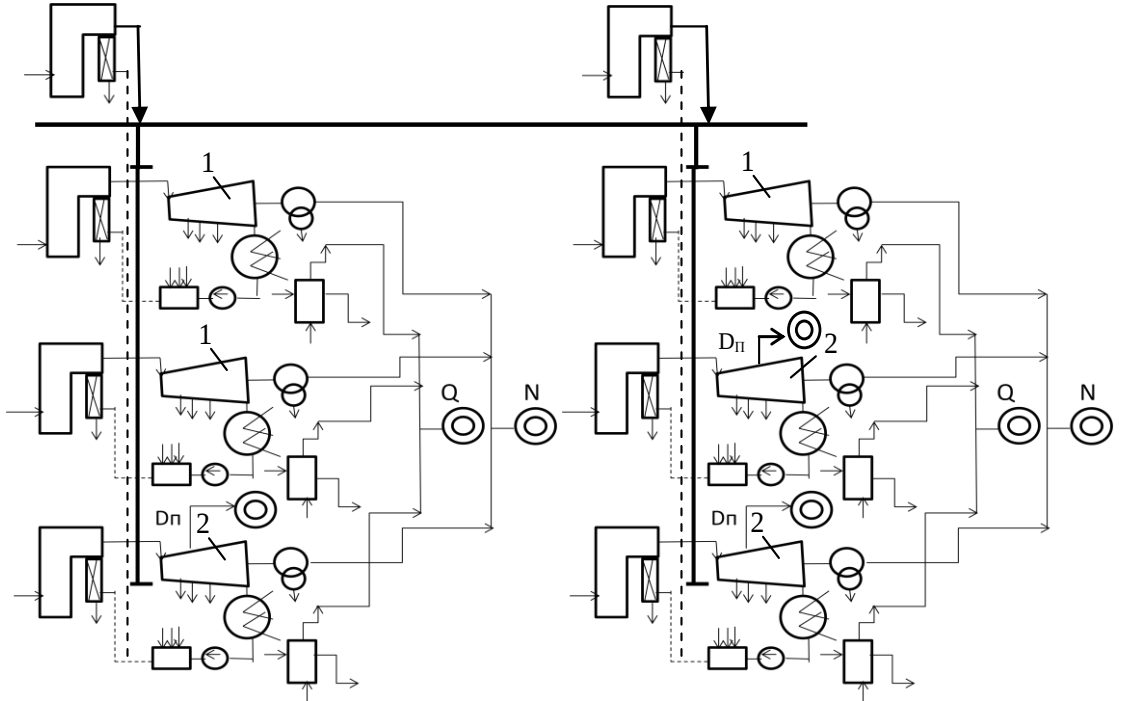


Рис.4.1. Принципиальная схема Улан–Баторской ТЭЦ–4: Q, N – тепло– и электроэнергия; D_п – пар промышленного отбора; 1 – турбина Т–110; 2 – турбина ПТ–80.

η_3	0,98	0,98	0,97	0,95	0,95	0,93	
η_5	0,376	0,380	0,401	0,515	0,515	0,556	0,47
η_6	0,76	0,75	0,75	0,73	0,73	0,73	0,74
η_{4N}	0,427	0,429	0,427	0,417	0,417	0,409	0,420
η_{6T}	0,323	0,324	0,322	0,304	0,304	0,298	0,315

Эксергетические производительности ЧВД и ЧСНД энергоблоков составляют 130...139 МВт и 90...95 МВт для Т-110, для ПТ-80 – 130...133 МВт и 85...89 МВт, а эксергетические КПД $\eta_{2,3}$ 0,930...0,980. По энергобалансу турбины её энергопроизводительность равна механической работе, передаваемой электрогенератору, а внутренний относительный КПД учитывает потери проточной части, которые составляют 10...12%. При эксергетическом анализе эксергопроизводительность турбины включает не только механическую работу, передаваемую по валу электрогенератору, но и теплоэксергию, передаваемую из отборов турбины подсистеме регенерации и сетевой установке. Теплоэксергетическая производительность подсистемы регенерации и технического водоснабжения 11...18 МВт при эксергетических КПД η_5 0,370...0,550. Эксергетическая производительность сетевой установки 9,7...24,0 МВт, а эксергетические КПД η_6 0,730...0,760. Работа подсистемы регенерации характеризуется эксергетическими потерями на уровне 45...60% и обусловлена технологическими ограничениями по количеству подогревателей (не более восьми), что и вызывает повышенные потери от неравновесного процесса теплообмена при регенерации. При работе сетевой установки эксергетические потери практически являются только потерями от неравновесного процесса теплообмена при обеспечении температур сетевой воды согласно температурному графику.

Таким образом можно видеть (табл.4.3), что наибольшим модернизационным потенциалом обладает система регенерации эксергетический КПД которой составляет $\eta_5 = 0,376...0,556$ и котельная группа $\eta_1=0,540...0,550$ в зависимости от

агрегата, а наименьшим турбинная группа, эксергетический КПД которой находится на уровне $\eta_{2,3} = 0,930 \dots 0,980$ в зависимости от агрегата.

Эксергетический КПД по отпуску электроэнергии η_{4N} оценивается на уровне $0,409 \dots 0,429$, а для ТЭЦ $0,420$. При этом эксергетические КПД η_{6T} по отпуску теплоэксергии составляют $0,298 \dots 0,324$, что обусловлено включением в технологическую линию теплоэксергопроизводства сетевой установки и приводит в конечном итоге к КПД ТЭЦ $0,315$.

По данным УБ ТЭЦ – 4 с учётом [23] и ОАО «СибКОТЭС» стоимость отпуска электроэнергии от Т–110 $\Pi_N = 0,01$ долл./кВт.ч, от ПТ–80 $\Pi_N = 0,012$ долл./кВт.ч. При $\Pi_E / \Pi_N \approx \lambda_6 / \lambda_4 = 2$ цена отпускаемой теплоэксергии от Т–110 составит $\Pi_E = 0,02$ долл./кВт.ч, от ПТ–80 $\Pi_E = 0,024$ долл./кВт.ч.

На рис 4.2 приведены значения технико – экономической эксерго–эффективности УБ ТЭЦ – 4.

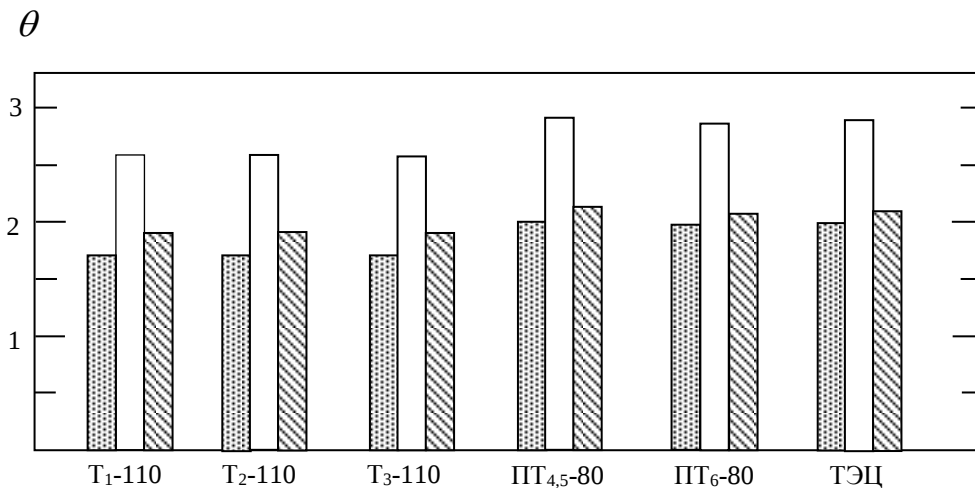


Рис.4.2. Показатели технико–экономической эксергоэффективности работы УБ ТЭЦ – 4:

▨, □ ▨ – θ_N , θ_E , θ_{TSC} – технико – экономическая эксергоэффективность по отпуску электроэнергии, теплоэксергии и в целом энергоблоков и ТЭЦ

4.3. Оценка комплексных показателей эффективности работы в целом ТЭЦ (УБ ТЭЦ–4)

Для ТЭЦ в целом оценивается эксергетическая эффективность котельного и турбинного отдела [33]:

$$\eta_1^{\text{ТЭЦ}} = \sum(\eta_1 E_1) / \sum E_1; \quad (4.11)$$

$$\eta_{2,3}^{\text{ТЭЦ}} = \sum(\eta_2 E_2 + \eta_3 E_3) / \sum(E_2 + E_3); \quad (4.12)$$

системы регенерации и сетевой установки:

$$\eta_5^{\text{ТЭЦ}} = \sum(\eta_5 E_5) / \sum E_5; \quad (4.13)$$

$$\eta_6^{\text{ТЭЦ}} = \sum(\eta_6 E_6) / \sum E_6; \quad (4.14)$$

Структурный коэффициент эксергетических связей между отделами энергоблока:

$$\varepsilon_S^{\text{ТЭЦ}} = \sum[\varepsilon_S(N + E_T)] / \sum(N + E_T). \quad (4.15)$$

Эксергетические КПД и удельные расходы условного топлива ТЭЦ по отпуску электроэнергии и теплоэксергии:

$$\eta_N^{\text{ТЭЦ}} = \sum[\eta_{4N} N] / \sum N, \quad b_N^{\text{ТЭЦ}} = 0,123 / \eta_N^{\text{ТЭЦ}}; \quad (4.16)$$

$$\eta_E^{\text{ТЭЦ}} = \sum[\eta_{6T} E] / E, \quad b_E^{\text{ТЭЦ}} = 0,123 / \eta_E^{\text{ТЭЦ}}. \quad (4.17)$$

ТЭЦ –4 работает по электрическому графику летом нагрузки 485...520 МВт, и тепловому графику нагрузку 690...720 МВт, зимой тогда эксергетический КПД отдела котлоагрегатов ТЭЦ η_1 , составляет зимой 0,6...0,631, а при летнем режиме 0,552...0,577.

Эксергетический КПД отдела турбоагрегатов ТЭЦ $\eta_{2,3}$ при зимнем режиме составляет 0,97...0,99, а при летнем режиме 0,82...0,94.

Отделение регенерации и технического водоснабжения: при зимнем режиме эксергетический КПД η_5 0,38...0,45, а при летнем – 0,66...0,7.

Эксергетический КПД отдела сетевой установки η_6 при зимнем режиме 0,62...0,68, при летнем – 0,2...0,36.

Эксергетический КПД по отпуску электроэнергии η_{4N} оценивается на уровне 0,375...0,423, а для ТЭЦ в целом 0,420. При этом эксергетический КПД η_{6T} по отпуску теплоэксергии составляют 0,289...0,335, что обусловлено включением в технологическую линию теплоэксергопроизводства сетевой установки и приводит в конечном итоге к КПД ТЭЦ на уровне 0,33...0,37. Эксергетические показатели работы УБ ТЭЦ – 4 представлены в табл. 4.4. и на рис. 4.3 – 4.5.

Таблица 4.4

Эксергетический КПД по отпуску электро –, теплоэнергии и
по отделу ТЭЦ /УБ ТЭЦ – 4/

Показатели режима	Обозна- чение	Месяцы								
		1	2	3	4	5	9	10	11	12
Электрическая мощность, МВт	N	500.9	485.2	476.9	372.3	412.2	445	401	421	518.4
Тепловая мощность, МВт	Q	752	719	477.8	369.2	321.4	90.6	510.7	591.2	698.2
Температура наружного воздуха, °С	$T_{н.в}$	-25	-20	-8	3	9	12	4	-13	-22
Температура охлаждающей воды на входе, °С	$T_{охл.в}$	6	7	7	8	8	11	10	7	7
Эксергетические к.п.д ТЭЦ	$\eta^{ТЭЦ}$	0.384	0.388	0.4	0.362	0.368	0.3	0.379	0.389	0.389
Эксергетические к.п.д кот.отд. ТЭЦ	$\eta_K^{ТЭЦ}$	0.623	0.634	0.619	0.581	0.59	0.518	0.616	0.628	0.631
Эксергетические к.п.д турб.отд. ТЭЦ	$\eta_T^{ТЭЦ}$	0.99	0.981	0.975	0.955	0.949	0.938	0.956	0.98	0.99
Эксергетические к.п.д сист.рег. ТЭЦ	$\eta_R^{ТЭЦ}$	0.451	0.425	0.532	0.69	0.718	0.68	0.72	0.484	0.383
Эксергетические к.п.д сет.уст. ТЭЦ	$\eta_S^{ТЭЦ}$	0.61	0.646	0.676	0.609	0.364	0.361	0.61	0.648	0.69
Эксергетические к.п.д ТЭЦ по отпуску электроэнергии	$\eta_N^{ТЭЦ}$	0.423	0.425	0.415	0.376	0.375	0.3	0.395	0.421	0.428
Эксергетические к.п.д ТЭЦ по отпуску теплоэксергии	$\eta_E^{ТЭЦ}$	0.298	0.274	0.364	0.229	0.136	0.1	0.24	0.273	0.324

Показатели режима	Обозна- чение	Месяцы								
		1	2	3	4	5	9	10	11	12
Эксергетические уд. расход условного топлива ТЭЦ по отпуску эл.энергии, кг у.т/кВт·ч	$b_N^{ТЭЦ}$	0.29	0.289	0.96	0.326	0.327	0.406	0.311	0.291	0.286
Эксергетические уд. расход условного топлива ТЭЦ по отпуску теплоэксергии, кг у.т/кВт·ч	$b_E^{ТЭЦ}$	0.474	0.447	0.437	0.535	0.75	0.87	0.5	0.45	0.41
Структурный экс. коэфф-т ТЭЦ	$\varepsilon_S^{ТЭЦ}$	0.686	0.685	0.691	0.685	0.68	0.63	0.69	0.688	0.686

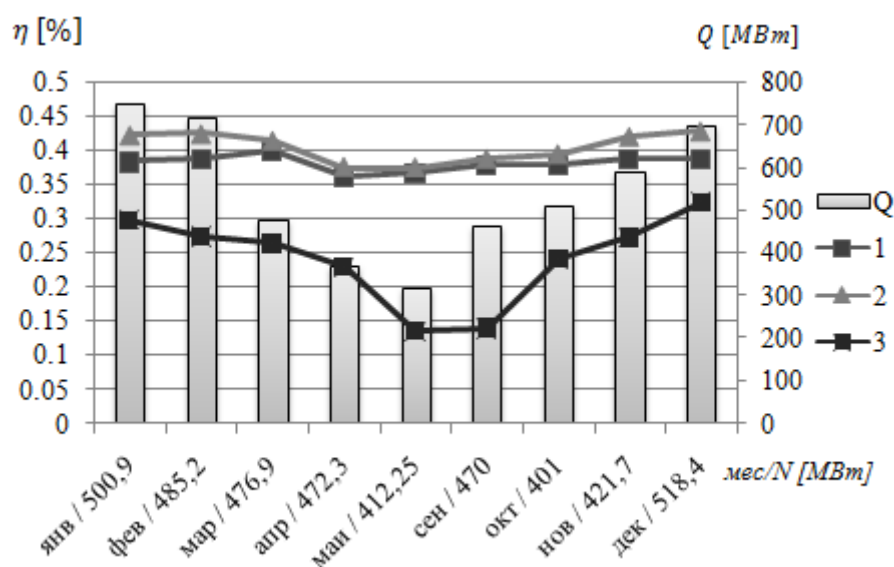


Рис. 4.3. Эксергетические К.П.Д по отпуску электроэнергии и теплоэксергии:

1 – эксергетический КПД ТЭЦ в целом, 2 – эксергетический КПД по отпуску электроэнергии, 3 – эксергетический КПД по отпуску теплоэксергии;

N/Q - эл/теп.нагрузки.

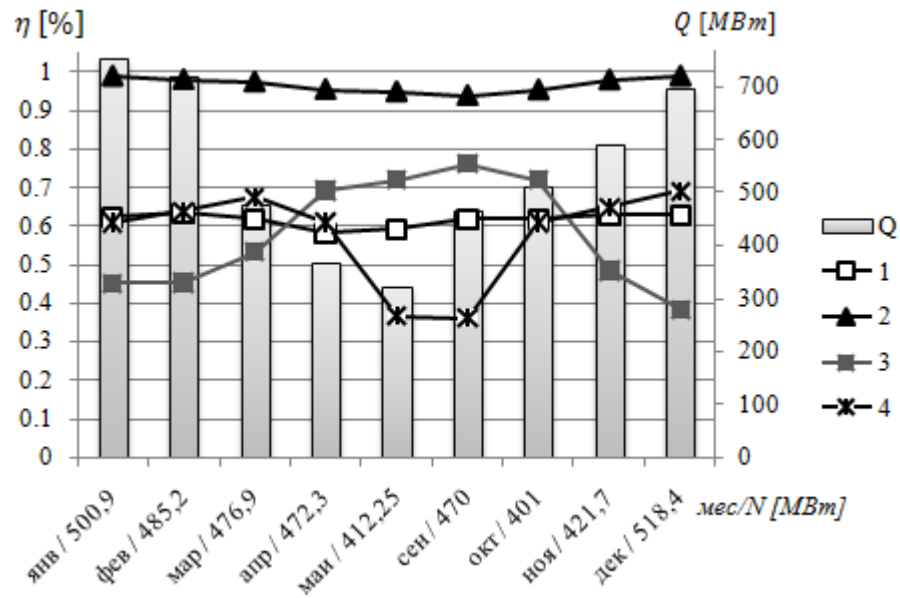


Рис. 4.4. Эксергетические К.П.Д по отделу:

1- эксергетический К.П.Д котлоагрегата, 2 – эксергетический К.П.Д турбоагрегата,
3 – эксергетический К.П.Д системы регенерации, 4 – эксергетический К.П.Д сетевой
установки; N/Q - эл/теп.нагрузки.

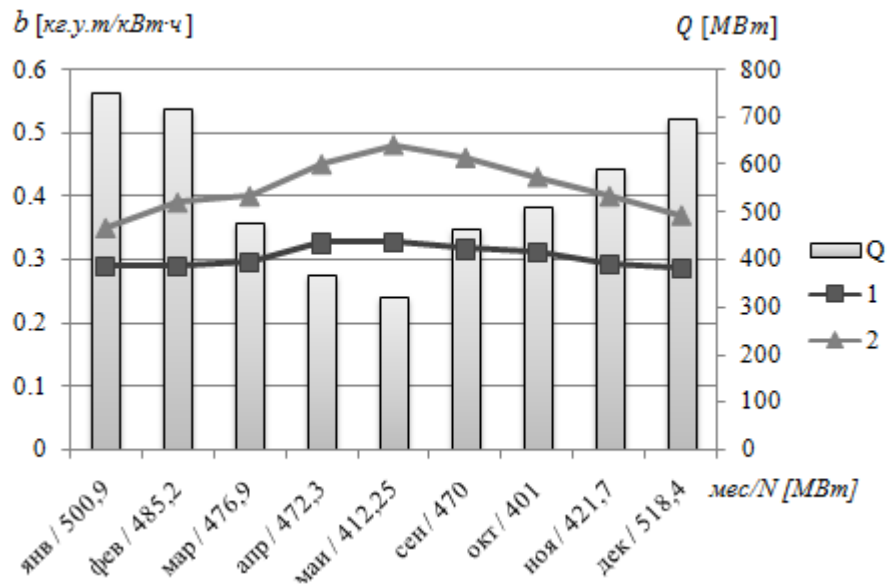


Рис. 4.5. Удельные расходы условного топлива ТЭЦ по отпуску:

1 – электроэнергии и 2 – теплоэнергии; N/Q - эл/теп.нагрузки.

4.4. Выводы

1. Предложены технико–экономические показатели режимов работы ТЭЦ, учитывающие термодинамически строгое распределение топливных затрат между теплоэксергией и электроэнергией при их комплексном производстве на ТЭЦ.

2. Разработана на базе дифференциального эксергетического подхода методика оценки показателей режимов работы энергоблоков и в целом ТЭЦ при эксергетическом анализе.

3. Приведены численные значения этих показателей для энергоблоков и ТЭЦ и результаты эксергетического анализа УБ ТЭЦ – 4.

4. Из представленных в работе данных видно, что эксергоэффективность УБ ТЭЦ – 4 по отпуску электроэнергии находится на уровне 1,9, а по отпуску теплоэксергии – 2,65, что обусловлено потреблением дешёвого Баганурского и Шивэ – Овоского угля. При увеличении стоимости угля даже в 1,5 раза и неизменной цене отпуска электроэнергии и теплоэксергии работа УБ ТЭЦ будет технико – экономически эффективна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом разработан методический подход, математическая модель и метод расчета для технико–экономического анализа параметров энергоблоков и их подсистем, определения условий функционирования, распределения топлива, энергии и затрат между энергопродуктами при их комплексном производстве энергоблоком, оценки технического уровня оборудования на основе показателей эксергетической эффективности. При этом:

1. В развитие эксергетической методологии с использованием дифференциально–эксергетического подхода предложены основные положения расчета и анализа показателей работы ТЭЦ на разных режимах и для разного состава заключающиеся в представлении энергоблока как сложной системы и применении метода декомпенсации.

2. Разработаны практические методики определения показателей эксергетической эффективности, эксергетической характеристики ТЭЦ в виде КПД функционирующих котлов (η_1), турбин ($\eta_{2,3}$), систем регенерации (η_5) и отпуска теплоты (η_6). Разработаны методики дифференциально–эксергетического распределения топливных затрат между энергопродуктами.

3. Результаты расчетов показывают, что на эксергетические показатели эффективности теплофикационных энергоблоков для ТЭЦ мощностью 300–400 МВт с энергоблоками разного состава в общем случае влияет текущая мощность ТЭЦ и режим работы энергоблоков. Так при снижении нагрузки на ~20%, КПД турбин ($\eta_{2,3}$) снижается на ~2%, систем регенерации снижается на ~3%, КПД систем отпуска теплоты (η_6) и КПД котлов (η_1) остаются неизменными; КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии снижается на ~2%, а по отпуску теплоты на ~4%, что ведёт к увеличению соответствующих расходов топлива.

В условиях зимне/летних режимов работы наибольшими колебаниям подвержены КПД систем отпуска теплоты (η_6) – от 3%, в летнее время до ~40% зимой.

4. По предложенной методике проведен анализ работы УБ ТЭЦ – 4. Показано, что эксергетическая эффективность УБ ТЭЦ – 4 по отпуску электроэнергии находится на уровне 0,42 а по отпуску теплоэксергии на уровне 0,315. Совокупный показатель технико – экономической эффективности по отпуску электроэнергии $\eta_N^{\text{ТЭЦ}} \approx 1,9$, а по отпуску теплоэксергии $\eta_E^{\text{ТЭЦ}} \approx 2,65$.

5. Показано, что наибольшим модернизационным потенциалом на УБ ТЭЦ – 4 располагают система регенерации $\eta_5 = 0,37...0,55$ и котельная группа $\eta_1 = 0,54...0,55$ в зависимости от агрегата, а наименьшими турбинная группа $\eta_{2,3} = 0,93...0,98$ в зависимости от агрегата.

6. Показано, что при увеличении стоимости газа даже в 1.5 раза и неизменной цене отпуска электроэнергии и теплоэксергии работа УБ ТЭЦ – 4 будет в зоне рентабельности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андриященко А.И. Термодинамические расчеты оптимальных параметров тепловых электростанций. – М.: ВШ, 1963. – 230 с.
2. Андриященко А.И., Попов А.И. Основы проектирования энерготехнологических установок электростанций. //М.: Высшая школа, 1980. – 240 с.
3. Андриященко А.И., Аминов Р.З., Хлебалин Ю.М. Теплофикационные установки и их использование. // М.: Высшая школа, 1989. – 256 с.
4. Андриященко А.И., Аминов Р.З. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. – М.: Высшая школа, 1983. – 255 с.
5. Андриященко А.И. О Применении эксергии для анализа совершенства и оптимизации теплоэнергетических установок // Изв. высш. учеб. заведений Энергетика. – 1989, № 4. – С. 59 – 64. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.belfes.ru/Bibloi/ExergyA/Andryuschenko.djvu>.
6. Белинский С.Я, Липов Ю.М. Энергетические установки электростанций – М., 1974 г. – 304 с.
7. Бойлер дизайнер (Программа по расчёту котлов и тепловых схем энергоблоков ТЭС) [Электронный ресурс]. – Электрон. Текстовые, граф., и прикладная прогн. – М.: OPTSIM – К, 2007. – 1 электрон.опт. диск (CD – ROM).
8. Боруш О. В., Зыков С.В. и др. Оценка реального расхода топлива энергоблоками ТЭЦ на основе оптимизационных расчетов их режимов работы // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации. – Новосибирск: НГТУ, 2013. – № 2(21). – С. 26 – 33.
9. Боруш О.В, Зыков С.В, Ноздренко Г.В, Чимэд.О, Щинников П.А. Показатели режимов работы тэц при эксергетическом анализе. // Научный вестник НГТУ. – 2014. – №4 (57). – С.175 – 184.
10. Боруш О.В, Зыков С.В, Ноздренко Г.В, Чимэд.О, Щинников П.А. Дулааны цахилгаан станцын ажиллагааны горимын үзүүлэлтийг эксергийн шинжилгээгээр тодорхойлох // Хүрэл тогоот – 2014. Техник, технологийн

салбарын эрдэм шинжилгээний бага хурал, Улаанбаатар хот, 2014г. – Изд-во Улан – Батор, 2014. – С. 251 – 254.

11. Бродянский В.М., Верхивкер Г.П., Карчев Я.Я. и др. Эксергетические расчеты технических систем / Справочное пособие. –: Под ред. Долинского А.А., Бродянского В.М. – Киев: Наукова Думка, 1991. – 360 с.

12. Бродянский В.М., Фратшер В., Михалек К. Эксергетический метод и его приложения. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

13. Бямбацогт П. Системная эффективность технологии комбинированного теплоснабжения на основе ТЭЦ с внутриквартальными тепловыми насосами: дис. ...канд. техн. наук. – Новосибирск., 2011 г. – 140 с.

14. Горшов А.С. Техничко – экономические показатели тепловых электрических станций. М.:Энергия, 1974. – 240 с.

15. Гохштейн Г.П. Современные методы термодинамического анализа энергетических установок. – М.: Энергия, 1969. – 368 с.

16. Дворцовой А.И. Эксергетический анализ влияния параметров регулирования пылеугольных теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива: дис. ...канд. техн. наук. – Новосибирск., 2010. – 139 с.

17. Елизаров Д.П. Паропроводы тепловых электростанций – М., 1980г. – 264 с.

18. Зайцев Е.А. Дифференциация эксергетических потерь в теплотехнологических и теплоэнергетических процессах. Дис.канд. техн. наук. – Воронеж., 2011. – 125 с.

19. Кузьмин А.Г. Комплексные технико-экономические исследования ПГУ с поточными газификаторами. Дис.канд. техн. наук. – Новосибирск., 2009. – 152 с.

20. Ларионов В.С., Ноздренко Г. В., Щинников П.А., Зыков В.В. Техничко – экономическая эффективность энергоблоков ТЭС: Учеб. пособие. – Новосибирск. НГТУ, 1998. – 31 с.

21. Накоряков В. Е., Ноздренко Г. В., Кузьмин А. Г. Техничко–экономические показатели ПГУ ТЭЦ с газификацией угля // Научный вестник НГТУ, – 2009. – №4 (37). – С.155 – 162.

22. Николаев Ю.Е. Эффективность различных источников энергоснабжения для покрытия малых тепловых нагрузок // Проблемы повышения эффективности и надежности систем теплоэнергоснабжения: Сб. науч. тр. – Саратов, СГТУ, 1999. – С. 35 – 38.
23. Ноздренко Г.В. Алгоритм расчета показателей эффективности теплоэнергетических установок при эксергетическом анализе // Изв. СО АН. Техн. науки, № 3, вып. 1, 1982. – С. 127 – 131.
24. Ноздренко Г.В. Эксергетический анализ теплоэнергетических установок. – Новосибирск: НЭТИ, 1985. – 56 с.
25. Ноздренко Г.В. Эффективность применения в энергетике КАТЭЖа экологически перспективных энерготехнологических блоков электростанций с новыми технологиями использования угля. – Новосибирск: НЭТИ, 1992. – 249 с.
26. Ноздренко Г.В., Зыков В.В. Надежность теплооборудования ТЭС: Учеб. пособие. – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 1996. – 31 с.
27. Ноздренко Г.В., Щинников П.А., Бородихин И.В. Определяющие принципы и алгоритмы вычислительного комплекса ОРТЭС для проведения технико-экономических исследований ТЭС с новыми энерготехнологиями. – Энергосистемы, электростанции и их агрегаты. – Новосибирск: НГТУ, 2005 г. 22 – 42 с.
28. Ноздренко Г.В., Щинников П.А. Использование вычислительного комплекса ОРТЭС для технико – экономических исследований ТЭС // Научный вестник НГТУ, 2005. – № 1 (19). – С. 51 – 62.
29. Ноздренко Г.В. Комплексный эксергетический анализ энергоблоков ТЭС с новыми технологиями: монография / Г.В.Ноздренко, П.А.Щинников. – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2009. – 190 с.
30. Ноздренко Г.В, Щинников П.А, Григорьева О.К, Боруш О.В. Техничко – экономический КПД энергоблоков ТЭЦ. // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2013. №6. – С. 16 – 24.

31. Ноздренко Г.В, Боруш О.В, Щинников П.А, Зыков С.В, Чимэд.О. Эксергетический анализ показателей режимов работы ТЭЦ // Доклады АН ВШРФ. – Выпуск №1 (26), 2015.
32. Нормативный метод. Тепловой расчет котельных агрегатов – СПб: НПО ЦКТИ, 3–е изд., 1998. – 256 с.
33. Оценка реального расхода топлива энергоблоками ТЭЦ на основе оптимизационных расчетов их режимов работы / О.В. Боруш, С.В. Зыков, А.В. Сафронов, В.Г. Томилов, П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко // Доклады Академии наук высшей школы Российской Федерации, 2013. – № 2 (21). – С. 26 – 33.
34. Расчеты тепловых схем ТЭС. // Методические указания. / Г.В.Ноздренко, В.М.Гурджиянц, Ю.В.Овчинников, Ю.И.Шаров. – Новосибирск: НЭТИ, 1991. – 62 с.: ил.
35. Русских Е.Е, Ноздренко Г.В. Влияние топлива на оптимальные параметры энергоблоков с ЦКС котлами. – Энергосистемы, электростанции и их агрегаты . – Новосибирск: НГТУ, 2006 г.27 –37 с.
36. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1983. – 446 с.
37. Рыжкин В.Я. Тепловой электрические станции. – М. 1976. – 448 с.
38. Скродцки Б.Г, Вopat В.А. Техника и экономика тепловых электростанций. – М., 1963. – 432 с.
39. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с.
40. Славина Н.А. О методах распределения затрат на ТЭЦ /Н.А Славина, Э.М.Косматов, Е.Е. Барыкин // Электрические станции, 2001. №11. С 14–17.
41. Существующее состояние отраслей минеральных ресурсов и энергетики, предстоящие задачи. Доклад министра МРиЭ на Государственном совещании руководящих работников отрасли. – Улан – Батор, 2010.05.14. (Эрдэс баялаг, эрчим хүчний салбарын өнөөгийн байдал, цаашдын зорилт.Эрчим хүчний удирдах ажилтны улсын зөвлөлгөөн дээр ЭБЭХ Яамны сайдын илтгэл.– Улаанбаатар, 2010.

42. Статистический сборник Монголии. – Улан – Батор: Монгольский национальный комитет статистики, 2011 /Эрчим хүчний статистик үзүүлэлтүүд/ – 75 с.
43. Статистический сборник Монголии. – Улан–Батор: Монгольский национальный комитет статистики, 2013 / Эрчим хүчний статистик үзүүлэлтүүд/ – 2013. – 66 с.
44. Статистический сборник Монголии. – Улан – Батор: Монгольский национальный комитет статистики, 2014 /Эрчим хүчний статистик үзүүлэлтүүд/ – 2014. – 66 с.
45. Степанов В.С. Эффективность использования энергии / В.С.Степанов, Т.Б.Степанова. – Новосибирск: Наука, 1994. – 120 с.
46. Стерман Л.С, Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции – М. 1995. – 416 с.
47. Степанов В.С. Анализ энергетического совершенства технологических процессов. – Новосибирск, 1984. – 273 с.
48. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. – Режим доступа. [Электронный ресурс].
URL:http://www.ranipool.ru/images/data/gallery/1_8337_usloviya_elektroenergetiki_na_period_do_2030_goda.pdf.
49. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
50. Тепловой расчет котельных агрегатов / под ред. Н.В. Кузнецова. – М. 1973. – 296 с.
51. Теплотехнический справочник. – М.: Энергия, 1975, т. 1. – 744 с.
52. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / под ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М. 1982. – 624 с.
53. Теплоэнергетика и теплотехника. Спр. / под ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1987, кн. 1. – 456 с.
54. Тепловые и атомные электрические станции. / Справ. под ред. В.А.Григорьева, В.М.Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

55. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы. Справочник / под. ред. Клименко А.В., Зорина В.М. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 528с.
56. Теплогидравлический расчет котла. ТРАКТ 1.1 // Подольск: Ко-3 ЗИО «Союзтехэнерго». – Сибтехэнерго, 1994. – 43 с.
57. Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) – СПб: НПО ЦКТИ, 3 – е изд., 1998. – 256 с.
58. Типовой алгоритм расчета технико-экономических показателей мощных отопительных ТЭЦ. – М., 1983. – Т. 2. – 167 с.
59. Томилов В.Г., Щинников П.А., Ноздренко Г.В. и др. Обоснование направлений развития пылеугольных ТЭЦ с новыми ресурсосберегающими технологиями. – Новосибирск: Наука, 2000. – 147 с.
60. Трайбус М., Эванс Р. Термoeкономическое проектирование при условии переменной структуры стоимости // Эксергетический метод и его приложения: Сб. тр. – М. 1967. – С. 202 – 232.
61. Углублённый обзор политики и программ в области энергоэффективности Монголия // Секретариат энергетической Хартии. 2011. – 132 с.
62. Углублённый обзор политики и программ в области энергоэффективности Монголия // Секретариат энергетической Хартии. 2013. – 108 с.
63. Францева А.А. Оптимизационные исследования ТЭЦ с газосетевым подогревателем и фреоновыми термотрансформаторами: дис. ...канд. техн. наук. – Новосибирск, 2015. – 145 с.
64. Хоффман Е. Энерготехнологическое использование угля. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 328 с.
65. Хлебалин Ю.М., Николаев Ю.Е. Оптимальный профиль теплофикационного энергоблока для промышленных ТЭЦ Сибири // Изв. вузов. Энергетика. – 1987, № 5. – С. 66 – 70.

66. Хлебалин Ю.М. Оптимизация схем, параметров и режимов работы промышленных ТЭЦ: Автореф. дисс. на соискание степени докт. техн. наук. – Саратов: СПИ, 1984. – 36 с.

67. Чимэд.О, Ноздренко Г.В. Comparative Analysis Methods Efficiency of the Thermal Power Plant // Proceedings of the Third International Forum on Strategic Technology IFOST 2014. Bangladesh, 2014. – P. 201 – 203.

68. Чимэд.О., Боруш О.В. Сравнительный анализ методов расчета экономичности ТЭЦ. //Наука.Технологии. Инновации: материалы Всерос. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 2014г. – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2014. – С. 39 – 42.

69. Чимэд.О., Боруш О.В. Техничко-экономическая эффективность работы ТЭЦ на основе эксергетической методологии. //Энергия–2015: материалы Международная. науч. тех. конф. молодых ученых, Иваново, 21 – 23 апр. 2015 г. – Иваново: Изд – во ИГЭУ, 2015. – С. 8 – 10.

70. Чимэд.О., Боруш О.В. Разработка системы комплексных показателей эффективности работы ТЭЦ на основе эксергетической методологии // Сборник научных трудов НГТУ. – 2015. Выпуск №19. – С. 50 – 57.

71. Чимэд.О., Боруш О.В. Методика расчета тепловой схемы и эксергетических показателей работы ТЭЦ // Электротехника. Электротехнология. Энергетика: материалы VII Международная. конф. молодых ученых, Новосибирск, 2015 г. – Изд – во НГТУ, 2015. – С. 446 – 448.

72. Шаргут Я., Петела Р. Эксергия. – М., 1968. – 279 с.

73. Шаргут Я.Я. Распределение затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ. // Теплоэнергетика. 1994, № 12. – С. 62 – 66.

74. Шляхин П.Н., Бершадский М.Л. Краткий справочник по паротурбинным установкам. – М.: Энергия, 1970. – 216 с.

75. Щинников П.А. Научно – методические основы исследования энергоблоков ТЭС // Научный вестник НГТУ. – 2004. – №3(18). – С. 161 – 168.

76. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Бородихин И.В. и др. Комплексные исследования ТЭС с новыми технологиями. – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2005. – 528 с.
77. Эксергетические расчеты технических систем : справ. пособие / В. М. Бродянский [и др.] ; под ред.: А. А. Долинского, В. М. Бродянского. – Киев: Наукова Думка, 1991. – 360 с.
78. Эль – Саид Я., Эванс Р. Термoeкономика и проектирование тепловых систем. // ASME. 1970, № 1. – С. 2 – 31.
79. Энхжаргал Х. Разработка научных основ создания экологически чистой угольной тэс на принципе мультикомплекса, обеспечивающей интеграцию электроэнергетической системы Монголии: дисс. ...техн. наук. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2012. – 317 с.
80. Янтовский Е. И. Потоки энергии и эксергии. – М.: Наука, 1988. – 144 с.
81. Chimed.O., Borush O.B. Technical And Economic Efficiency of Thermal Power Plant (TPP) on the Basis of Exergy Methodology // Хүрэл тогоот – 2015. Техник, технологийн салбарын эрдэм шинжилгээний бага хурал, Улаанбаатар хот, 2015 г. – Изд – во Улан – Батор, 2015. – С.54 – 56.
82. Chimed.O., Borush O.B. Development Complex Efficiency of Central Heat and Power Plant (CHPP) on the Basis of Exergy Methodology // Proceedings of the Third International Forum on Strategic Technology IFOST 2016. Novosibirsk, Russia, 2016. – P. 291 – 294.
83. Evans R., Crellin g., Tribus M. Thermodynamic Consideration of Sea Water Demineralization. // Ch. I. Principles of Desalination. Academ Press. 1966. – 76 p.
84. Nakoryakov V. E., Nozdrenko G. V., Shchinnikov P. A., Grigoryeva O. K. Basic provisions of exergy method and analysis of power plants with state-of-the-art heat pump combined cycle heating systems // Journal of Engineering Thermophysics, 2010. – Volume 19 (№2). – pp.53 – 61
85. Nakoryakov V. E., Nozdrenko G. V., Shchinnikov P. A., Borush O. V., Kuzmin A. G. Complex Technical and Economic Studies of Vapor – Gas Units with Flow Gasifiers // Thermal Engineering, 2010, Vol. 57, No. 14, pp. 1198 – 1204.

86. Nozdrenko G., Pashka P. Efficiency of Exergy Metod in Combined System of Heat supply thermal power station with district heat pump // International Conference on Knowledge Based Industry 2011 // July 06-07, 2011. – Ulaanbaatar, Mongolia. – pp. 438 – 442

87. Shchinnikov P.A., Nozdrenko G.V., Grigoryeva O.K., Borush O.V. Prospects of application of combined-cycle plants in Siberian power engineering in consideration of energy budget // Proceedings of the Third International Forum on Strategic Technology IFOST 2008. – 23 – 29 June, 2008, Novosibirsk – Tomsk, Russia. – Novosibirsk, 2008. – P. 561 – 563

88. Stambler I. Second generation PFBC coal plants target 50% HHV efficiency. // Gas Turbine World. 1993. vol.23, №6, – p. 22 – 27.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2015660144

ЕА - СНРР

Правообладатель: **Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Новосибирский государственный технический университет" (RU)**

Авторы: **Оршуу Чимэд (RU), Боруш Олеся Владимировна (RU), Григорьева Оксана Константиновна (RU)**



Заявка № 2015616946

Дата поступления 28 июля 2015 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 23 сентября 2015 г.

Заместитель руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Л.Л. Кирий