



УДК 621.165.2

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДВУХ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН В ОТОПИТЕЛЬНЫЙ СЕЗОН

Ягудин Азамат Венерович

студент магистрант

Уфимский государственный авиационный университет, г. Уфа

Аннотация. В данной работе рассматривается метод повышения технико-экономических показателей на базе совместной работы двух турбин Т -110/120 - 130 на Уфимской ТЭЦ – 2 в отопительный период.

Ключевые слова: оптимизация, теплоэлектроцентраль, турбина, развернутая тепловая схема.

Тепловые электрические станции (ТЭС) занимают в электроэнергетике России заметное место, по состоянию на 2013 год функционирует 537 ТЭС общего пользования, суммарная электрическая мощность их составляет 148,6 тыс. МВт, выработка электрической энергии на этих ТЭС – 640,5 млн. МВтч в год. Годовой расход топлива ТЭС общего пользования в 2013 году оценивается в 265,8 млн т.у.т.. В настоящее время большинство ТЭС РФ функционируют в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Существенную долю ТЭС в РФ составляют теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), осуществляющие комбинированное производство тепловой и электрической энергии. Годовой отпуск тепла от ТЭЦ РФ составляет более 500 млн.Гкал. ТЭЦ характеризуются, как правило, разнотипным составом оборудования и сложностью технологических схем, что делает выбор рациональных режимов их работы сложной задачей.

Методики назначения режимов работы ТЭЦ, используемые сегодня энергетическими компаниями, основаны на интуиции персонала и на упрощенных методах выбора состава оборудования и распределения нагрузок, не позволяют найти оптимальные решения, недостаточно учитывают фактическое состояние (следствие физического износа, загрязнения поверхностей нагрева котлов и заноса солями проточной части турбины) оборудования и недостаточно учитывают ожидаемую динамику изменения тепловых нагрузок и неопределенность цен на ОРЭМ.

Оптимизация режимов работы ТЭЦ на основе методов математического моделирования позволяет без существенных капиталовложений заметно уменьшить их топливные издержки. В то же время задачи оптимизации режимов являются весьма сложными задачами нелинейного



математического программирования, решение которых сопряжено со значительными вычислительными трудностями. Дополнительные сложности при оптимизации

возникают для ТЭЦ, включенных в электроэнергетические системы, работающие в рыночных условиях.

Объектом исследования является «Уфимская ТЭЦ-2», филиал «ООО БГК», основным видом деятельности, которой является производство отпуск тепловой и электрической энергии для г. Уфы. Уфимская ТЭЦ-2 – основной источник по обеспечению производственным паром, тепловой и электрической энергией промышленных и бытовых потребителей города. Установленная электрическая мощность станции составляет 519 МВт, тепловая – 1528 Гкал/ч. На ТЭЦ установлены 9 паровых котлов марки БКЗ-320–140 и 5 паровых турбин и блок ПГУ.

Для оценки эффективности работы станции в отопительный период, рассматриваются две турбоустановки (ТГ-7,8) типа Т-110/120-130 при совместной работы теплофикационных турбин при их изменения отпуска теплоты.

Турбоагрегат №8 реконструирован с целью перевода турбины на режим работы с противодавлением, доступ пара к ЦНД прекращен путем оглушения перепускных труб из ЦСД в ЦНД. Рабочие лопатки ступеней низкого давления срезаны по корневому диаметру для исключения вентилирования в ЦНД. Турбоагрегат №7 эксплуатируется в отопительный период со штатным ротором ЦНД.

Одной из проблем станции является снижение объемов отпуска теплоты за счет перераспределения нагрузок между турбоагрегатами ТГ№7,8. Это приводит к снижению выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, поскольку отпуск электроэнергии практически не изменяется. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу увеличивается, что снижает экономичность работы ТЭЦ.

Создание модели в программе «boiler designer»

Моделирование выполняется в программе «Boiler Designer», которая позволяет решать большой круг вопросов при моделировании теплоэнергетического оборудования. Созданию модели ТЭС предшествует создание упрощенной модели станции. Исходные данные для моделирования станции в программе «Бойлер-дизайнер»:

1. Основные технические характеристики турбин.
2. Характеристика регенеративных отборов пара при номинальных параметрах пара и принципиальные тепловые схемы турбин.

3. Упрощенная тепловая схема ТЭЦ-2

На рисунке 2 и 3 представлена математическая модель турбоустановки Т-110/120-130 со штатным ротором ЦНД, построенная в программе BoilerDesigner.

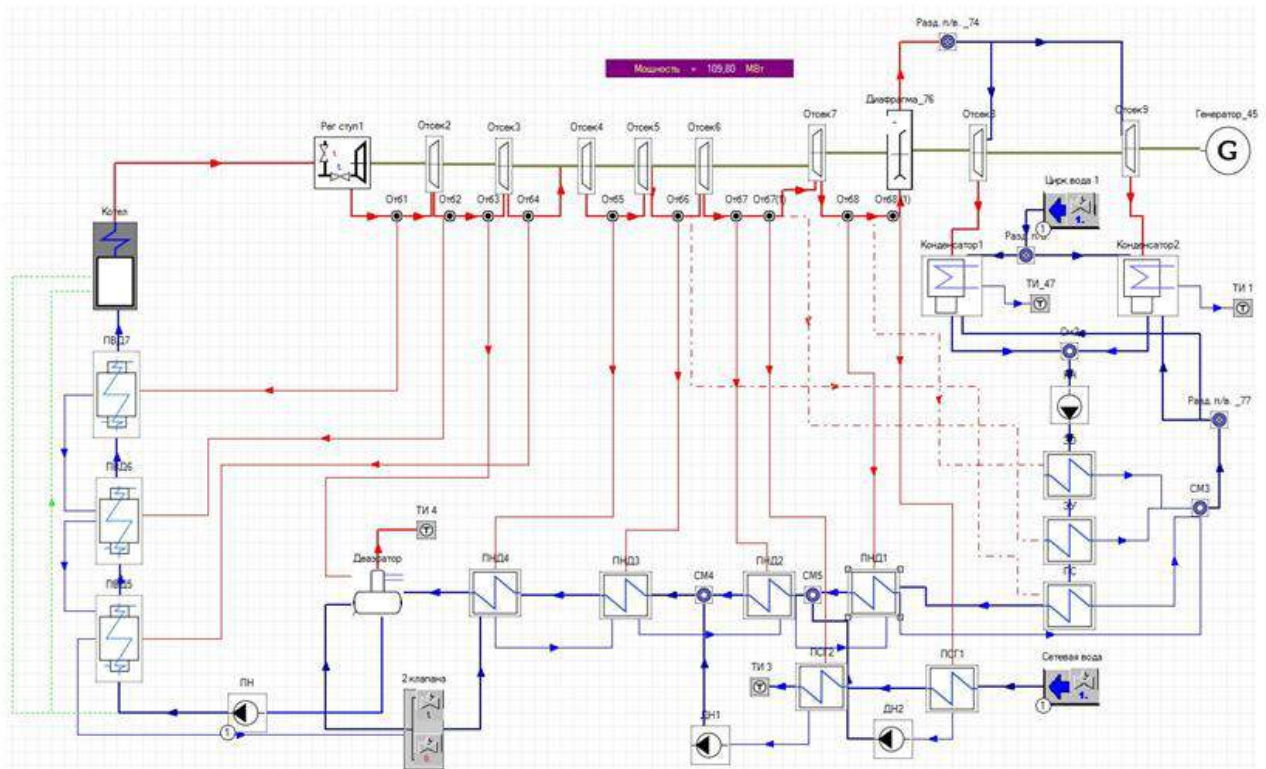


Рисунок 2 – Схема турбоустановки с штатным ротором, построенная в программе BoilerDesigner

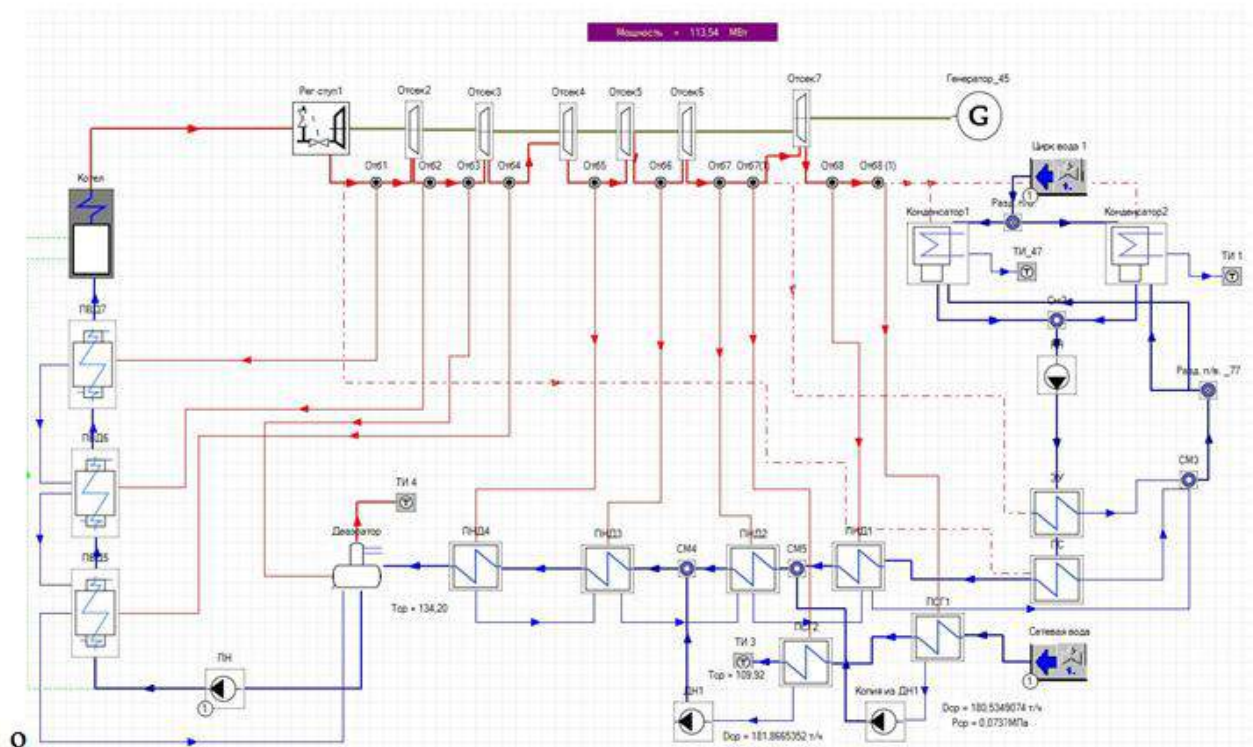


Рисунок 3 – Схема турбоустановки с ротором проставкой, построенная в программе BoilerDesigner

Обработка результатов расчета тепловой схемы

На данной модели возможно производить перераспределение тепловой и электрической нагрузки между турбоагрегатами, варьировать отпуск теплоты как от отборов турбин. По результатам расчетов номинальном режиме КПД по выработке электроэнергии выше у турбоустановки с ротором приставки ТГ№8, чем со штатном ротором.

На рисунке 4 и 5 представлены результаты расчетов турбоустановок Т-110/120-130.

Параметры	Единицы измерения	Общие данные_1
ПОКАЗАТЕЛИ БЛОКА		
КПД блока, по выработке электроэнергии,	%	27,884516
КПД блока по отпуску электроэнергии, нет	%	27,327859
Тепло стороннего воздуха или пара	МВт	0,00
Эл. мощность моделируемых электроприводо	МВт	2,27
Эл. Мощность всех паровых турбин	МВт	113,54
Эл. Мощность всех газовых турбин	МВт	0,00
Эл. Мощность всех турбин	МВт	113,54
КПД турбоагрегата брутто	%	31,335748
КПД турбоагрегата нетто	%	30,710194
Удельный расход условного топлива на выр	г/кВт ч	440,51
Удельный расход условного топлива на отп	г/кВт ч	449,49
Удельный расход тепла на станцию, нетто	ккал/кВт ч	3146,97
Удельный расход тепла на станцию, брутто	ккал/кВт ч	3084,15
Удельный расход тепла на турбоагрегат, н	ккал/кВт ч	2800,37
Удельный расход тепла на турбоагрегат, б	ккал/кВт ч	2744,47

Рисунок 4 – Показатели блока в программе BoilerDesigner при заданных параметрах с штатным ротором

Параметры	Единицы измерения	Общие данные_1
ПОКАЗАТЕЛИ БЛОКА		
КПД блока, по выработке электроэнергии,	%	29,871675
КПД блока по отпуску электроэнергии, нет	%	29,246361
Тепло стороннего воздуха или пара	МВт	0,00
Эл. мощность моделируемых электроприводо	МВт	2,30
Эл. Мощность всех паровых турбин	МВт	109,80
Эл. Мощность всех газовых турбин	МВт	0,00
Эл. Мощность всех турбин	МВт	109,80
КПД турбоагрегата брутто	%	33,610300
КПД турбоагрегата нетто	%	32,906724
Удельный расход условного топлива на выр	г/кВт ч	411,21
Удельный расход условного топлива на отп	г/кВт ч	420,00
Удельный расход тепла на станцию, нетто	ккал/кВт ч	2940,54
Удельный расход тепла на станцию, брутто	ккал/кВт ч	2878,98
Удельный расход тепла на турбоагрегат, н	ккал/кВт ч	2613,45
Удельный расход тепла на турбоагрегат, б	ккал/кВт ч	2558,74

Рисунок 5 – Показатели блока в программе BoilerDesigner при заданных параметрах с ротором проставкой

Заключение

В результате работы по созданию реальной модели турбоустановок можно сделать следующие выводы:

1. При совместной эксплуатации турбоагрегатов №7 и №8, работающих по электрическому и тепловому графику, турбоустановка №8 должна оставаться в номинальном режиме до полной разгрузки №7.



2. Разнородное оборудование ТЭЦ-2 требует тщательных расчетов при распределении нагрузки между турбоагрегатами; с учетом динамики изменения тепловой и электрической нагрузок задача по оптимальному распределению нагрузки становится не только актуальной, но и достаточно сложной. Лучшее решение данной задачи – математическая модель станции.
3. Создана упрощенная модель тепловой схемы турбоустановок, приближенная к реальной станции.
4. При моделировании использовались параметры, взятые по инструкциям и из отчетов по тепловым испытаниям основного оборудования.
5. Используемые при моделировании данных инструкций и отчетов по испытаниям являются недостаточными для полного описания работы оборудования, требуется выполнение дополнительных измерений для уточнения характеристик отдельных узлов и агрегатов.
6. Необходимо продолжение работы по усовершенствованию модели при различных нагрузках

Список литературы:

1. Бойко Е.А. Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС): Справочное пособие / Бойко Е.А., Баженов К.В., Грачев П.А. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 152 с.
2. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. — М.-Л.: Энергия, 1967. — 400 с.; переиздание 1976, последнее — в 1987 г.
3. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей МУ 34-70-104-85 Москва, 1974. – 34 с.
4. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 540 с.