

УДК 621.311

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОПТИМИЗАЦИИ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ В УСЛОВИЯХ КОНКУРЕНТНОГО РЫНКА

Н.С. Иванов*, В.И. Беспалов, Н.С. Лопатин**

Томский политехнический университет

*ОАО «Сибирский ЭНТЦ», Институт «Томсктеплоэлектропроект»

**ОАО «Томская электронная компания»

E-mail: vibsp@tpu.ru

Рассматривается задача оптимального ведения режимов работы на тепловых электростанциях. Приведено описание математической модели оптимизации режимов работы тепловой электростанции, формирования базы данных и взаимосвязи ее с программой оптимизации. Приводится описание алгоритма и критерия оптимизации.

Ключевые слова:

Оптимизация режимов работы электростанций, оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок.

Формирование цены на электроэнергию в значительной доле происходит на основе конкурентного механизма отбора наиболее дешевых предложений на ее поставку. Одним из секторов торговли является рынок на сутки вперед. С учетом этого возрастает роль оптимизации краткосрочных режимов, почасового планирования с выбором наиболее целесообразного состава работающего оборудования электростанции [1, 2].

В РД 153-34.0-09.115-98 «Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива» п. 1.1.3 указано, что «...удельные расходы топлива на отпускаемую электроэнергию и тепло должны соответствовать оптимальному составу и режимам работы агрегатов», а в п. 2.2.3 указано, что для этого «...целесообразно применять специальные компьютерные программы».

В настоящее время универсального подхода к созданию алгоритма оптимизации режимов работы тепловых электростанций (ТЭС) нет [1].

Исходя из иерархии управления энергетическими режимами станции, и согласно разделу 6 «Правил технической эксплуатации электростанций (оперативно-диспетчерское управление)» очевидно, что инструмент (программа) для решения задачи оптимального распределения нагрузок между турбинами и котлоагрегатами станции должен находиться у работников производственно-технического отдела (ПТО) электростанции, а результаты

распределения нагрузок должны передаваться старшему оперативному персоналу для ведения нагрузок (рис. 1).

Потоки информации между модулями (рис. 1):

1. данные, которые непосредственно вводит оператор или инженер ПТО;
2. данные, которые поступают в блок проверки данных алгоритма на проверку корректности ввода и ограничений, запрос необходимых данных для расчета из базы данных, выбор режимов мощностей станции, удовлетворивших введенным нагрузкам;
3. вывод результатов оптимизации на экран и печать, экспорт в файл;
4. результат работ генератора БД, исходя из состава, характеристик и структуры станции.

В алгоритм оптимизации закладываются энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость расхода энергии, тепла, топлива на агрегат от его нагрузки (электрической, тепловой), представленные в аналитическом виде. Алгоритм оптимизации или расчетный блок выполняет все математические операции в соответствии с заложенными программами.

Для реализации модели на практике была разработана автоматизированная система комплексной оптимизации краткосрочных режимов с динамическим выбором основного оборудования (кот-

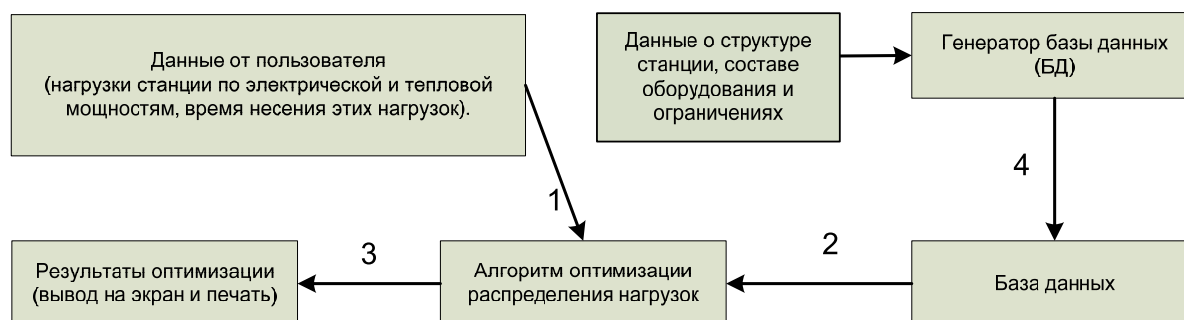


Рис. 1. Основные элементы структурной схемы программы обеспечения оптимизации режимов тепловой электростанции

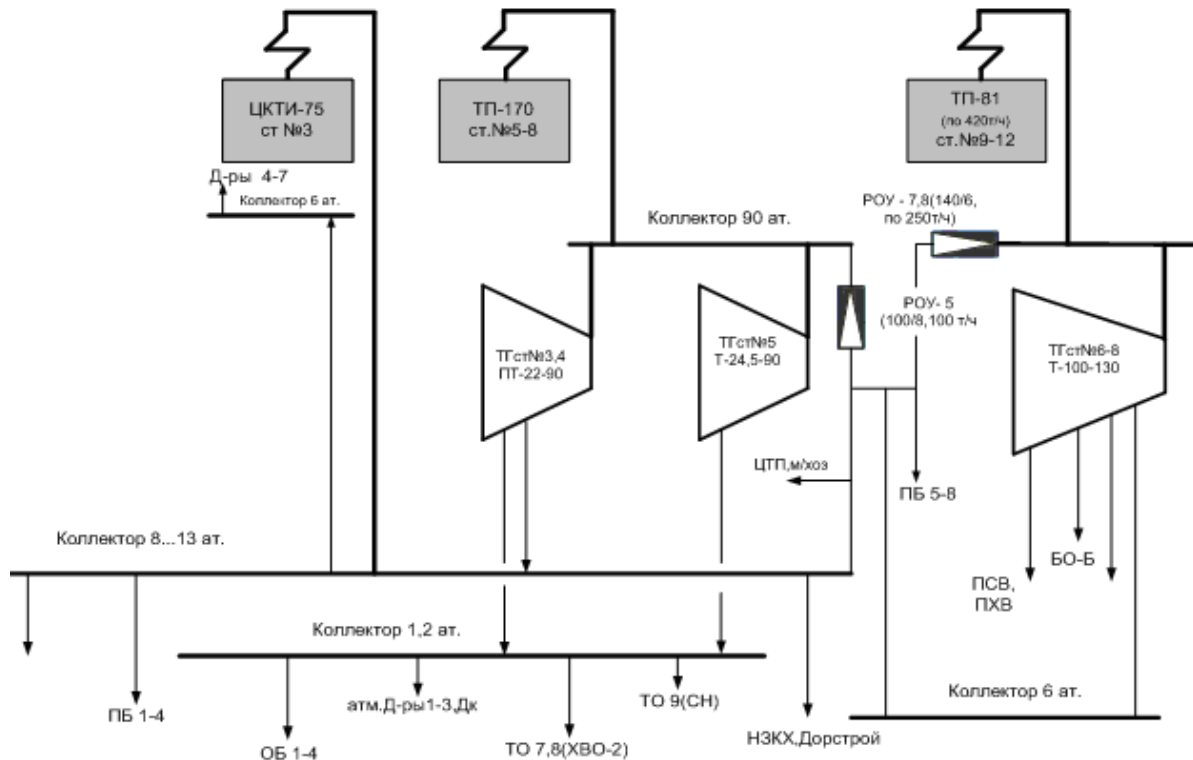


Рис. 2. Принципиальная схема ТЭЦ

лы, турбины, редукционно-охладительные установки) и распределением между ними электрических и тепловых нагрузок для одной из действующих ТЭС Сибири.

Для увеличения быстродействия комплекса более 70 % математических расчетов производится параллельно (при соблюдении алгоритма расчета, включающего как последовательные, так и параллельные вычисления), то есть расчеты разделяются на несколько потоков, что дает значительное сокращение времени счета.

Принципиальная схема тепловой электроцентрали (ТЭЦ) приведена на рис. 2.

Структура исследуемой принципиальной схемы характерна для многих ТЭЦ страны. Эта ТЭЦ с перечными связями, имеет острый пар двух номиналов по давлению, парогенераторы трех типов, турбогенераторы трех типов, отпускает тепло потребителям в виде пара и горячей воды. На ТЭЦ предусмотрена возможность использования угля, мазута и природного газа. ТЭЦ может работать как по тепловому, так и по электрическому графику с одно- или двухступенчатым подогревом сетевой воды. Для выявления значений параметров ограничений были проанализированы схемы отпуска тепла от ТЭЦ, схемы подпитки котлов и теплосети, общестанционные связи. Все ограничения заложены в математическую модель ТЭЦ.

Математическая модель ТЭЦ представлена целевой функцией, которая устанавливает зависимость расхода топлива B_{cm} от величины тепловой

(Q_m и Q_n), электрической (N_e) нагрузки при работе по электрическому графику

$$B_{cm} = f(Q_m, Q_n, N_e).$$

При работе по тепловому графику электрическая мощность зависит от тепловой нагрузки и поэтому целевая функция принимает вид

$$B_{cm} = f(Q_m, Q_n).$$

Критерием оптимальности того или иного варианта распределения нагрузок по оборудованию при заданных величине и параметрах отпускаемого тепла служит отношение

$$b = B_{cm}/N_e \rightarrow \min.$$

При работе по тепловому графику из большого числа вариантов распределения нагрузки выбираются такие, которые имеют наибольшую выработку электроэнергии на заданном тепловом потреблении, а при работе по электрическому графику выбираются те варианты, у которых меньший расход топлива.

В математической модели представлены система балансных уравнений, уравнения характеристики энергетического оборудования, а также система ограничений.

Уравнения балансов тепловых и электрических мощностей, а также уравнения баланса расходов пара и воды составлялись на основе фактической структуры ТЭЦ с учетом ограничений по паропроизводительности котлов, расходных и термодинамических параметров теплофикационных отборов турбин.

Уравнения характеристики оборудования ТЭЦ представлены аналитическими уравнениями, полученными обработкой утвержденных нормативных энергетических характеристик турбоустановок, котлов и крупного вспомогательного оборудования ТЭЦ с учетом поправок на отклонение параметров пара.

Система ограничений математической модели в ходе оптимизации состоит из допустимых пределов изменения мощностей:

Допустимые пределы изменения мощностей:

- станции — $\min \leq N_s^{cm}, Q_{om}^{cm}, Q_n^{cm} \leq \max$;
- турбоагрегатов — $\min \leq N_s^i, Q_{om}^i, Q_n^i \leq \max$,

где N_s^{cm}, N_s^i — электрическая нагрузка станции и i -го агрегата; Q_{om}^{cm}, Q_n^{cm} — отпуск производственного пара от станции и каждым i -ым турбоагрегатом, т/ч; $Q_{om}^{cm}, Q_{om}^i, Q_n^{cm}, Q_n^i$ — суммарный отпуск низкопотенциальной теплоты за счет отборного пара общий для станции и каждым i -ым турбоагрегатом, Гкал/ч.

Как было показано ранее, для каждого j -го режима работы станции и всех возможных вариантов распределения нагрузки определяется показатель эффективности, который используется для выявления оптимального варианта. Количество возможных режимов работы станции определяется следующими независимыми параметрами: количество турбоустановок — 6; количество котлов — 8; количество режимов работы турбин — 8; количество рабочих редукционно-охладительных установок — 2.

Анализ показал, что при таком количестве независимых переменных в условиях реально существующих ограничений количество возможных режимов работы оборудования станции чрезвычайно велико ($>10^5$). Для некоторых сочетаний тепловых и электрических нагрузок при работе по электрическому графику число режимов достигает нескольких десятков тысяч. Для данной схемы был разработан генератор базы данных, который позволил сформировать массив всех возможных режимов мощностей оборудования, обеспечивающих любые задаваемые нагрузки станции с учетом налагаемых ограничений. Этот массив режимов станции помещен в базу данных, которая используется для выбора режимов, удовлетворяющих заданным нагрузкам. В [3, 4] предлагается по заданным нагрузкам ТЭС и составу формировать эквивалентную характеристику ТЭС, для которой находят лучшее распределение нагрузок. Этот подход в отличие от предлагаемого в статье предварительного формирования всех возможных режимов в базах данных, менее гибок, так как в данном случае не оптимизируется состав и тратится значительное время на формирование эквивалентной характеристики непосредственно перед оптимизационными расчетами.

Алгоритм оптимизации осуществляет следующие процедуры:

1. анализ введенных данных на предмет соблюдения существующих ограничений;
2. выбор из базы данных режимов мощностей, удовлетворяющих заданным нагрузкам и учитывающих налагаемые внешние ограничения;
3. оптимизация распределения тепловых и электрических нагрузок каждого режима как функции многих переменных при наличии линейных ограничений типа неравенств и балансовых уравнений по электрическим и тепловым нагрузкам электростанции. Для j -го режима мощностей станции (состояния) осуществляются следующие шаги:
 - определяются расходы пара для каждой турбоустановки в соответствии с ее режимом работы и нагрузками (тепловой и электрической); производится распределение пара по давлению на группы коллекторов;
 - фиксируются режимы мощностей станции; фиксируются оптимальные величины тепловых и электрических нагрузок турбоустановок;
 - производится определение необходимого состава котлов с учетом ограничений нагрузок (паропроизводительности);
 - производится оптимизация распределения паровой нагрузки между котлами, работающими на соответствующий коллектор, с учетом нагрузки от редукционно-охладительных установок.
- Полученное оптимальное распределение нагрузок внутри каждого j -го режима представляет собой локальный оптимум. Глобальный оптимум определяется путем выбора того режима, для которого $b = B_{cm} / N_e \rightarrow \min$.
4. Определение значения критерия эффективности (относительного расхода топлива) для всех режимов и выбор оптимального режима.

Отыскание оптимума для каждого режима работы станции при наличии трех независимых переменных Q_n, Q_m, N_e представляется весьма сложной задачей и требует значительных ресурсов памяти вычислительной техники и ее быстродействия.

Анализ многих численных методов поиска условного (с ограничениями) экстремума функции многих переменных позволил установить, что наиболее приемлемым по объему и времени счета оказывается метод покоординатного спуска с построением аппроксимирующей параболы и использованием метода Хука-Дживса. Этот метод представляет собой комбинацию исследующего поиска с циклическим изменением переменных и ускоряющего поиска по образцу. В [5] для решения задачи оптимизации тепловых и электрических нагрузок применяют градиентный метод, однако по времени счета он оказывается в 4...5 раз медленнее метода Хука-Дживса. Также в указанных источниках не налагаются ограничения на затратную характеристику (эквивалентную) в виде уравнений балансов, только минимальные и максимальные ограничения на переменные.

Разработанная математическая модель и алгоритм ее реализации представлена в виде программного комплекса в среде Borland C++.

Для сопоставления результатов оптимизационных расчетов с результатами фактически реализованных режимов на базе программы оптимизации был создан модуль расчета с ручным распределением нагрузок.

Выводы

1. Разработана универсальная программа создания базы данных (Генератор базы данных), обеспечивающая формирование упорядоченного массива всех возможных состояний ТЭЦ с

произвольным набором оборудования (котлы, турбины, редукционно-охладительные установки и др.) с учетом налагаемых ограничений.

2. Реализован новый подход к оптимизации краткосрочных режимов работы ТЭЦ, заключающийся в использовании ранее созданной базы данных для выбора всех режимов, отвечающих текущим ограничениям. Это сокращает время подготовки к проведению оптимизационных расчетов в несколько порядков.
3. Реализовано сочетание методов оптимизации непрерывных параметров (тепловая и электрическая нагрузки) с использованием метода Хука-Дживса и дискретных параметров (состава оборудования).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алябьева Т.М., Моржин Ю.И., Протопопова Т.М., Цветков Е.В. О методах оптимизации режимов энергосистем и энергообъединений // Электрические станции. – 2005. – Вып. 1. – С. 12–15.
2. Летун В.М., Глуз И.С. Оптимальное управление режимом работы электростанций в условиях оптового рынка // Электрические станции. – 2003. – Вып. 3. – С. 82–86.
3. Веников В.А., Журавлёв В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 464 с.

4. Горнштейн В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 281 с.
5. Андрущенко А.И. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. – М.: Высшая школа, 1983. – 255 с.

Поступила 01.10.2008 г.

УДК 621.311

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

Н.С. Иванов*, В.И. Беспалов, Н.С. Лопатин**

Томский политехнический университет

*ОАО «Сибирский ЭНТЦ», Институт «Томсктеплоэлектропроект»

**ОАО «Томская электронная компания»

E-mail: vibsp@tpu.ru

Приводится описание и внешний вид программного комплекса для оптимизации режимов работы тепловой электростанции. Обосновывается необходимость создания инструмента для выявления эффективности работы программного комплекса и рассматривается принцип его работы. Показана возможность применения программы оптимизации для экономического обоснования выбора пути развития электростанции.

Ключевые слова:

Оптимизация режимов работы электростанций, оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок.

В настоящей статье приводится описание и внешний вид программного комплекса для оптимизации краткосрочных режимов тепловых электрических станций. Программа оптимизации написана на языке C++ [1], база данных сформирована на Microsoft SQL [2].

На рис. 1 приведено окно ввода исходных данных программы для расчета тепловых нагрузок и задания электрической нагрузки станции; указывается тип оптимизации (динамический или среди

заданного состава оборудования). При динамическом выборе происходит оптимизация, как состава оборудования, так и режимов и величин нагрузок. При указании состава оборудования оптимизируются только режимы работы и величины нагрузок.

Задаются: величины недогрева сетевой воды до температуры насыщения пара в верхнем и нижнем сетевых подогревателях и потерь давления в трубопроводе теплофикационного отбора для подогревателей каждой турбины; энтальпии пара и предва-