

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-

Рис. 1. Окно ввода параметров оборудования и задания нагрузок

рительные энтальпии питательной воды для соответствующих коллекторов; вид и теплотворная способность топлива; параметры пара после редукционно-охладительных установок (РОУ).

Алгоритм оптимизации приведен нами ранее [3].

Результаты оптимизации отображаются в окне «Результат оптимизации» (рис. 2). Для турбин указывается конкретный режим работы (конденсационный, тепловой, электрический), величина электрической нагрузки N_e , тепловой отопительной нагрузки Q_o , тепловой промышленной нагрузки Q_p (для турбин типа ПТ), давление в отборе РОУ-бора (для турбины Т-100 отображается давление в верхнем отборе при двухступенчатом режиме работы или давление в нижнем теплофикационном отборе при одноступенчатом режиме), средний удельный расход тепла на выработку электроэнергии q_f , расход пара на турбину D_0 . Для котлов отображается паропроизводительность D_0 и расход топлива B_0 . Рассчитываются: баланс величин (N_e , Q_o , Q_p); расход пара в каждом коллекторе (90 или 130 ат.); суммарный расход топлива станцией и расходы топлива каждой из групп котлов ТП-170 или ТП-81; нагрузки по РОУ; фактические энтальпии питательной воды, зависящие от D_0 каждой турбины. Указывается общее число рассмотренных состояний, из которых выделось лучшее.

Для использования результатов оптимизации в различных отчетах предусмотрен экспорт расчетных и исходных данных в программу Microsoft Excel.

Можно выделить основные возможности разработанного программного комплекса:

1. Автоматизированное оптимальное распределение нагрузок между основным оборудованием электростанции;

2. Моделирование режимов работы станции при различных тепловых и электрических нагрузках с определением количества затрат топлива;
3. Формирование заявки для Администратора торговой системы, что является одним из звеньев механизма конкурентного рынка;
4. Хранение данных о режимах работы станции и часовом расходе топлива;
5. Анализ работы электростанции (просмотр информации о загрузке по отдельности каждого агрегата, станции в целом, количестве требуемого топлива и т. д.);
6. Облегчение работы инженеров производственно-технического отдела электростанции (ПТО).

Для сравнения эффективности программного комплекса в нём создан ручной модуль распределения нагрузок персоналом ПТО (рис. 3).

Исходные данные для ручного модуля экспортируются из блока задания исходных данных программы оптимизации (окно «Задание нагрузок»), что является необходимым для сопоставления результатов. В ручном модуле инженер ПТО сам задает как состав, так и режим работы выбранного им оборудования (турбин, котлов, РОУ), так и нагрузки для этого оборудования.

Определен следующий порядок работы с модулем «Ручное задание нагрузок»:

1. Указываются режимы турбин, виды и величины нагрузок, соответствующие заданным.
2. Указываются нагрузки РОУ.
3. Нажимается кнопка «Расчет Q_i нагрузки» и «Расчет D_0 », после чего рассчитываются расходы пара на турбины (включая электрическую мощность при задании теплового графика), РОУ и, в итоге, в коллектора.

Оптимизация режимов работы электростанции

Файл Помощь

Задание нагрузок ТЭЦ-4 Результат оптимизации Информация

Результат оптимизации

Баланс		Расход пара		Распределение по РОУ		Расход топлива		Фактические hmv	
Qt	405.70	Qp расч.	90	Qпб	0	Do РОУ-5	0	Do РОУ-5	0
Ne	275	Qt ТЭЦ	414.5	Qнагрздки	405.70	Do РОУ-7	0	Do РОУ-7	0
Qp	90	Qp роу	0			Do РОУ-8	0	Do РОУ-8	0
				Do 90	257.96			Расход топлива 90	24.56
				Do 130	1170.51			Расход топлива 130	115.13
								Расход топлива суммарный	139.69
								hmv 90	191.50
								hmv 130	221.93

PT22 ст.№3
Режим: теплофикационный режим Qt=0 и Qp>0. Работа по тепловому графику

Qt 0 Ne 16.47 Qp 90 Do 183.96 Ротбора 0 qt 1381.57

PT22 ст.№4
Режим: отключена

Qt 0 Ne 0 Qp 0 Do 0 Ротбора 0 qt 0

T25 ст.№5
Режим: теплофикационный по тепловому графику

Qt 40 Ne 3.99 Do 74.00 Ротбора 1.235527753 qt 766.36

T100 ст.№6
Режим: теплофикационный по электрическому графику с одноступенчатым подогревом

Qt 121.73 Ne 83.06 Do 389.39 Ротбора 1.235527753 qt 1387.17

T100 ст.№7
Режим: теплофикационный по электрическому графику с одноступенчатым подогревом

Qt 122.00 Ne 82.69 Do 390.68 Ротбора 1.288578391 qt 1398.79

T100 ст.№8
Режим: теплофикационный по электрическому графику с одноступенчатым подогревом

Qt 121.95 Ne 82.78 Do 390.44 Ротбора 1.278578400 qt 1396.59

Нагрузка по котлам

Котел ТП 170 ст.5 Do 0 Bo 0	Котел ТП 81 ст.9 Do 0 Bo 0
Котел ТП 170 ст.6 Do 0 Bo 0	Котел ТП 81 ст.10 Do 390.17 Bo 38.37
Котел ТП 170 ст.7 Do 128.98 Bo 12.28	Котел ТП 81 ст.11 Do 390.17 Bo 38.37
Котел ТП 170 ст.8 Do 128.98 Bo 12.28	Котел ТП 81 ст.12 Do 390.17 Bo 38.37

В Excel

Рис. 2. Окно «Результат оптимизации»

Ручное задание нагрузок

Баланс

Qt нагрузки 510.94 Qt 412 Qp 41 Ne 229.12

PT -22 ст.№3
теплофикационный режим Qt>0 и Qp>0. Работа по тег

Qt 42 Qp 24 Ne 19.6240 Do 162.0195

PT -22 ст.№4
теплофикационный режим Qt>0 и Qp>0. Работа по эл

Qt 40 Qp 17 Ne 22 Do 165.725E

T -25 ст.№5
теплофикационный по тепловому графику

Qt 62 Ne 21.0624E Do 139.8317

T -100 ст.№6
теплофикационный по тепловому графику с двухступенчаты

Qt 130 Ne 80.11560 Do 388.8421

T -100 ст.№7
теплофикационный по тепловому графику с двухступенчаты

Qt 138 Ne 86.31864 Do 417.5094

T -100 ст.№8
отключена

Qt 0 Ne 0 Do 0

РОУ

Qt РОУ-5 24 Do РОУ-5 36.52784 Qt РОУ-7 0 Do РОУ-7 0 Qt РОУ-8 8 Do РОУ-8 11.5928C

Расход пара

Do 90 504.1051 Do 130 817.9443

hmv 90 150.3606 hmv 130 223.8806

Расход топлива

Расход топлива 130 80.98064

Расход топлива 90 54.80042

Расход топлива суммарный 135.781C

Критерий оптимизации Bo/Ne 0.5926

Нагрузка по котлам

Котел ТП 170 ст.5 Do 164 Bo 17.7886E	Котел ТП 81 ст.9 Do 400 Bo 39.55751
Котел ТП 170 ст.6 Do 170 Bo 18.50587	Котел ТП 81 ст.10 Do 417.95 Bo 41.4231E
Котел ТП 170 ст.7 Do 170 Bo 18.50587	Котел ТП 81 ст.11 Do 0 Bo 0
Котел ТП 170 ст.8 Do 0 Bo 0	Котел ТП 81 ст.12 Do 0 Bo 0

Расчет Qtнаг. Расчет Do Расчет B Расчет Bo/Ne Заккрыть

Рис. 3. Модуль ручного распределения нагрузок

4. Рассчитанные величины расходов пара в коллектора 90 и 130 ат. распределяются вручную между котлами.
5. Нажимается кнопка «Расчет B_0 », после чего рассчитываются расходы топлива для каждого котла в соответствии с заданным ему значением паропроизводительности согласно п. 4. Также рассчитываются расходы топлива для групп котлов ТП-170 и ТП-81, суммарный расход топлива на ТЭЦ.

Для выбранного в ручном модуле состава в итоге высчитывается критерий эффективности данного набора состава оборудования. Этот критерий сравнивается с критерием, полученным в ходе оптимизационных расчетов всего множества наборов составов (состояний); он указывается в окне «Результаты оптимизации». Теоретически и как показывают расчеты, критерий оптимизации всегда ниже (лучше) у того состояния, которое получается в ходе оптимизации.

Решение вопросов, связанных с развитием станции, часто затруднительно: какой путь развития выбрать — реконструкция агрегата с изменением характеристик, замена его на другой типоразмер, расширение (добавление новой единицы к предыдущему составу оборудования). Естественно, каждый вариант имеет свою эффективность и издержки (разработка проектной документация, включая изыскания, затраты на СМР, покупка самого оборудования и сопутствующих материалов). Как правило, выбор варианта развития осуществляется на стадии обоснования инвестиций, либо на стадии проекта.

Программа оптимизации режимов может значительно облегчить время и качество выбора лучшего варианта развития. Покажем это на следующем примере:

1. Заказчик представляет прогнозные величины нагрузок (длительность 5, 10, 15 или более лет может варьироваться).
2. Проектная организация разрабатывает базу данных (БД), программу оптимизации режимов для действующей схемы объекта (электростанции) Заказчика, собирает другие необходимые материалы.
3. Определяются из анализа рынка и структуры объекта наиболее отвечающие исходным данным варианты развития объекта. Допустим, это:
 - а) реконструкция;
 - б) замена;
 - в) расширение.
4. Проектная организация изменяет базу данных и корректирует программу оптимизации для этих трех вариантов:
 - а) изменение характеристики реконструируемого агрегата в БД;
 - б) изменение БД в связи с заменой агрегата;

- в) добавление к БД нового агрегата.
5. Программа оптимизации с заданными прогнозными нагрузками рассчитывается для этих трех вариантов и варианты ранжируются по одному из критериев оптимизации (минимум расхода топлива, либо минимум расхода топлива при максимальной выработке электроэнергии).
6. Далее варианты развития сравниваются по всем критериям (при условии обеспечения каждым из вариантов прогнозных нагрузок и отпуска тепла), учитывая затраты на разработку проектной документация и изыскания, затраты на строительно-монтажные работы, покупку самого оборудования и сопутствующих материалов.
7. Осуществляется обоснованный выбор лучшего варианта.

Вопрос определения эффективности решения оптимизационных задач всегда сопровождал работы по оптимизации. Затраты, связанные с получением оптимальных значений параметров, далеко не всегда окупаются сокращением издержек от использования результатов оптимизации. Это объясняется с одной стороны положим характером целевой функции в области экстремума, а с другой стороны, постоянством значения оптимизированного параметра. Значительный эффект от оптимизации может быть получен тогда, когда оптимизируемый параметр весьма сильно зависит от быстро меняющихся значений исходных параметров. Для условий работы ТЭЦ в энергосистеме, как правило, приходится решать задачу отыскания оптимального состава работающего оборудования и оптимального распределения нагрузки между ним. Быстрое изменение параметров окружающей среды требует изменения тепловой нагрузки и оптимизации ее распределения по оборудованию. А это в свою очередь может потребовать и изменение состава работающего оборудования. При определении загрузки оборудования инженерным персоналом станции принимаемые решения могут значительно отклоняться от оптимальных решений.

Эффективность реализации режима работы оборудования, определенного по программе оптимизации, и режима работы, определенного инженерным персоналом по опыту, оценивается по критерию эффективности, представляющего собой отношение расхода топлива на ТЭЦ к выработке станцией электроэнергии при одинаковых исходных данных (тепловые нагрузки, нагрузки промышленных потребителей пара).

Для возможности сравнения расчет топлива в программе оптимизации и в программе при ручном задании распределения нагрузки (ручной модуль) осуществляется по одним и тем же энергетическим характеристикам оборудования. Поэтому результаты расчета вполне сопоставимы. Это не в полной мере можно сказать о сравнении результатов расчетов по программе и взятых из оперативных ведомостей.

Таблица. Результаты расчета по программе оптимизации (ПО) краткосрочных режимов по исходным данным*, взятым из оперативных ведомостей ТЭЦ за 2006 г.

Дата/параметр	Инструмент	$G_{св}$, Т/ч	$t_{пс}$, °C	$t_{ос}$, °C	Q_{it} , Гкал/ч	$Q_{ог}$, Гкал/ч	$N_{ог}$, МВт	V , т.н.т./сут.	ΔV , т.н.т./сут.	ΔB , %	ΔC , р./сутки
6 окт.	ПО	8135	71,1	49	197,8	25	125	1429,9	38,2	2,60	42020
	Ручной модуль							1468,1			
12 окт.	ПО	11410	68,7	47,8	255,68	15	170	1818,48	61,32	3,26	67452
	Ручной модуль							1879,8			
20 окт.	ПО	12675	71,1	49,6	290,45	32	200	2186,64	40,89	1,84	44979
	Ручной модуль							2227,53			
20 ноя.	ПО	12985	83,4	48,9	465,64	32,5	320	3562,08	74,01	2,04	81411
	Ручной модуль							3636,09			
30 ноя.	ПО	12735	94,3	55,6	513,18	48	324	3802,32	114,5	2,92	125950
	Ручной модуль							3916,82			
5 дек.	ПО	12890	87,3	54,3	445,19	39	296	3308	93,64	2,75	103004
	Ручной модуль							3401,64			
11 дек.	ПО	12690	86,5	51,1	467,76	40	319	3604,8	64,9	1,77	71390
	Ручной модуль							3669,7			

* $G_{св}$ – расход сетевой воды; $t_{пс}$ – температура прямой сети; $t_{ос}$ – температура обратной сети; ΔC – экономия денежных средств; ΔB – разница в расходах топлива

При заданной тепловой нагрузке и работе ТЭЦ по тепловому графику электрическая мощность в программе оптимизации и ручном модуле может получаться различной. Одинакова она будет при задании для ТЭЦ электрического графика. Если задается отпуск электроэнергии, то при различных вариантах распределения могут быть различные величины собственных нужд. По оценке погрешность определения результата не превысит 2...3 %. На этапе внедрения программы можно также использовать оперативные ведомости, в которых приводятся исходные для ТЭЦ нагрузки, нагрузки агрегатов и другие параметры. Для сравнения эффективности программы и ручного распределения были проанализированы месячные оперативные ведомости

ТЭЦ за октябрь-декабрь 2006 г. и сравнены результаты распределения программой и персоналом ПТО (задан электрический график, состав оборудования идентичен, но нагрузки распределены по разному). Исходные данные, нагрузки оборудования из оперативных ведомостей были подставлены в ручной модуль и получен расход топлива на ТЭЦ.

Расход топлива ТЭЦ, взятый из оперативных ведомостей больше, чем полученный в ручном модуле на 0,4...0,8 % – минимальное и максимальное. Это связано с тем, что аналитические характеристики получены аппроксимацией диаграмм режимов 2000 г., а оперативные ведомости датированы 2006 г., то есть характеристики турбин и котлов изменились во времени. Выборочные данные (включены даты со средним различием расходов топлива) приведены в таблице. Разница в расходах топлива вызвана разным распределением тепловых и электрических нагрузок у турбин, выбором режимов работы турбин, нагрузками РОУ, разной паровой производительностью каждого котла.

Из приведенных расчетов видно, что своевременное проведение оптимизационных расчетов позволило бы сократить расход топлива в среднем на 1,7... 3,2 %. За приведенные семь суток экономия топлива могла составить 487,4 тонны натурального топлива (т.н.т.).

Для расчета денежной экономии была принята цена натурального топлива (уголь) 1100 р./т.н.т. За приведенные 7 дней денежный эффект от использования программы оптимизации краткосрочных режимов мог бы составить 536 тыс. р.

Вывод

Предложен программный комплекс для оптимизации режимов работы тепловой электростанции. Обоснована необходимость создания инструмента для выявления его эффективности, рассмотрен принцип работы комплекса. Показана возможность применения программного комплекса для оптимизации краткосрочных режимов работы ТЭЦ и его использования при обосновании выбора путей развития электростанции (расширение, реконструкция, замена оборудования).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Архангельский А.Я., Тагин М.А. Программирование в C++ Builder 6. – М.: БИНОМ, 2007. – 678 с.
- Гарсия М.Ф., Реддинг Дж., Уолен Э., ДеЛюк С.А. Справочник администратора по Microsoft SQL Server 2000. – СПб.: БХВ-Петербург, 2003. – 928 с.

- Иванов Н.С., Беспалов В.И., Лопатин Н.С. Математическая модель оптимизации краткосрочных режимов работы ТЭЦ в условиях конкурентного рынка // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 4. – С. 37–40.

Поступила 01.10.2008 г.