

МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТЭЦ

Н.Н. Галашов

Томский политехнический университет

E-mail: gal@tpu.ru

Рассмотрена задача автоматизированного прогнозирования показателей ТЭЦ. Приведен алгоритм модели прогнозирования показателей ТЭЦ с оптимизацией нагрузок по группам оборудования. При разработке модели применен объектный подход. Модель реализована в программе расчета прогнозных показателей Томской ГРЭС-2.

Ключевые слова:

Прогнозирование, модель, оптимальный режим, нормативная характеристика, электрические и тепловые нагрузки, аппроксимация характеристик, градиентный метод распределения нагрузок.

Key words:

Forecasting, model, optimal mode, performance standards, electrical and thermal loads, approximation characteristics, gradient method of load distribution.

Введение

Прогнозирование является одним из главных инструментов планирования и управления в энергетике. Так для обоснования тарифов на электрическую и тепловую энергию и планирования заказов на поставку топлива требуется расчет ожидаемых показателей теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) на год с разбивкой по месяцам. Показатели ТЭЦ существенно зависят от температуры наружного воздуха. Прогнозирование позволяет провести многовариантные расчеты и определить ожидаемые показатели ТЭЦ при средней для прогнозируемого периода температуре наружного воздуха и в интервале ее возможного отклонения.

Особую роль в настоящее время играет краткосрочное прогнозирование на одни или двое суток для участия электростанций в формировании электрического графика энергосистемы. Особенно важным это является для ТЭЦ, где себестоимость электрической энергии очень сильно зависит от доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, а ее величина зависит от отпуска тепла из отборов турбин и распределения тепловой и электрической нагрузок между турбинами. Поэтому разработка методик и программ краткосрочного прогнозирования режимов и показателей работы ТЭЦ с высокой степенью точности является весьма актуальной.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 04 февраля 1997 г. № 121 при обосновании тарифов на электрическую и тепловую энергию определение объемов топлива, расходуемого электростанциями и районными котельными на технологические цели, должно производиться на основании норм удельных расходов топлива при производстве электрической и тепловой энергии, которые рассчитываются на базе утвержденных в установленном порядке нормативных характеристик энергетического оборудования и планируемых режимов и условий его эксплуатации на период регулирования. Поэтому в основу разработки модели прогнозирования режимов и показате-

телей работы ТЭЦ должны быть заложены нормативные характеристики оборудования ТЭЦ.

Нормирование в энергетике применяется для обеспечения технически обоснованных нормативных значений расходов топлива и тепловой и электрической энергии, а также для проведения объективного анализа работы оборудования ТЭС с целью определения путей сокращения нерациональных расходов топлива и тепловой и электрической энергии.

Технической базой нормирования являются энергетические характеристики турбоагрегатов и котлов и исходно-номинальные расходы электроэнергии и тепла на механизмы, аппараты и установки собственных нужд электростанции.

Для составления энергетических характеристик используют результаты тепловых испытаний турбоагрегатов и котлов, проведенные специализированными аттестованными организациями, а при отсутствии испытаний применяют типовые энергетические характеристики турбоагрегатов, котлов и вспомогательного оборудования.

В соответствии с [1] нормирование технико-экономических показателей работы группы оборудования должно быть объективным, т. е. учитывать состав и режим работы оборудования, условия водо- и теплоснабжения, климатические условия, схему отпуска электроэнергии и тепла, требования надежности, безопасности, охраны окружающей среды, ирригации и рыбоводства.

«Ручной» расчет нормативных показателей ТЭЦ весьма трудоемок. Расчет ведется на основе нормативных энергетических характеристик оборудования ТЭЦ выраженных в табличном или графическом виде. Велика погрешность расчета, так как сложно с высокой точностью снять с графика значение показателя. Велика вероятность допустить ошибку при расчете, т. к. приходится решать систему уравнений очень большой размерности. Поэтому в [1] рекомендовано, для расчета и прогнозирования показателей электростанций разрабатывать и использовать компьютерные программы.

В последнее время такие программы начали появляться, например [4, 5], что говорит об актуальности проблемы. Основное назначение указанных программ оптимизация режимов работы ТЭЦ, но при доработке они могут быть использованы для прогнозирования.

Целью данной работы является разработка модели автоматизированного прогнозирования оптимальных режимов работы ТЭЦ для решения любых задач долгосрочного и краткосрочного планирования и управления в соответствии с существующими нормативными документами.

Разработка математической модели

В основу модели положены руководящие документы [1–3].

В соответствии с [1] удельные расходы топлива на отпускаемую электрическую и тепловую энергию при прогнозировании должны соответствовать исправному техническому состоянию энергетического оборудования, высокому уровню его эксплуатационного и ремонтного обслуживания, оптимальному составу и оптимальным режимам работы агрегатов. Распределение электрических и тепловых нагрузок между отдельными агрегатами электростанций должно базироваться на принципах обеспечения надежного энергоснабжения потребителей и минимизации затрат на отпуск энергии.

Удельные расходы топлива на отпускаемую электрическую и тепловую энергию при прогнозировании должны рассчитываться в последовательности, регламентированной макетом расчета номинальных и нормативных показателей, входящим в состав утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию [2].

Расчеты должны выполняться по каждому турбоагрегату и каждому типу котлоагрегатов. По подгруппе в целом показатели определяются путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей турбо- и котлоагрегатов, входящих в ее состав. В целом по электростанции показатели определяются на основе результатов их расчетов по отдельным подгруппам.

В качестве исходных данных принимаются ожидаемые по электростанции значения показателей, характеризующие объемы производства энергии, режимы и условия эксплуатации, внешние факторы, резервы тепловой экономичности и степень их использования.

К основным из этих показателей относятся:

- выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{выр}}$;
- отпуск тепла с паром промышленным потребителям $Q_{\text{п}}$ и его давление $P_{\text{п}}$;
- отпуск тепла в теплосеть $Q_{\text{отп}}$;
- структура сжигаемого топлива и его характеристики (доли газа $g_{\text{г}}$, мазута $g_{\text{м}}$ и угля $g_{\text{у}}$ и их теплота сгорания $Q_{\text{нр}}$, а для угля: влажность $W_{\text{р}}$ и зольность $A_{\text{р}}$);
- температура наружного воздуха $t_{\text{нв}}$;
- температуры охлаждающей $t_{\text{ов}}$ и исходной $t_{\text{нв}}$ воды;
- состав работающих турбо- и котлоагрегатов.

План по выработке электроэнергии электростанциям, входящим в состав АО-энерго, задается диспетчерской службой АО-энерго.

Математическая модель ТЭЦ представляется системой уравнений материальных и энергетических балансов для всех элементов тепловой схемы и их связей; системой ограничений на нагрузки и расходы; уравнениями энергетических характеристик оборудования; блоками оптимального распределения нагрузок в турбинном и котельном цехе и моделями расчета показателей турбин, котлов, редуционно-охладительных установок (РОУ), сетевых подогревателей, электрических и тепловых собственных нужд и удельных расходов условного топлива на отпускаемую электрическую и тепловую энергию групп оборудования и станции в целом.

Система уравнений материальных и энергетических балансов составляется на основе структуры конкретной ТЭЦ с учетом ограничений по расходам сетевой воды, расходам и давлениям пара в регулируемые отборы турбин; тепловым и электрическим нагрузкам турбин; теплопроизводительности котлов и расходам РОУ. Обычно, современная ТЭЦ состоит из нескольких групп оборудования на разные начальные параметры пара. Группы по пару связаны с помощью РОУ. На рис. 1 приведена структурная схема i -й промежуточной группы ТЭЦ, где оборудование и параметры представлены следующими обозначениями: $K_1...K_z$ – котлы; $T_1...T_m$ – турбины; КОП – коллектор острого пара, служит для сбора пара с котлов и раздачи на турбины, РОУ и собственные нужды группы; КПП – коллектор промышленного пара, служит для сбора пара от промышленных отборов турбин и РОУ и раздачи его промышленным потребителям и на пиковые сетевые подогреватели (ПСП); КО.12 – коллектор пара с давлением 0,12 МПа, служит для подачи пара на узел подпитки теплосети (УПТС), а на него пар подается из отопительных отборов турбин или с КПП через РОУ4; РОУ1 и РОУ2 – служат для связи по острому пару с другими группами ТЭЦ; РОУ3 – служит для подачи пара с КОП в КПП; РОУ4 – служит для подачи пара с КПП в КО.12, если нет или недостаточно пара из отопительных отборов турбин; ПТМ, ОТМ – прямая и обратная тепломагистрали, по которым сетевая вода поступает к потребителям теплоты и возвращается от них; ОСП, ПСП – основные и пиковые сетевые подогреватели, служат для подогрева сетевой воды паром из отопительных и промышленных отборов турбин; УПТС – узел подпитки теплосети, служит для подогрева и очистки воды от коррозионно-активных газов; ХОВ – химводоочистка, служит для подготовки добавочной воды на основе химических методов; $B_{k1}...B_{kz}$ – расходы сжигаемого на

котлах топлива; $Q_{к1}...Q_{кz}$ – тепловые нагрузки котлов; $Q_{0т1}...Q_{0тm}$ – расходы тепла на турбины; $Q_{0РОУ1}...Q_{0РОУ3}$ – расходы тепла на РОУ 1...3; $Q_{РОУ1}...Q_{РОУ3}$ – расходы тепла от РОУ 1...3; P_0, t_0 – параметры пара в КОП; $Q_{т1}...Q_{тm}$ – нагрузки отопительных отборов турбин; $Q_{п1}...Q_{пm}$ – нагрузки промышленных отборов турбин; $P_{т1}...P_{тm}$ – давления в отопительных отборах турбин; $P_{п1}...P_{пm}$ – давления в промышленных отборах турбин; $P_{п}$ – давление в КПП; $Q_{п}$ – расход отпускаемого промышленным потребителям тепла; $G_{св1}...G_{свm}$ – расходы сетевой воды через ОСП и ПСП, привязанные к турбинам 1...m; $G_{свПСП}$ – расход сетевой воды через отдельную группу ПСП; $G_{св}, t_{пс}, t_{ос}$ – расход сетевой воды к тепловым потребителям и ее температуры при отпуске и возврате; $G_{птс}, t_{птс}$ – расход и температура воды подпитки теплосети; $Q_{уп}$ – расход теплоты на УПТС из отопительных отборов турбин; $Q_{пуп}$ – расход теплоты на УПТС из КПП через РОУ4; $t_{ив}$ – температура исходной воды, которая берется из источника водоснабжения для подготовки добавочной; $Q_{к\sum}, Q_{0\sum}$ и $Q_{п\sum}$ – суммарная тепловая нагрузка на группу котлов, турбин и РОУ3 и КПП.

Для облегчения создания структуры ТЭЦ применен объектный принцип моделирования, который заключается в том, что котлы, турбины, РОУ, сетевые подогреватели и другие элементы тепловой схемы ТЭЦ описываются как самостоятельные объекты, которые имеют необходимый набор параметров и методов расчета. Такой подход позволяет, создав обобщенную модель объекта, например кот-

ла, затем создавать множество конкретных моделей котлов со своими индивидуальными параметрами, при этом их методы расчета (система уравнений) берутся из обобщенной модели. Это позволяет строить модель ТЭЦ на основе готовых моделей-объектов оборудования, создавая между ними только конкретные для данной станции связи. Такой подход позволяет легко модернизировать модель при изменениях в схеме станции и при вводе нового или демонтаже старого оборудования.

Система ограничений необходима при оптимальном распределении тепловых и электрических нагрузок в турбинном цехе и паровых в котельном.

Для турбин необходимо учитывать следующие ограничения по:

- электрической мощности: $N_{эi.min} \leq N_{эi} \leq N_{эi.max}$;
- тепловой мощности производственного отбора: $Q_{пi.min} \leq Q_{пi} \leq Q_{пi.max}$;
- давлению производственного отбора: $P_{пi.min} \leq P_{пi} \leq P_{пi.max}$;
- тепловой мощности отопительного отбора: $Q_{ти.min} \leq Q_{ти} \leq Q_{ти.max}$;
- давлению отопительного отбора: $P_{ти.min} \leq P_{ти} \leq P_{ти.max}$.

Для сетевых подогревателей:

- по расходу сетевой воды: $G_{сви.min} \leq G_{сви} \leq G_{сви.max}$.

Для котлов:

- по тепловой производительности котла: $Q_{кi.min} \leq Q_{кi} \leq Q_{кi.max}$.

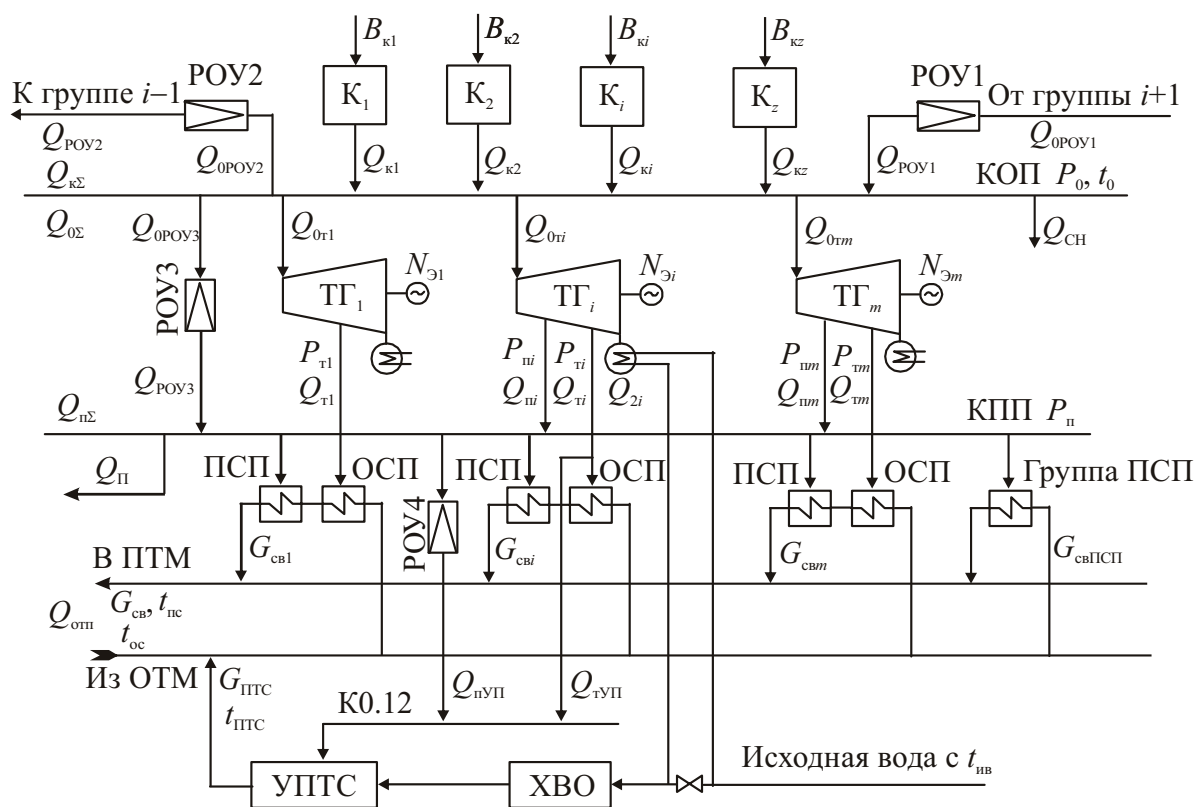


Рис. 1. Структурная схема группы оборудования ТЭЦ

Для РОУ:

- по расходу тепла: $Q_{\text{POVi.min}} \leq Q_{\text{POVi}} \leq Q_{\text{POVi.max}}$

Модели конкретных элементов ТЭЦ строятся на основе энергетических характеристик основного и вспомогательного оборудования, а также общестанционных энергетических характеристик, которые получают на основе испытаний в табличном или графическом виде [3].

Для турбин уравнения характеристик получают на основе обработки диаграмм режимов с введением всех поправок на рабочие условия эксплуатации, что позволяет при оптимизации нагрузок и расчете показателей учитывать изменение всех параметров турбинной установки. По диаграммам режимов турбин могут быть определены также относительные приросты расхода тепла на турбину для тепловых нагрузок промышленного и отопительного отборов и электрической мощности турбин, которые используются в блоке оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок.

Для котлов и их вспомогательного оборудования энергетические характеристики и поправки к ним, а также относительные приросты расхода топлива находятся для каждого вида сжигаемого топлива. А при расчетах, в зависимости от доли вида сжигаемого топлива, определяются средневзвешенные характеристики.

При расчете показателей станции должны учитываться все расходы на электрические и тепловые собственные нужды ТЭЦ. Они определяются в целом по станции или по отдельным группам оборудования в зависимости от расходов топлива, воды, загрузки оборудования, температуры наружного воздуха и т. д.

Для расчета нормативных показателей оборудования и станции с помощью компьютера полученные в результате испытаний табличные и графические энергетические характеристики с помощью регрессионного анализа преобразуем в одно- и многофакторные аналитические уравнения полиномиального вида.

Для получения высокой точности аппроксимации табличных и графических характеристик для однофакторных зависимостей используем полиномы до восьмой степени, а для многофакторных зависимостей – полиномы первой и второй степени. В случаях, когда погрешность аппроксимации уравнением исходных данных превышает 1 %, диапазон изменения показателя разбиваем на ряд поддиапазонов, для каждого из которых строится свое уравнение [6].

Блок оптимального распределения нагрузок по группе турбин распределяет суммарные отопительную Q_{Σ} , промышленную Q_{Σ} и электрическую N_{Σ} нагрузки на эту группу по условию получения минимального суммарного расхода тепла $Q_{0\Sigma} \rightarrow \min$ на работающие турбины на основе целевой функции Лагранжа

$$F = \Sigma Q_{0i} - \lambda_1 (N_{\Sigma} - \Sigma N_{ji}) - \lambda_2 (Q_{\Sigma} - \Sigma Q_{ji}) - \lambda_3 (Q_{0\Sigma} - \Sigma Q_{ni}),$$

где $Q_{0i} = f(N_{ji}, Q_{ji}, Q_{ni})$ – зависимость расхода тепла на турбину от электрических и тепловых нагрузок; λ_1 , λ_2 и λ_3 – неопределенные множители Лагранжа.

Для оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок в турбинном цехе применен градиентный метод [7], где показано, что целевая функция Лагранжа для существующих характеристик турбин дифференцируема по всем переменным.

По этому методу оптимум целевой функции F определяется пошаговым перемещением по оптимизируемым переменным x_i (N_{ji} , Q_{ji} и Q_{ni}), при этом приращение оптимизируемых переменных в направлении максимального изменения целевой функции определяется как

$$\delta x_i = \pm h \frac{\partial F}{\partial x_i}, \quad (1)$$

где h – постоянный для каждой переменной коэффициент, который подбирается при настройке модели опытным путем для ускорения процесса оптимизации; производные $\frac{\partial F}{\partial x_i}$, определяются по формулам:

$$\frac{\partial F}{\partial N_{ji}} = \frac{\partial Q_{0i}}{\partial N_{ji}} - \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{\partial Q_{0i}}{\partial N_{ji}}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{ji}} = \left(\frac{\partial Q_{0j}}{\partial Q_{ji}} - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \frac{\partial Q_{0j}}{\partial Q_{ji}} \right) - \left(\frac{\partial N_{ji}}{\partial Q_{ji}} - \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \frac{\partial N_{ji}}{\partial Q_{ji}} \right) \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{\partial Q_{0i}}{\partial N_{ji}}, \quad (3)$$

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{tk}} = \left(\frac{\partial Q_{0k}}{\partial Q_{tk}} - \frac{1}{l} \sum_{k=1}^l \frac{\partial Q_{0k}}{\partial Q_{tk}} \right) - \left(\frac{\partial N_{jk}}{\partial Q_{tk}} - \frac{1}{l} \sum_{k=1}^l \frac{\partial N_{jk}}{\partial Q_{tk}} \right) \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{\partial Q_{0i}}{\partial N_{ji}}, \quad (4)$$

где m , n , l – количество турбин, участвующих в отпуске электроэнергии и теплоты из промышленных

и отопительных отборов; $\frac{\partial Q_{0i}}{\partial N_{ji}} = q_{N_{ji}}$, $\frac{\partial Q_{0j}}{\partial Q_{ji}} = q_{Q_{ji}}$

и $\frac{\partial Q_{0k}}{\partial Q_{tk}} = q_{Q_{tk}}$ – относительные приросты расхода

тепла на турбину при изменении электрической мощности и тепловой мощности промышленного и отопительного отборов. Оптимизация нагрузок производится итерационным путем. Перед началом итерационного процесса суммарные нагрузки распределяются произвольным образом, например, пропорционально номинальным нагрузкам. После этого по формулам (1)–(4) производится оптимизация нагрузок. На каждом шаге оптимизации определяется ΣQ_{0i} . Процесс оптимизации останавливается, когда относительное изменение ΣQ_{0i} между двумя итерациями будет меньше заданной величины ϵ , например 1 %.

Возможны три режима турбин: конденсационный, по тепловому графику и по электрическому графику. При **конденсационном режиме** тепловые нагрузки на отборы отсутствуют, а электрические распределяются между турбинами по уравнению (2). В **режиме по тепловому графику** турбины работают с минимальным пропуском пара в конденсатор, при этом их электрическая нагрузка и расход теплоты на турбину полностью зависят от тепловых нагрузок на отборы. В **режиме по электрическому графику** расход пара в конденсатор и на турбину можно изменять, при этом электрическая нагрузка и расход теплоты на турбину не зависят от тепловых нагрузок на отборы.

Алгоритм распределения нагрузок при работе турбин по тепловому графику.

Суммарная на группу турбин тепловая нагрузка $Q_{от\Sigma} = Q_{отп} + Q_{п}$ распределяется пропорционально номинальным тепловым мощностям на отопительные $Q_{тi} = Q_{тi,ном} Q_{от\Sigma} / (\Sigma Q_{тi,ном} + \Sigma Q_{пi,ном})$ и промышленные $Q_{пi} = Q_{пi,ном} Q_{от\Sigma} / (\Sigma Q_{тi,ном} + \Sigma Q_{пi,ном})$ отборы. По полученным нагрузкам отборов по энергетическим характеристикам определяются электрические мощности $N_{эi,ТТ}$ при условии работы турбины по тепловому графику. После этого в циклическом процессе по уравнениям (1)–(4) производится оптимальное распределение $Q_{от\Sigma}$ на отопительные и промышленные отборы турбин, при этом учитываются ограничения по минимальным и максимальным нагрузкам отборов. При достижении границы нагрузка отбора фиксируется на границе. Циклический процесс организован так, что в первую очередь загружаются отопительные отборы. При недостатке мощности отопительных отборов для отпуска $Q_{отп}$ нагрузка на промышленные отборы распределяется с учетом отпуска пара промышленным потребителям $Q_{п}$ и оставшейся нераспределенной нагрузки на отопление. При недостатке тепловой мощности отопительных и промышленных отборов после их полной загрузки для отпуска $Q_{от\Sigma}$, недостающая тепловая мощность берется от РОУЗ.

Алгоритм распределения нагрузок при работе турбин по электрическому графику.

Сначала суммарная на группу турбин тепловая нагрузка $Q_{от\Sigma}$ распределяется по тепловому графику. Затем, если заданная на группу электрическая мощность $N_{э\Sigma} > \Sigma N_{эi,ТТ}$, то разница $N_{э\Sigma} - \Sigma N_{эi,ТТ}$ распределяется между турбинами на основе уравнений (1)–(4). Если $N_{э\Sigma} < \Sigma N_{эi,ТТ}$, то по уравнениям (1)–(4) производится разгрузка турбин по электрической мощности и тепловым мощностям отборов с передачей части отпускаемого с водой и паром тепла на РОУ. При этом циклический процесс разгрузки организован так, что в первую очередь разгружаются промышленные отборы турбин, а затем отопительные. При распределении электрических нагрузок также учитываются ограничения для всех турбин по минимальной и максимальной мощности. При достижении границы мощность фиксируется на границе и может уйти с границы только в следующих циклах.

В блоке распределения нагрузок в группе котлов полученный суммарный расход тепла на турбины и РОУ группы распределяется между котлами на основе уравнений (1) и (5).

Для оптимизации использована целевая функция Лагранжа

$$F = \Sigma B_{ki} - \lambda(Q_{к\Sigma} - \Sigma Q_{ki}),$$

где $B_{ki} = f(Q_{ki})$ – зависимость расхода топлива на котел от тепловой нагрузки; λ – неопределенный множитель Лагранжа.

Для достижения минимального расхода сжигаемого топлива в группе котлов $B_{к\Sigma} \rightarrow \min$ по методу

[7] производные $\frac{\partial F}{\partial x_i}$ в уравнении (1) определяют-

ся по формуле:

$$\frac{\partial F}{\partial Q_{ki}} = \frac{\partial B_{ki}}{\partial Q_{ki}} - \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z \frac{\partial B_{ki}}{\partial Q_{ki}}, \quad (5)$$

где z – количество работающих котлов; B_{ki} , Q_{ki} – расход сжигаемого топлива и тепловая нагрузка

i -го котла; $\frac{\partial B_{ki}}{\partial Q_{ki}} = b_{ki}$ – относительный прирост расхода топлива.

Для начала распределения тепловой нагрузки на котлы суммарная тепловая нагрузка на группу $Q_{к\Sigma}$ делится на все включенные котлы пропорционально номинальной нагрузке $Q_{ki} = Q_{ки,ном} Q_{к\Sigma} / \Sigma Q_{ки,ном}$. Затем, в циклическом процессе по уравнениям (1) и (5) нагрузки на котлы распределяются в соответствии с равенством относительных приростов расхода топлива b_{ki} .

При достижении заданной минимальной или максимальной нагрузки котла нагрузка фиксируется на границе и может уйти с границы только в следующих циклах.

Модель расчета котла представляет систему уравнений расчета потерь теплоты, КПД, расходов электроэнергии и теплоты на собственные нужды, расхода сжигаемого топлива и относительного прироста расхода топлива по заданной тепловой нагрузке и долям видов сжигаемого топлива с их известными характеристиками на основе энергетических характеристик котла.

Модель расчета турбины представляет систему уравнений расчета: расхода теплоты на турбину при работе по тепловому и электрическому графику или в конденсационном режиме; электрической мощности турбины при работе по тепловому графику; удельного расхода теплоты по выработке электроэнергии; расходов пара на турбину, в части среднего и низкого давления и в конденсатор; доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу; удельных расходов электроэнергии и теплоты на собственные нужды и относительных приростов расхода теплоты q_N , $q_{от}$ и $q_{отп}$ по заданным электрической и тепловым нагрузкам отопительного и промышленного отборов и по параме-

трам пара перед турбиной и в отопительном и промышленном отборах на основе энергетических характеристик турбины.

Модель расчета РОУ представляет систему уравнений расчета расхода пара и теплоты на выходе по заданным расходам пара и теплоты на входе и параметрам пара и охлаждающей воды.

Для расчета сетевого подогревателя разработаны две модели. Модель МСП1 представляет систему уравнений расчета расхода сетевой воды $G_{св}$ и недогрева температуры воды на выходе до температуры насыщения θ на основе геометрических и режимных характеристик СП по заданной тепловой нагрузке $Q_{сп}$, давлению пара P и температуре воды на входе $t_{в.вх}$. Модель МСП2 позволяет по $G_{св}$, P и $t_{в.вх}$ определять $Q_{сп}$ и θ .

Расчет электрических и тепловых собственных нужд групп оборудования и станции в целом производится на основе энергетических характеристик собственных нужд [3]. При этом в зависимости от загрузки оборудования и расходов теплоносителей учитывается число включенных питательных, сетевых, циркуляционных, конденсатных и прочих насосов.

Расчет параметров воды и пара производится на основе уравнений [7].

Алгоритм расчета по модели основан на методике [2] и состоит из следующих этапов.

1. Ввод исходных данных. Период прогнозирования в часах $\tau_{прог}$; средняя температура наружного воздуха в прогнозируемом периоде $t_{нв}$; температуры исходной $t_{нв}$ и охлаждающей $t_{ов}$ воды; удельные теплоты сгорания газа $Q_{нрг}$, мазута $Q_{нрм}$ и угля $Q_{нру}$; влажность W_p и зольность A_p угля; электрическая мощность станции $N_{эс}$; расход теплоты Q_p или пара D_p промышленным потребителям и его давление P_p ; расход $G_{вк}$ и температура $t_{вк}$ возвращаемого с производства конденсата; расход сетевой воды $G_{св}$ и подпитки теплосети $G_{птс}$; температура воды за УПТС $t_{птс}$; массив номеров турбин и доля расхода тепла из их отопительных отборов на УПТС $d_{тi}$; доля расхода тепла от РОУ4 на УПТС $d_{роу4}$; массив номеров турбин, конденсаторы которых используются для подогрева подпитки теплосети, с заданием расхода воды $G_{птсi}$ через конденсатор и ее нагрева в конденсаторе $\Delta t_{вкi}$. Для турбин задаются целочисленный массив: 1 – турбина включена в работу, 0 – нет; число включенных основных бойлеров $n_{бi}$; температура охлаждающей воды на входе в конденсатор $t_{овi}$; число пусков турбины $n_{тi}$; минимальные и максимальные электрические нагрузки $N_{эi.min}$ и $N_{эi.max}$, нагрузки отопительных отборов $Q_{тi.min}$ и $Q_{тi.max}$, нагрузки промышленных отборов $Q_{пi.min}$ и $Q_{пi.max}$, давления отопительных отборов $P_{тi.min}$ и $P_{тi.max}$, давления промышленных отборов $P_{пi.min}$ и $P_{пi.max}$, расходы воды через группы сетевых подогревателей $G_{свi.min}$ и $G_{свi.max}$; расход охлаждающей воды $W_{овi}$ через конденсатор i -ой турбины. Для всех котлов задаются: целочисленный массив, в котором 1 говорит о том,

что котел включен в работу, 0 – нет; доли сжигаемого газа $g_{гi}$, мазута $g_{мi}$; число пусков котла $n_{кi}$; минимальные $Q_{кi.min}$ и максимальные $Q_{кi.max}$ нагрузки котлов.

2. Расчет общестанционных нагрузок и параметров.

По $N_{эс} \leq \sum N_{эi.max}$ для включенных в работу турбин проверяем условие достаточности их мощности для обеспечения заданной электрической нагрузки станции. Если мощности включенных турбин не достаточно, то необходимо, либо включить еще турбины, либо уменьшить $N_{эс}$.

Тепловая нагрузка станции на отопление $Q_{отп} = C_v G_{св} (t_{птс} - t_{ок})$, где C_v – удельная изобарная теплоемкость воды; температуры $t_{птс}$ и $t_{ок}$ определяются по температуре $t_{нв}$ по функциям, составленным на основе температурного графика теплосети.

Нагрузка промышленных потребителей может быть задана в тепле Q_p и паре D_p . Если задан расход пара D_p , то $Q_p = D_p h_p + G_{вк} h_{вк} - (D_p - G_{вк}) h_{нв}$, где h_p , $h_{вк}$ и $h_{нв}$ – энтальпии отпускаемого пара, возвращаемого конденсата и исходной воды.

По $Q_{2i} = C_v G_{птсi} \Delta t_{вкi}$ определяем тепловую нагрузку конденсаторов i -х турбин для подогрева подпитки теплосети и $Q_{2\sum} = \sum Q_{2i}$.

Определяем суммарный расход теплоты на УПТС $Q_{уптс\sum} = C_v G_{птс} (t_{птс} - t_{нв})$. Если для подогрева $G_{птс}$ используются конденсаторы турбин, то расход теплоты на УПТС от теплофикационных отборов и РОУ4 составит $Q_{уптс} = Q_{уптс\sum} - Q_{2\sum}$. По этому расходу определяем расходы теплоты на УПТС от отопительных отборов турбин $Q_{тi.уптс} = Q_{уптс} d_{тi}$ и от РОУ4 $Q_{роу4.уптс} = Q_{уптс} d_{роу4}$.

Суммарная тепловая нагрузка на сетевые подогреватели $Q_{сп} = Q_{отп} - Q_{уптс}$.

Температура воды на входе в сетевые подогреватели $t_{вхсп} = (t_{ок} (G_{св} - G_{птс}) + t_{птс} G_{птс}) / G_{св}$.

По температуре $t_{птс}$ с учетом недогрева $\theta = 5$ °С определяем температуру насыщения в сетевом подогревателе $t_s = t_{птс} + \theta$, а по ней давление насыщения P_s . С учетом потери давления в паропроводе 7% определяется давление пара в отопительном отборе $P_t = 1,07 P_s$, необходимое для нагрева воды до $t_{птс}$. Это давление принимаем как предварительное для дальнейшего расчета. Если для каких то включенных турбин $P_{тi.max} < P_t$, то для дальнейшего расчета для них принимаем $P_{тi} = P_{тi.max}$.

3. Распределение нагрузок между группами оборудования и между агрегатами внутри группы.

Если станция имеет несколько групп оборудования, то группы с большей экономичностью загружаются по максимуму, а оставшиеся нагрузки передаются для нового распределения в группы с убывающей экономичностью. На станции оборудование делится на группы по начальным параметрам пара. Чем выше начальные параметры пара, тем выше экономичность группы. Максимальное число групп на ТЭЦ, обычно, не больше трех.

Алгоритм распределения нагрузок в группах оборудования и между ними построен следующим образом.

Для включенных турбин 1-й группы по заданным P_0 , t_0 , P_n и P_T определяем по модели расчета турбины максимальные нагрузки отопительных $Q_{\text{max}i1}$ и промышленных отборов $Q_{\text{max}i1}$. Если $Q_{\text{отп}} + Q_n > \Sigma Q_{\text{max}i1} + \Sigma Q_{\text{max}i1}$, то проверяем возможность работы турбин с максимальными нагрузками отборов по условиям работы сетевых подогревателей и включенных в 1-й группе котлов. Для этого по $Q_{\text{max}i1}$, $P_{\text{тл}}$ и $t_{\text{вхСП}}$ по МСПИ определяем $G_{\text{свп}}$, при этом, если турбина отпускает тепло на УПТС $Q_{\text{тл.УПТС}}$, то вычитаем его из $Q_{\text{max}i1}$. Если $G_{\text{свп}} < G_{\text{свп,max1}}$, то по расходу сетевой воды режим работы турбины возможен, иначе по $G_{\text{свп,max1}}$, $P_{\text{тл}}$ и $t_{\text{вхСП}}$ по МСПИ определяем $Q_{\text{тл}}$. По модели расчета турбины по P_0 , t_0 , P_n , P_T , $Q_{\text{тл}}$, $Q_{\text{max}i1}$ в режиме работы по тепловому графику определяем для включенных турбин $Q_{\text{отп}i}$ и $N_{\text{эл}i}$. Если для включенных котлов $\Sigma Q_{\text{отп}i} + Q_{\text{сн}i} < \Sigma Q_{\text{ки,max1}}$, то режим по котлам проходит, иначе требуется разгрузка турбин по расходу свежего пара. Разгрузка производится в блоке оптимального распределения нагрузок по группе турбин с последовательным уменьшением $Q_{\text{нэ}1}$, где первоначально $Q_{\text{нэ}1} = \Sigma Q_{\text{max}i1}$, пока не будет достигнуто условие $\Sigma Q_{\text{отп}i} + Q_{\text{сн}i} = \Sigma Q_{\text{ки,max1}}$. Если разгрузки по промышленным отборам не достаточно, то также производится разгрузка по отопительным отборам. В результате расчета первой группы получаем принятые на ней суммарные нагрузки на отопительные $Q_{\text{нэ}1}$ и промышленные $Q_{\text{нэ}1}$ отборы турбин и суммарную электрическую нагрузку $N_{\text{эл}1} = \Sigma N_{\text{эл}i}$. Также, определяется избыточная тепловая мощность включенных котлов $\Delta Q_{\text{к}1} = \Sigma Q_{\text{ки,max1}} - \Sigma Q_{\text{к}1}$, которая через РОУ1 может быть передана в группу 2.

Оставшиеся после распределения в 1-й группе тепловая и электрическая нагрузки станции подобным образом распределяются во 2-й и 3-й группах. При этом дополнительно учитывается, что к тепловой нагрузке включенных котлов данной группы может быть добавлена через РОУ избыточная тепловая мощность котлов вышестоящей группы, если это повысит средневзвешенный КПД котлов двух групп.

Если после распределения тепловых нагрузок во всех группах в режиме работы турбин по тепловому графику остается недораспределенная электрическая нагрузка, то с помощью **блока оптимального распределения нагрузок** она дораспределяется на турбины с наименьшими $q_{N_{\text{эл}i}}$. Если появляется избыточная электрическая нагрузка, то, начиная с группы с наименьшей экономичностью, с помощью **блока оптимального распределения нагрузок** производится разгрузка промышленных и отопительных отборов турбин с передачей пара от КОП на КПП через РОУ3 для сохранения тепловых нагрузок станции.

4. Расчет показателей работы групп оборудования и ТЭЦ производится после распределения нагрузок на основе методики [2] с использованием энергетических характеристик собственных нужд. В конеч-

ном итоге для групп оборудования и ТЭЦ определяются удельные расходы условного топлива на отпускаемую электроэнергию и теплоту и полные расходы сжигаемого топлива, которые могут быть использованы для планирования поставок топлива и расчета себестоимости электроэнергии и теплоты.

Модель построена на основе нормативных энергетических характеристик оборудования, которые не учитывают изменение загрязнения поверхностей нагрева и гидравлических сопротивлений трубопроводов в процессе эксплуатации, поэтому для учета влияния этих факторов на распределение нагрузок и показатели станции в модели введены коэффициенты, которые можно задавать в исходных данных.

Реализация модели

На основе модели с помощью языка программирования Delphi написана программа прогнозирования показателей Томской ГРЭС-2, которая связана с пакетом электронных таблиц Excel. Ввод исходных данных и вывод расчетной информации производится на страницах книги Excel, получается удобный для анализа и хранения информации документ; имеется возможность вводить исходные данные из других книг Excel или из базы данных информационной системы ГРЭС.

На рис. 2 приведен лист книги Excel с вводом исходных данных общих для ГРЭС и для оборудования турбинного цеха. Исходные данные для котельного цеха вводятся на отдельном листе.

Станция имеет две группы оборудования: 1-я с параметрами острого пара $P_0=13$ МПа и $t_0=555$ °С и 2-я с $P_0=9$ МПа и $t_0=500$ °С. В первой группе установлено три котла БКЗ-210-140 и турбина Т-118/125-130. Во второй группе – семь котлов: два БКЗ-220-100-4 и четыре ТП-230-2 и пять турбин: одна Т-50-90, две Т-43-90, одна ПТ-25-90/13 и одна ПТ-60-90/15. Конденсаторы турбин Т-43-90 могут использоваться для подогрева воды подпитки теплосети, а пар из отопительных отборов этих турбин используется на УПТС. Также на УПТС может быть подан пар с КПП через РОУ.

В настоящее время программа используется в ПТО Томской ГРЭС-2 для планирования запасов топлива на год и по месяцам, для прогнозирования удельных расходов топлива и себестоимости электроэнергии на сутки вперед для участия электростанции в торгах на Федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности, а также для поиска эффективных режимов работы станции при любых колебаниях температуры наружного воздуха.

Выводы

1. На основе руководящих документов разработана модель автоматизированного прогнозирования показателей ТЭЦ, что позволяет использовать ее для решения задач долгосрочного и краткосрочного планирования и управления.

Исходные данные к прогнозированию показателей Томской ГРЭС -2											
январь 2010											
Паровые и тепловые нагрузки											
Период работы	Т	час	744,0	Работа в режиме ТЭЦ - 0; котельн. - 1						0	
Температура исходной воды	tисх	С	1,00	Электрическая мощность ГРЭС, МВт						293,0	
Температура охл. воды на входе в конд-тор ТГ-5	тов	С	13,0	Расход пара потребителям, т/ч						10,0	
Температура воды перед бойл. узла подпитки	tвх уп	С	39,0	Температура наружного воздуха, С						-32,0	
Температура воды на выходе узла подпитки	tвых уп	С	63,0	Если ТГ-5 работает на Ухудшенном Вакууме, то 1. нет 0						1	
Расход подпитки теплосети	Gптс	т/ч	1000,0	Ключ тепловой нагрузки (см. примеч.)						0	
Если ТГ-5 работает на Ухудшенном Вакууме, то 1. нет 0			1	Суммарный расход сетевой воды, т/ч						11000	
Расход подпиточной воды через конденсатор ТГ-5	Gптс	т/ч	1000,0	Расход тепла потребителям, Гкал/ч						704,0	
Нагрев воды в конденсаторе ТГ-5	Дтк	С	15,0	Температура прямой сетевой воды, С						125,0	
				Температура обратной сет. воды, С						61,0	
				Протечки пара через РОУ, т/ч						0,0	
П - расчет. Кз автоматически, ? - ввести свай			0								
Показатели работы бойлеров и турбин											
				Уз.Подп	ТГ-2	ТГ-3	ТГ-5	ТГ-6	ТГ-7	ТГ-8	ПБ К-10
Включены турбины:	1 - да	0 - нет		1	1	1	1	1	1	1	
Число включенных основных бойлеров	Zоб		2	1	2	2	2	2	2	2	
Давление пара в Производственном Отборе	Pп	кгс/см2					9,60	9,80			
Температура воды на входе в конденсаторы	тов	С		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Число пусков турбин	Ппуск			2	1	0	0	0	0	0	
Минимальная мощность турбины	Nмин	МВт		30,0	30,0	30,0	15,0	30,0	50,0		
Максимальная мощность турбины	Nмак	МВт		54,0	54,0	54,0	32,0	61,0	110,0		
Минимальный расход тепла в отопительный отбор	Qt.мин	Гкал/ч		0,0	0,0	0,0	8,0	8,0	0,0		
Максимальный расход тепла в отопительный отбор	Qt.мак	Гкал/ч		90,0	90,0	92,0	50,0	80,0	160,0		
Минимальный расход тепла в промышленный отбор	Оп.мин	Гкал/ч					5,0	5,0			
Максимальный расход тепла в промышленный отбор	Оп.мак	Гкал/ч					80,0	160,0			
Миним. расход сетев. воды	Gсвмин	т/ч	400,0	400,0	400,0	500,0	400,0	500,0	1700,0	500,0	
Максим. расход сетев. воды	Gсвмак	т/ч	1600,0	2000,0	2500,0	3200,0	2500,0	3200,0	4000,0	4500,0	
Давление острого пара	Po	кгс/см2		92,0	90,0	91,0	90,0	90,0	125,0		
Температура острого пара	to	С		508,0	500,0	504,0	500,0	535,0	555,0		
Температура питательной воды	tпв	С		215,0	215,0	212,0	215,0	215,0	230,0		
Расход охлаждающей воды	Wов	т/ч		5000	5000,0	5000,0	4000,0	5000,0	8000,0		

Рис. 2. Лист книги Excel с вводом исходных данных

- Объектный принцип моделирования позволяет строить модель ТЭЦ на основе готовых моделей-объектов оборудования, создавая между ними конкретные для данной станции связи. Это позволяет модернизировать модель при изменениях в схеме станции и при вводе нового или демонтаже старого оборудования.
- Применение в модели метода оптимального распределения нагрузок позволяет оптимизировать показатели ТЭЦ.
- Применение программы автоматизированного прогнозирования показателей на примере Томской ГРЭС-2 позволило существенно сократить затраты времени на решение производственных задач.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- РД 153-34.0-09.115-98. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1998. – 39 с.
- РД 34.08.552-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1995. – 124 с.
- РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС, 1993. – 102 с.
- Иванов Н.С., Беспалов В.И., Лопатин Н.С. Программный комплекс для оптимизации режимов работы тепловых электростанций и эффективность его применения // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 4. – С. 40–44.
- Галашов Н.Н., Новик П.В., Кузьмин С.Ю. Оптимальное распределение нагрузок ТЭЦ на основе объектного подхода // Электрические станции. – 2009. – № 3. – С. 43–46.
- Галашов Н.Н. Аппроксимация энергетических характеристик оборудования ТЭС по массиву экспериментальных данных со сложной границей разделения // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т. 314. – № 4. – С. 31–33.
- Аминов Р.З. Градиентный метод распределения нагрузок на ТЭЦ. – Саратов: СПИ, 1982. – 182 с.
- Александров А.А. Международное уравнение состояния воды и водяного пара // Теплоэнергетика. – 1997. – № 10. – С. 68–72.

Поступила 01.03.2010 г.