

---

# ИНФОРМАТИКА, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И УПРАВЛЕНИЕ

---

## АВТОМАТИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ И ПРОИЗВОДСТВАМИ (05.13.06)

УДК 681.51

DOI: 10.24160/1993-6982-2022-4-122-129

### Оптимизации режимов теплофикационной установки энергоблока теплоэлектроцентрали при регулировании графика электрической нагрузки

Э.К. Аракелян, А.В. Андрияшин, Ю.Ю. Ягупова, С.В. Мезин

Рассмотрена проблема выбора оптимальных режимов работы теплофикационной установки при участии теплофикационного энергоблока ТЭЦ в регулировании графика электропотребления. Проанализирован режим теплофикационной установки в двухступенчатом подогреве сетевой воды при закрытой диафрагме низкого давления паровой турбины. Особое внимание уделено учету фактического состояния подогревателей по показателю недогрева сетевой воды в них. Дана оценка влияния увеличения недогрева на экономичность работы паровой турбины. Приведены методика и алгоритмы учета фактического недогрева сетевой воды при распределении тепловой нагрузки паровой турбины между сетевыми подогревателями при двух характерных режимах работы ПГУ при подготовке и выходе ее на рынок электроэнергии и мощности.

*Ключевые слова:* теплофикационная установка, тепловая нагрузка, распределение, учет, фактический недогрев, режимы работы, оптимизация, сетевые подогреватели.

*Для цитирования:* Аракелян Э.К., Андрияшин А.В., Ягупова Ю.Ю., Мезин С.В. Оптимизации режимов теплофикационной установки энергоблока теплоэлектроцентрали при регулировании графика электрической нагрузки // Вестник МЭИ. 2022. № 4. С. 122—129. DOI: 10.24160/1993-6982-2022-4-122-129.

### Optimizing the CHPP Unit Heat Supply System Modes in Regulating the Electric Load Schedule

E.K. Arakelyan, A.V. Andryushin, Yu.Yu Yagupova, S.V. Mezin

The problem of selecting the CHPP heat supply system optimal operation modes is considered for the case when the CHPP unit participates in regulating the electricity consumption schedule. The heat supply system operation mode is analyzed for the case of two-staged delivery water heating with the steam turbine low-pressure diaphragm kept closed. Special attention is paid to taking into account the actual condition of heaters in terms of delivery water subcooling value in them. The effect of increasing the subcooling value on the steam turbine efficiency is estimated. The article also presents a methodology and algorithms for taking into account the actual delivery water subcooling value in distributing the steam turbine heat load between the delivery water heaters in two characteristic operation modes of a combined cycle power plant as it is prepared for and entered the electricity and capacity market.

*Key words:* heat supply system, heat load, distribution, accounting, actual subcooling, operation modes, optimization, delivery water heaters.

*For citation:* Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Yagupova Yu.Yu, Mezin S.V. Optimizing the CHPP Unit Heat Supply System Modes in Regulating the Electric Load Schedule. Bulletin of MPEI. 2022;4:122—129. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2022-4-122-129.

## Введение

В рыночных условиях работы каждой электростанции, в том числе и ТЭЦ, для оптимального управления режимами работы оборудования ТЭЦ на оперативные сутки регламентом рынка электроэнергии предусмотрены следующие этапы.

1. Выбор оптимальных вариантов состава генерирующего оборудования на оперативные сутки с целью формирования заявки генерирующей компании (ГК) для каждой единицы оборудования по каждой групповой точке поставки (ГТП) электроэнергии и тепла, подаваемой системному оператору (СО) для решения общесистемной задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) с учетом системных требований и ограничений. В результате электростанция по каждой ГТП получает согласованный с СО состав генерирующего оборудования, а также предельную цену отпуска электроэнергии.

2. Составление возможного почасового оптимального графика выработки электроэнергии при известном (прогнозируемом) объеме отпуска тепла тепловым потребителям при известном составе генерирующего оборудования по каждой ГТП для формирования ценовой заявки электростанции с целью участия на конкурентном рынке «на сутки вперед» (РСВ), проводимой администратором торговой сети (АТС) с предварительным проведением процедуры оптимизации распределения нагрузок между оборудованием в пределах каждой ГТП. Цель оптимизационных расчетов на этом этапе — выход станции на оптовый рынок с оптимальными показателями, обеспечивающими максимальную прибыль от продажи электроэнергии и тепла.

В результате торговой сессии каждая электростанция получает почасовой диспетчерский график производства электроэнергии и тепла на оперативные сутки.

3. Оперативная дооптимизация при выполнении диспетчерского графика нагрузки для каждой ГТП — оптимальное распределение тепловой и электрической нагрузок между включенными агрегатами при известном составе работающего оборудования. Необходимость дооптимизации обусловлена тем, что диспетчерский почасовой график может отличаться от запланированного и оптимизированного на втором этапе графика, а также это позволяет более точно учитывать текущее состояние генерирующего оборудования как по техническим, так и параметрическим показателям.

4. Текущая оптимизация диспетчерского графика нагрузки для формирования оптимальной оперативной ценопринимающей заявки для каждой ГТП на отклонение электрической нагрузки от диспетчерского графика на конкурентном балансирующем рынке электроэнергии, управляемом СО.

Первые три задачи распределены во времени и решаются последовательно. На каждом последующем этапе решения в качестве исходных берут принятые на предыдущих этапах решения (условия, ограничения и т. д.).

Подходы к решению этих задач отражены во многих публикациях [1 — 7].

Применительно к теплофикационным установкам ТЭЦ приведенные этапы имеют некоторые слабо исследованные особенности, в том числе:

- учет неопределенности исходной информации по одному из определяющих параметров — графику тепловой нагрузки, зависящему от температуры наружного воздуха, базирующейся на прогнозных оценках;
- учет ограничений по максимальной и минимальной электрическим нагрузкам ТЭЦ, зависящим от неизвестной тепловой нагрузки, при этом минимальная электрическая нагрузка определяется тепловой нагрузкой при прохождении ночного провала нагрузки, а максимальная — составом генерирующего оборудования;
- функциональные зависимости между выработкой электроэнергии и тепловой нагрузкой и сложный характер части параметрических и балансовых ограничений, требующих поиска оптимального решения в условиях наличия многих нелинейных ограничений, при этом каждое сочетание тепловой и электрической нагрузок имеет свой оптимум, что затрудняет процесс нахождения глобального оптимума;
- наличие во многих ТЭЦ двух типов теплофикационных структур — с поперечными связями с теплофикационным оборудованием докритических параметров пара и блочного типа на сверхкритические параметры пара;
- наличие на ряде ТЭЦ перекрестных связей по электроэнергии на несколько ГТП и по отпуску тепла нескольким теплопроводам создает определенные сложности планирования и оптимизации графиков отпуска электроэнергии.

## Проблема распределения тепловой нагрузки теплофикационной установки между сетевыми подогревателями

Определенные проблемы при выборе режима работы теплофикационной установки возникают при оптимальном распределении тепловой и электрической нагрузок в режимах работы теплофикационной установки с закрытой диафрагмой с минимальным пропуском пара в конденсатор. К их числу относится необходимость оптимального распределения общей тепловой нагрузки ПГУ между сетевыми подогревателями с учетом их фактического технического состояния, определяемого по текущему значению недогрева сетевой воды  $\vartheta_{CB}$  в них:

$$\vartheta_{CB} = t_H(p_{OT}) - t'_{CB}.$$

С учетом недогрева тепловая нагрузка подогревателя  $Q_{CB}$  составляет

$$Q_{CB} = G_{CB} (t''_{CB} - t'_{CB}) c_B = G_{CB} (t_{ПН} - \vartheta_{CB} - t'_{CB}),$$

где  $t'_{CB}$ ,  $t''_{CB}$ ,  $t_H(p_{OT})$  — температуры сетевой воды на входе в теплообменник и на выходе из него и температура

насыщения греющего пара на входе в теплообменник;  $G_{\text{СВ}}$  — расход сетевой воды.

Необходимость учета недогрева сетевой воды в сетевых подогревателях при выборе оптимальных режимов обусловлена тем, что из-за низкого качества сетевой воды внутренние поверхности подогревателей подвержены загрязнению, что приводит к увеличению термического сопротивления и уменьшает коэффициент теплоотдачи от металла к воде. Так, по данным [7] недогрев в сетевых подогревателях после их очередной очистки в период ремонтов или летних режимов (конденсационных) работы блока постепенно увеличивается и вместо расчетного значения 2...5 °С может достичь величины 10...12 °С. Очевиден тот факт, что рост недогрева приводит при прочих равных условиях (постоянных электрической мощности и температуры прямой сетевой воды) к увеличению расхода пара на голову турбины и, соответственно, к возрастанию расхода топлива, или, при постоянном расходе топлива на блоке, — к снижению электрической мощности при постоянной тепловой нагрузке. По данным [7] рост недогрева с 5 до 10 °С увеличивает удельный расход тепла на 1,2...1,5% при одноступенчатом и свыше 2% — при двухступенчатом подогревах сетевой воды. При постоянных расходе топлива и тепловой нагрузке в этих же условиях недогрев дает снижение электрической мощности блока соответственно на 4...6 и свыше 6 МВт. Указанные цифры подтверждают необходимость учета данного параметра при проведении оптимизированных расчетов.

При решении различных, в том числе оптимизационных, задач расход топлива на выработку электроэнергии и тепла рассчитывают на базе нормативных характеристик энергоблока или паровой турбины, представленных в табличном, графическом видах или в форме регрессионной зависимости, полученной на базе экспериментальных или расчетных данных, при этом принимают, что недогрев в сетевых подогревателях соответствует нормативному значению.

В общем виде расходную характеристику ПГУ представим в виде:

$$B_{\text{ПГУ}} = f(t_{\text{в}}, N, Q, \kappa_{\text{реж}}, \kappa_{\text{СП}}), \quad (1)$$

где  $B_{\text{ПГУ}}$  — часовой расход топлива;  $t_{\text{в}}$  — температура наружного воздуха;  $N, Q$  — электрическая и тепловая нагрузки блока;  $\kappa_{\text{реж}}, \kappa_{\text{СП}}$  — параметры, определяющие режимы работы ПГУ (число работающих газовых турбин) и теплофикационной установки (одно- или двухступенчатый подогрев сетевой воды).

При таком задании расходной характеристики ПГУ задачу оптимизации решают непосредственно путем увеличения размерности задачи с включением дискретных параметров по числу газовых турбин и режимов сетевых подогревателей, однако это существенно усложняет алгоритм оптимизации и не всегда приводит к эффективному решению. Поэтому, как правило,

регрессионные зависимости устанавливают применительно к конкретным условиям работы ПГУ и сетевых подогревателей.

Независимо от формы представления нормативных характеристик, они не учитывают текущее состояние сетевых подогревателей и не решают проблему распределения тепловой нагрузки между сетевыми подогревателями с учетом фактических недогревов в сетевых подогревателях, что ставит под сомнение результаты оптимизационных расчетов.

Предложены методические подходы к учету приведенных факторов в дополнение к существующим алгоритмам оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок на базе математической модели теплофикационной установки на примере ПГУ-450 при работе ее в теплофикационном режиме с закрытой диафрагмой. Принято, что поставленная задача выбора режимов работы сетевых подогревателей выполняется после оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок по одному из известных методов [7, 9] с целью уточнения и оптимизации распределения общей тепловой нагрузки между сетевыми подогревателями с учетом их текущего технического состояния.

Приведены методика и алгоритмы решения поставленной задачи для двух наиболее характерных режимов работы теплофикационной установки энергоблока ПГУ-450, расчетная схема которой дана на рисунке.

Работа теплофикационной установки рассмотрена при следующих условиях:

- анализируется режим с закрытой диафрагмой низкого давления с пропуском небольшого количества пара в конденсатор для охлаждения последних ступеней ЦНД, работающих в вентиляционном режиме;
- давление пара в отборах на ПСГ регулируется регуляторами давления после себя в зависимости от требуемой температуры сетевой воды за ПСГ, при этом в зависимости от числа включенных ПСГ в работе находится регулятор, обеспечивающий давление пара в соответствии с заданной температурой сетевой воды за ПСГ;
- принято, что давление пара в отборах паровой турбины при закрытой диафрагме устанавливается в соответствие с формулой Флюгеля с обеспечением значений в пределах, прописанных заводом-изготовителем:

$$\begin{aligned} \text{нижний (на ПСГ-1)} & \text{ — от } 0,04 \text{ до } 0,18 \text{ МПа;} \\ \text{верхний (на ПСГ-2)} & \text{ — от } 0,1 \text{ до } 0,21 \text{ МПа.} \end{aligned} \quad (2)$$

- ПСГ, помимо основной линии сетевой воды, оснащены обводными линиями для пропуска части сетевой воды в случаях, если давление пара в отборах превышает допустимое значение (на рисунке не показаны).

- при выборе режима теплофикационной установки выявлено, что при заданных тепловой и электрической мощностях, полученных в результате оптимального распределения, расход топлива рассчитан на базе

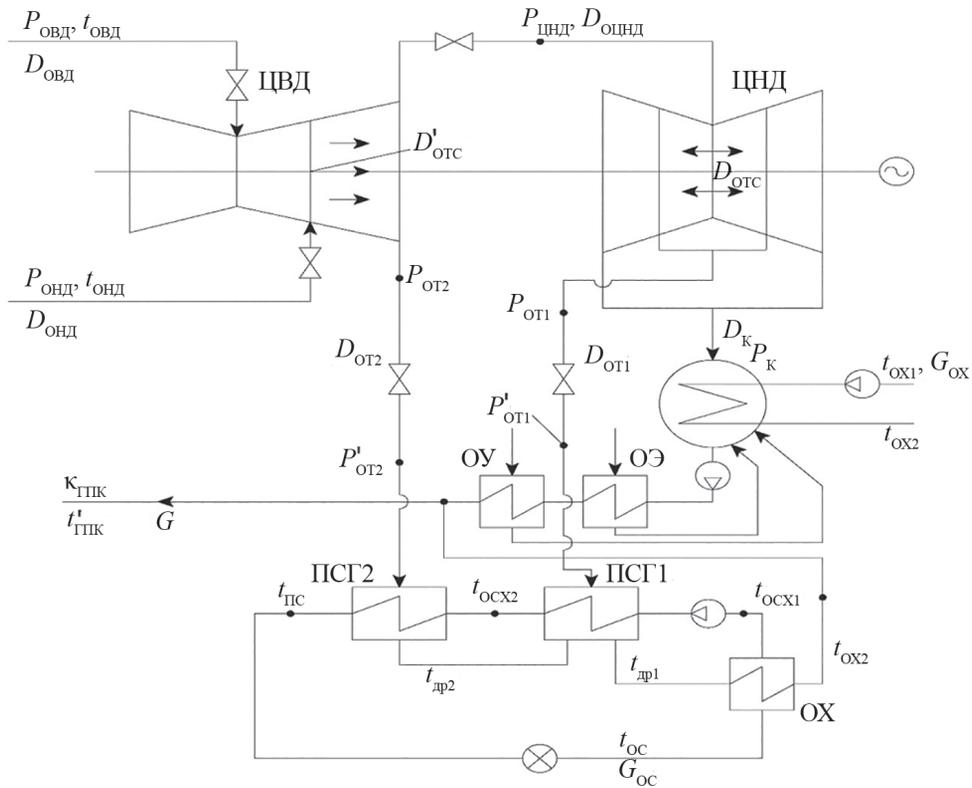


Рис. 1. Расчетная схема теплофикационной установки ПГУ-450

уравнения (1) при заданной температуре наружного воздуха в режиме двухступенчатого подогрева сетевой воды, т. е.

$$B_{\text{ПГУ}} = f(t_{\text{в}}, N_{\text{ПГУ}}, Q_{\Sigma}).$$

Таким образом, постановка задачи следующая: при заданных электрической мощности ПГУ, тепловой нагрузке теплофикационной установки  $Q_{\Sigma}$ , температуре обратной сетевой воды  $t_{\text{ос}}$ , температуре на выходе из теплофикационной установки  $t_{\text{пс}}$  и фактических текущих значениях недогрева в сетевых подогревателях  $\vartheta_{\text{ПСГ1}}$  и  $\vartheta_{\text{ПСГ2}}$  найти такое распределение  $Q_{\Sigma}$  между сетевыми подогревателями, чтобы обеспечить оптимум принятого критерия и, таким образом, определить оптимальное значение температуры сетевой воды между сетевыми подогревателями  $t_{\text{осx2}}$  и соответствующее давление в отборах турбины.

Вид критерия оптимизации зависит от конкретной решаемой задачи.

**Решение поставленной задачи при необходимости получения максимальной электрической мощности парогазовой установки**

Данная необходимость возникает на этапах выбора состава генерирующего оборудования и выхода на РСВ, при выполнении диспетчерского графика, прохождении пиковых нагрузок и участии станции на балансирующем рынке электроэнергии. Необходимость

получения максимальной электрической мощности при заданном отпуске тепла выгодна тем, что электроэнергия на тепловом потреблении вырабатывается при минимальных значениях удельного расхода топлива, чем и обусловлена высокая прибыль от ее продажи на оптовом рынке. Алгоритм решения во всех указанных случаях идентичен, рассмотрим его на примере решения задачи ВСВГО.

При решении задачи на этапе ВСВГО генерирующую компанию при постоянном тарифе на отпуск тепла интересует максимальная прибыль от продажи электроэнергии, т. е. максимальная электрическая мощность энергоблока при прогнозном значении отпуска тепла. Следовательно, критерий оптимизации при постоянном расходе топлива на ПГУ  $B_{\text{ПГУ}}$  имеет следующий вид:

$$N_{\Sigma} = f(Q_{\Sigma}, \vartheta_{\text{ПСГ1}}, \vartheta_{\text{ПСГ2}}, B_{\text{ПГУ}}) \rightarrow \max, \text{ при } B_{\text{ПГУ}} \rightarrow \text{пост.}$$

Особенность решения поставленной задачи на данном этапе заключается в том, что из-за неопределенности прогнозных величин отпуска тепла выполнение условия отпуска тепла на прогнозном уровне обязательно при наличии на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов.

Очевидно, что максимальная электрическая мощность паровой турбины и ПГУ в целом при закрытой диафрагме ЦНД и постоянных расходе топлива, а, соответственно, и пара высокого и низкого давлений и их параметров, мощности газовых турбин соответствует

максимальному расходу и низкому давлению пара в отборе на ПСГ1:

$$N_{\Sigma} = N_{\Sigma \max} \text{ при } P_{\text{ПСГ1}} = P_{\text{ПСГ1min}}$$

Минимальное значение давления пара в отборе на ПСГ1 принято в соответствии с (2).

Алгоритм решения поставленной задачи следующий.

1. Исходя из прогнозной величины отпуска тепла и температуры сетевой воды в обратной магистрали вычислим необходимую температуру сетевой воды на выходе из ПСГ2:

$$t_{\text{ПС}} = t_{\text{ОС}} + \frac{Q_{\Sigma}}{C_{\text{В}} G_{\text{СВ}}}, \quad (3)$$

При заданных температуре сетевой воды на выходе из ПСГ2 и недогреве сетевой воды в нем рассчитаем температуру насыщения отборного пара в ПСГ2

$$t_{\text{Н2}} = t_{\text{ПС}} + \vartheta_{\text{СП2}} \quad (4)$$

и найдем давление пара в отборе пара на входе в ПСГ2 и на выходе из турбины:

$$P'_{\text{ПСГ2}} = f(t_{\text{Н2}}); P_{\text{ОТ2}} = 1,05 P'_{\text{ОТ2}}. \quad (5)$$

С учетом полученных значений давления пара в отборах турбины на ПСГ и известных параметрах пара высокого и низкого давлений построим процесс расширения пара в *h-s*-диаграмме и определим энтальпии пара в отборе на ПСГ1 и его конденсата на выходе из ПСГ1.

При заданном фактическом недогреве сетевой воды в ПСГ1 отпуск тепла составит

$$\begin{aligned} Q_{\text{ПСГ1}} &= G_{\text{СВ}} C_{\text{СВ}} (t_{\text{ОСХ2}} - t_{\text{ОСХ1}}) = \\ &= G_{\text{СВ}} C_{\text{СВ}} (t_{\text{Н1}} - \vartheta_{\text{ПСГ1}} - t_{\text{ОС}} - \Delta t_{\text{ОХ}}) = \\ &= D_{\text{ПСГ1}} (h_{\text{ОТ1}} - h_{\text{ДР1}}) \eta_{\text{СП}}, \end{aligned} \quad (6)$$

откуда

$$D_{\text{ПСГ1}} = \frac{G_{\text{СВ}} (t_{\text{Н1}} - \vartheta_{\text{ПСГ1}} - t_{\text{ОС}} - \Delta t_{\text{ОХ}})}{(h_{\text{ОТ1}} - C_{\text{В}} t'_{\text{ДР1}}) \eta_{\text{СП}}}. \quad (7)$$

В этих условиях расход пара на ПСГ2 равен:

$$D_{\text{ПСГ2}} = D_{\text{ОВД}} + D_{\text{ОНД}} - D_{\text{ПСГ1}} - D_{\text{ОНД}}. \quad (8)$$

Из материального и теплового балансов ОХ2 при известной величине недогрева сетевой воды в ОХ  $\vartheta_{\text{ОХ}}$  нетрудно получить следующее выражение для определения зависимости температуры дренажа ПСГ от расхода сетевой воды  $G_{\text{СВ}}$  и суммарного расхода дренажей ПСГ:

$$t_{\text{КПСГ1}} = t_{\text{ОС}} + \frac{Q_{\text{ОХ}}}{C_{\text{В}}} \left( \frac{1}{G_{\text{СВ}}} + \frac{1}{D_{\text{КПСГ1}}} \right) + \vartheta_{\text{ОХ}}, \quad (9)$$

где  $Q_{\Sigma1}$ ,  $Q_{\text{ПСГ1}}$  — тепловые нагрузки турбины и ПСГ1;  $Q_{\text{ОХ}}$  — тепло, отдаваемое конденсаторами ПСГ-1 и ПСГ2 сетевой воде в охладителе (принято на уровне

15...20 Гкал с последующим уточнением);  $Q_{\text{ДР1}}$  — тепло, поступающее в охладитель с дренажом из ПСГ1;  $h_{\text{ОТ1}}$ ,  $t_{\text{ДР1}}$  — энтальпия греющего пара отбора 1 и температура дренажа этого пара;  $\Delta t_{\text{ОХ}}$  — подогрев сетевой воды в охладителе дренажа ПСГ1;  $\vartheta_{\text{ОХ}}$  — недогрев сетевой воды в охладителе;  $D_{\text{ОВД}}$ ,  $D_{\text{ОНД}}$ ,  $D_{\text{ПСГ1}}$ ,  $D_{\text{ПСГ2}}$ ,  $D_{\text{ОНД}}$  — расходы пара высокого и низкого давлений на ПСГ1 и ПСГ2 и в конденсаторе, соответственно.

Совместное решение системы уравнений (3) — (9) позволяет получить значения расхода пара через отсеки турбины и найти фактическое давление в отборе на ПСГ2 по формуле Флюгеля (пренебрегая для упрощения температурной поправкой)

$$\frac{D_{\text{ОТС}}}{D_{\text{ОТС0}}} = \sqrt{\frac{P_{\text{ОТ2}}^2 - P_{\text{ОТ1}}^2}{P_{\text{ОТ20}}^2 - P_{\text{ОТ10}}^2}},$$

из которой устанавливается фактическое значение давления пара в отборе на ПСГ2:

$$P_{\text{ОТФ2}} = \sqrt{P_{\text{ОТ1}}^2 + \frac{B_{\text{ОТС}}}{B_{\text{ОТС0}}} (P_{\text{ОТ20}}^2 - P_{\text{ОТ10}}^2)},$$

где параметры с индексом «0» соответствуют параметрам «базового» варианта, заранее рассчитанного на базе заводских или расчетных данных;  $P_{\text{ЛС}} = P_{\text{ОТ1}}$  — давление пара на ПСГ1;  $D_{\text{ОТС}}$  — расход пара через отсек ЦНД,

$$D_{\text{ОТС}} = D_{\text{ВД0}} + D_{\text{НД0}} - D_{\text{ПСГ2}}.$$

Полученное фактическое давление в отборе на ПСГ2 сравнивается с рассчитанным выше значением в (10), и при необходимости расчет повторяется с новым значением давления в отборе до получения удовлетворительных результатов.

Исходя из уточненного значения давления в отборе на ПСГ2, вычислим фактические давление отборного пара на входе в ПСГ2  $P'_{\text{ОТ2}}$  и температуру сетевой воды на выходе из ПСГ2

$$t_{\text{ФПС}} = t_{\text{Н2}}(P'_{\text{ОТ2}}) - \vartheta_{\text{СП2}},$$

а также соответствующий этой температуре фактический отпуск тепла ПСГ2 и теплофикационной установкой в целом:

$$Q_{\text{ФПСГ2}} = G_{\text{СВ}} C_{\text{СВ}} (t_{\text{ФПС}} - t_{\text{ОСХ2}});$$

$$Q_{\text{Ф\Sigma}} = Q_{\text{ФПСГ2}} + Q_{\text{ПСГ1}} + Q_{\text{ОХ}}.$$

При полученных значениях давления в отборах турбины на сетевые подогреватели рассчитывается максимальная электрическая мощность при полученном фактическом отпуске тепла.

Если полученный фактический отпуск тепла меньше требуемого исходного объема, т. е.  $Q_{\text{Ф\Sigma}} < Q_{\Sigma}$ , то недостаток тепла компенсируется на пиковых водогрейных котлах.

Расход топлива на ПГУ при этом возрастает на величину

$$\Delta B_{\text{ПГУ}} = \frac{Q_{\Sigma} - Q_{A\Sigma}}{Q_Y^H \eta_{GDR}}$$

Очевидно, что рост расхода топлива ведет к некоторому увеличению ожидаемой цены электроэнергии при выходе станции на РСВ. С другой стороны, заявленная цена электроэнергии в результате решения задачи ВСВГО, в соответствии с регламентом рынка, является предельной ценой при подготовке ценопринимающей заявки генерирующей компании на РСВ, поэтому данное уточнение — очень важный фактор для обеспечения максимальной прибыли от продажи электроэнергии по ее реальной цене.

Увеличение суммарного расхода топлива приводит к тому, что при выходе на рынок электроэнергии (без учета этого фактора) реальные показатели ТЭЦ могут быть выше заявленных, что приведет к росту штрафов на ТЭЦ.

**Решение поставленной задачи при необходимости получения минимальной электрической мощности парогазовой установки**

Необходимость получения минимальной электрической мощности ПГУ при заданном отпуске тепла возникает при прохождении ночных провалов графика электропотребления в силу того, что цена электроэнергии при этом минимальна, и при определенных условиях ее продажа на рынке экономически не оправдана, но при этом необходимо обеспечение заданного объема отпуска тепла.

Возможны несколько способов снижения мощности ПГУ до минимального значения.

1. Перевод ПГУ в режим ГТУ–ТЭЦ, при котором пары высокого и низкого давлений помимо паровой турбины сбрасывают в пиковые сетевые подогреватели, если они имеются, или ПСГ1 и ПСГ2 при их отсутствии, а паровую турбину останавливают или переводят в моторный режим [10].

Останов паровой турбины связан со снижением надежности ее работы и потерями топлива при обратном ее пуске. Использование моторного режима решает указанные проблемы при останове, но требует дополнительных схемных решений для организации подачи охлаждающего пара в турбину.

2. Перевод теплофикационной установки в режим одноступенчатого подогрева сетевой воды с подачей отборного пара в ПСГ2 с использованием обводной линии помимо ПСГ1. Такой режим работы возможен, если при этом обеспечивается требуемый объем отпуска тепла без увеличения электрической мощности газовых турбин. При отключенном ПСГ1 ограничивающим фактором может стать допустимая температура конденсата паровой турбины на входе в охладитель дымовых газов на выходе из котла-утилизатора.

3. Режим работы теплофикационной установки с двухступенчатым подогревом сетевой воды с максимально возможным (по условию обеспечения температуры сетевой воды на выходе из ПСГ2) пропуском отборного пара в ПСГ2.

Рассмотрим третий режим, реализация которого не требует изменений в тепловой схеме теплофикационной установки. Цель решения задачи заключается в корректировке минимального значения электрической мощности ПГУ, полученной в результате оптимального распределения тепловой и электрической нагрузок с учетом фактических значений недогрева сетевой воды в сетевых подогревателях.

Критерий оптимизации равен:

$$N_{\Sigma} = f(Q_{\Sigma}, \vartheta_{\text{ПСГ1}}, \vartheta_{\text{ПСГ2}}, B_{\text{ПГУ}}) \rightarrow \min,$$

при  $Q_{\Sigma}, B_{\text{ПГУ}} \rightarrow \text{пост.}$

В данном случае однозначным решением при приведенных условиях работы ПГУ станет установка максимального давления пара на ПСГ 2:

$$N_{\Sigma} = N_{\Sigma \text{min}} \text{ при } P_{\text{ПСГ2}} = P_{\text{ПСГ1max}}$$

Исходные данные для решения поставленной задачи:

- расход сетевой воды и ее температура в обратной магистрали;
- тепловая нагрузка теплофикационной установки;
- величины недогревов сетевой воды в сетевых подогревателях;
- расход топлива на ПГУ при оптимальном распределении тепловой и электрической нагрузок на станции или ГТП;
- расход и параметры пара высокого и низкого давлений на входе в паровую турбину.

Алгоритм решения при традиционном решении поставленной задачи следующий.

1. Зададим температуру сетевой воды в промежуточной точке

$$t_{\text{ОСХ2}} = \frac{1}{2}(t_{\text{ПС}} - t_{\text{ОСХ1}}) = \frac{1}{2}(t_{\text{ПС}} - t_{\text{ОС}} - \Delta t_{\text{СВОХ}}),$$

где  $\Delta t_{\text{СВОХ}}$  — подогрев сетевой воды в охладителе.

Установим величину  $Q_{\text{ОХ}}$  и, с учетом того, что

$$\Delta t_{\text{СВОХ}} = \frac{Q_{\text{ОХ}}}{G_{\text{CD}} C_D},$$

рассчитаем принятую температуру в промежуточной точке.

2. При заданных температуре сетевой воды на выходе из ПСГ2 и недогреве сетевой воды в нем вычислим температуру насыщения отборного пара в ПСГ2 по (4) и давление пара в отборе пара на входе в ПСГ2 и на выходе из турбины по (5).

3. При известных параметрах пара в ЦВД и полученном значении давления пара на выходе из ЦВД по-

строим процесс расширения пара в ЦВД и установим энтальпии пара в отборе на ПСГ2  $h_{от2}$  и его дренажа  $h_{др2}$ .

4. Из теплового баланса ПСГ2 рассчитаем расход греющего пара в ПСГ2:

$$D_{ПСГ2} = \frac{G_{СВ} C_{В} (t_{ПС} - t_{ОСХ2})}{(h_{от2} - h_{др2}) \eta_{СП}}$$

5. Из материального баланса расхода пара турбины найдем расход пара на ПСГ1:

$$D_{ПСГ1} = D_{0ВД} + D_{0НД} - D_{ПСГ2} - D_{К}. \quad (10)$$

6. Из (7) получим давление пара в отборе на ПСГ1:

$$P_{от1} = \sqrt{P_{от2}^2 - \frac{D_{отс}}{D_{отс0}} (P_{от20}^2 - P_{от10}^2)}.$$

7. Вычислим давление пара на входе в ПСГ1  $P'_{от1}$ , его температуру насыщения  $t_{н1}(P'_{от1})$  и фактическое значение температуры сетевой воды на выходе из ПСГ1:

$$t_{фосх2} = t_{н1}(P'_{от1}) - \vartheta_{ПСГ1}.$$

8. Полученное значение температуры сетевой воды сравним с ее принятым значением из п. 1:

$$\left| \frac{t_{фосх2} - t_{осх2}}{t_{осх2}} \right| \leq \delta,$$

где  $\delta$  — допустимая абсолютная погрешность расчета.

При выполнении условия (10) — переход к п. 9, в противном случае принимается новое значение (боль-

### Литература

1. Дьяков. А.Ф., Березинец П.А., Грибов В.Б. Теплофикационная парогазовая установка Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга. Статические характеристики // Электрические станции. 1996. № 12. С. 9—16.
2. Neklyudov A.V., Andryushin A.V., Arakelyan E.K., Andryushin K.A. Optimization of Operating Modes of the Equipment on the Example of a Co-generation Thermal Power Plan // J. Phys: IOP Conf. Series. 2017. V. 891. P. 012287.
3. Аракелян Э.К. и др. Методические подходы к оптимальному управлению режимами работы ТЭЦ со сложным составом оборудования // Теплоэнергетика. 2012. № 10. С. 12—18.
4. Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. М.: Изд-во МЭИ, 2010.
5. Чалбышев А.В. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом современных условий их функционирования в составе электроэнергетической системы: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2015.
6. Цыпулев Д.Ю., Аракелян Э.К. Методические положения оптимального управления режимами ТЭЦ

ше или меньше в зависимости от знака разницы между ними) и переход к п. 2.

9. Построим процесс расширения пара в ЦВД и найдем энтальпии пара в отборе на ПСГ1  $h_{от1}$  и его дренажа  $h_{др1}$ .

10. Из теплового баланса ПСГ1 рассчитаем отпуск тепла при полученных параметрах греющего пара и сетевой воды:

$$Q_{ГСУ1} = D_{ПСГ1} (h_{от1} - h_{др1}) - D_{ПСГ2} (h_{др2} - h_{др1}) \eta_{СП}.$$

11. Уточним температуру сетевой воды перед ПСГ1  $t_{осх1}$  и тепловую нагрузку охладителя  $Q_{ох}$ :

$$t_{осх1} = t_{осх2} - \frac{Q_{ПСГ1}}{C_{СВ} G_{СВ}};$$

$$Q_{ох} = G_{СВ} C_{В} (t_{осх2} - t_{ос}).$$

12. Сравним полученное значение тепловой нагрузки охладителя и при необходимости повторим расчет до получения удовлетворительного решения.

13. При полученных значениях параметров пара в отборах паровой турбины вычислим электрическую мощность паровой турбины и ПГУ в целом.

### Заключение

Приведенные методика и алгоритмы учета фактического недогрева сетевой воды в сетевых подогревателях позволяют оптимально распределить тепловую нагрузку паровой турбины ПГУ между сетевыми подогревателями при различных режимах работы ПГУ, подготовке и выходе ее на рынок электроэнергии и мощности.

### References

1. D'yakov. A.F., Berezinets P.A., Gribov V.B. Teplofikatsionnaya Parogazovaya Ustanovka Severo-Zapadnoy TETS Sankt-Peterburga. Staticheskie Kharakteristiki. Elektricheskie Stantsii. 1996;12:9—16. (in Russian).
2. Neklyudov A.V., Andryushin A.V., Arakelyan E.K., Andryushin K.A. Optimization of Operating Modes of the Equipment on the Example of a Co-generation Thermal Power Plan. J. Phys: IOP Conf. Series. 2017;891:012287.
3. Arakelyan E.K. i dr. Metodicheskie Podkhody k Optimal'nomu Upravleniyu Rezhimami Raboty TETS so Slozhnym Sostavom Oborudovaniya. Teploenergetika. 2012;10:12—18. (in Russian).
4. Sultanov M.M. Optimizatsiya Rezhimov Raboty Oborudovaniya TETS po Energeticheskoy Effektivnosti: Avtoref. Diss. ... Kand. Tekhn. Nauk. M.: Izd-vo MEI, 2010. (in Russian).
5. Chalbyshv A.V. Optimizatsiya Rezhimov Raboty TETS s Uchetom Sovremennykh Usloviy Ikh Funktsionirovaniya v Sostave Elektroenergeticheskoy Sistemy: Avtoref. Diss. ...Kand. Tekhn. Nauk. Irkutsk: Izd-vo IrGTU, 2015. (in Russian).
6. Tsyulev D.Yu., Arakelyan E.K. Metodicheskie Polozheniya Optimal'nogo Upravleniya Rezhimami TETS

со сложным составом оборудования // Теплоэнергетика. 2008. № 3 С. 67—73.

7. **Радин Ю.А.** Исследование и улучшение маневренности парогазовых установок: дисс. ... докт. техн. наук. М.: ОАО «ВТИ», 2013.

8. **Болонов В.О.** Выбор оптимальных режимов электростанций с ПГУ: дисс. ... канд. тех. наук. М.: Изд-во МЭИ, 2008.

9. **Arakelyan E.K., Andriushin A.V., Burtsev S.Y., Andriushin K.A., Hurshudyan S.R.** Methodology for Consideration of Specific Features of Combined-cycle Plants with the Optimal Sharing of the Thermal and the Electric Loads at Combined Heat Power Plants with Equipment of a Complex Configuration // Thermal Eng. 2015. V. 62. No. 5. Pp. 335—340.

10. **Аракелян Э.К., Андриюшин А.В., Бурцев С.Ю., Андриюшин К.А.** Исследование технической целесообразности перевода паровой турбины Т-125/150 в моторный режим при работе ПГУ-450 в режиме ГТУ-ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2018. № 12. С. 53—64.

so Slozhnym Sostavom Oborudovaniya. Teploenergetika. 2008;3:67—73. (in Russian).

7. **Radin Yu.A.** Issledovanie i Uluchshenie Manevrennosti Parogazovykh Ustanovok: Diss. ... Dokt. Tekhn. Nauk. M.: ОАО «ВТИ», 2013. (in Russian).

8. **Bolonov V.O.** Vybora Optimal'nykh Rezhimov Elektrostantsiy s PGU: Diss. ... Kand. Tekh. Nauk. M.: Izd-vo MEI, 2008. (in Russian).

9. **Arakelyan E.K., Andriushin A.V., Burtsev S.Y., Andriushin K.A., Hurshudyan S.R.** Methodology for Consideration of Specific Features of Combined-cycle Plants with the Optimal Sharing of the Thermal and the Electric Loads at Combined Heat Power Plants with Equipment of a Complex Configuration. Thermal Eng. 2015;62;5:335—340.

10. **Arakelyan E.K., Andryushin A.V., Burtsev S.Yu., Andryushin K.A.** Issledovanie Tekhnicheskoy Tselesoobraznosti Perevoda Parovoy Turbiny T-125/150 v Motorny Rezhim pri Rabote PGU-450 v Rezhime GTU-TETS. Teploenergetika. 2018;12:53—64. (in Russian).

#### Сведения об авторах:

**Аракелян Эдик Койрунович** — доктор технических наук, профессор кафедры автоматизированных систем управления тепловыми процессами НИУ «МЭИ», e-mail: Edik\_arakelyan@inbox.ru

**Андриюшин Александр Васильевич** — доктор технических наук, профессор кафедры автоматизированных систем управления тепловыми процессами НИУ «МЭИ», e-mail: AndriushinAV@mpei.ru

**Ягупова Юлия Юрьевна** — аспирант, ассистент кафедры автоматизированных систем управления тепловыми процессами НИУ «МЭИ», e-mail: YagupovaYY@mpei.ru

**Мезин Сергей Витальевич** — кандидат технических наук, доцент кафедры автоматизированных систем управления тепловыми процессами НИУ «МЭИ», e-mail: MezinSV@mpei.ru

#### Information about authors:

**Arakelyan Edik K.** — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Automated Control Systems for Thermal Processes Dept., NRU MPEI, e-mail: Edik\_arakelyan@inbox.ru

**Andryushin Aleksandr V.** — Dr.Sci. (Techn.), Professor of Automated Control Systems for Thermal Processes Dept., NRU MPEI, e-mail: AndriushinAV@mpei.ru

**Yagupova Yuliya Yu.** — Ph.D.-student, Assistant of Automated Control Systems for Thermal Processes Dept., NRU MPEI, e-mail: YagupovaYY@mpei.ru

**Mezin Segrey V.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Automated Control Systems for Thermal Processes Dept., NRU MPEI, e-mail: MezinSV@mpei.ru

**Работа выполнена при поддержке:** РФФИ (грант № 20-38-90146)

**The work is executed at support:** RFBR (Grant No. 20-38-90146)

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

**Conflict of interests:** the authors declare no conflict of interest

**Статья поступила в редакцию:** 01.03.2022

**The article received to the editor:** 01.03.2022