

Extended Schedule of Heating Regulation: Assessment of the Impact on the Efficiency of Steam Turbine CHP Plants

Pyatin A.A.

Kirov branch of PJSC "T Plus", Kirov, Russian Federation

Suvorov D.M.

Vyatka State University, Kirov, Russian Federation

Abstract. The aim of the work is to study the energy efficiency of using an extended schedule of heating regulation when using it for a model district heating system connected to the CHP. The extended schedule of heating regulation ensures the maximum use of the thermal potential of the heat transfer agent and the minimum energy costs for its transport. The assessment of the impact of the extended schedule on the energy efficiency of the CHPP operation was carried out by using an adequate mathematical model of the heat supply system in a generalized form. It was determined that when switching to an extended schedule, the specific energy production for heat consumption in a wide range of changes in the district heating coefficient of a model CHPP increases by 1-2% when working on an electrical schedule and by 4-6% when working on a thermal schedule. The calculation of the modes of a model CHPP with a fixed design heat load of the CHPP and constant electric power showed that the transition to an extended schedule leads to fuel savings of up to 4.5% during the heating period. Calculations showed that a decrease in heat supply during the transition to new methods of regulation is unprofitable for thermal power plants; therefore, tariffing in the field of thermal energy requires changes, including the transition to two-part tariffs. The results obtained are important for assessing the effectiveness of the transition of heat supply systems to modern schedules of quantitative and qualitative regulation.

Keywords: heat supply system, heating load, heating regulation, temperature schedule, extended schedule of regulation, CHPP, specific consumption, two-part tariff.

DOI: 10.5281/zenodo.4018949

UDC: 697.34

Program extins de reglementare a încălzirii: evaluarea eficienței cogenerării cu turbină cu abur

Pyatin A.A.,

filiala Kirov a AP "T Plus" Kirov, Federația Rusă

Suvorov D.M.,

Universitatea de Stat Vyatka, Kirov, Federația Rusă

Rezumat. Scopul lucrării este de a studia eficiența energetică comparativă a utilizării unui program extins de control al încălzirii atunci când îl utilizați pentru un model de sistem de încălzire urbană conectat la o centrală cu cogenerare. Programul extins de control al încălzirii asigură utilizarea maximă a potențialului termic al purtătorului de căldură și consumul minim de energie pentru transportul acestuia la o anumită temperatură a aerului în incintă. Evaluarea influenței programului extins asupra eficienței energetice a funcționării CHP a fost realizată prin utilizarea unui model matematic adecvat al sistemului de alimentare cu căldură într-o formă generalizată. S-a stabilit, că la trecerea la un program extins de control, indicatorul specific de a energiei electrice pe baza consumului termic într-o gamă largă de modificări ale coeficienților de încălzire a unei turbine cu abur dincadrul CHP de tip T crește cu 1-2% când funcționează conform unui program electric și cu 4-6% când funcționează conform unui program termic. Calculul regimului pentru model CHP cu sarcina termică fixă a CHP și volumului constant de livrare a energiei electrice a demonstrat, că trecerea la un program extins de control duce la economii de combustibil la CHP pentru perioada de încălzire de până la 4.5%. Cu toate acestea, integral, pedurata perioadei de încălzire, datorită scăderii cotei livrării de căldură cu 10-12% , cota de producere a energiei electrice de către CHP se micșorează cu 11-13%, ceea ce duce la o creștere a consumului specific de combustibil la livrarea energiei electrice. La funcționarea variantei model CHP conform curbei termice a sarcinii, economia anuală de combustibil ajunge la 8-11%, dar livrarea anuală a energiei electrice se reduce cu 6-8%.

Cuvinte-cheie: sistem de alimentare cu căldură, sarcină termică, reglare a încălzirii, program de temperatură, program de reglare extins, cogenerare, consum specific, tarif cu două rate.

Расширенный график регулирования отопления: оценка влияния на эффективность паротурбинных ТЭЦ

Пятин А.А., Кировский филиал ПАО «Т Плюс» Киров, Российская Федерация

Суворов Д.М., Вятский государственный университет, Киров, Российская Федерация

Аннотация. Целью работы является исследование энергетической эффективности применения расширенного графика регулирования отопления при его использовании для модельной системы

централизованного теплоснабжения, подключенной к ТЭЦ. Расширенный график регулирования отопления обеспечивает максимальное использование теплового потенциала теплоносителя и минимальные затраты энергии на его транспорт при заданной температуре воздуха в помещениях. Оценка влияния расширенного графика на энергетическую эффективность работы ТЭЦ выполнена путем использования адекватной математической модели системы теплоснабжения в обобщенном виде. Определено, что при переходе на расширенный график удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении в широком диапазоне изменения коэффициентов теплофикации модельной паротурбинной ТЭЦ с турбинами типа Т увеличивается на 1-2% при работе по электрическому графику и на 4-6% при работе по тепловому графику. Расчет режимов модельной ТЭЦ при фиксированной расчетной тепловой нагрузке ТЭЦ и неизменной величине отпуска электроэнергии показал, что переход на расширенный график приводит к экономии топлива на ТЭЦ за отопительный период до 4.5%. Однако интегрально за отопительный период из-за снижения отпуска теплоты от ТЭЦ на 10-12% доля теплофикационной выработки электроэнергии снижается на 11-13%, что приводит к росту удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии. При работе модельной ТЭЦ по тепловому графику годовая экономия топлива достигает 8-11%, но годовой отпуск электроэнергии снижается на 6-8%. Расчеты показали, что уменьшение отпуска теплоты при переходе на новые способы регулирования в существующих экономических условиях невыгодно для ТЭЦ, поэтому тарификация в области тепловой энергии требует изменений, в том числе перехода к двухставочным тарифам. Полученные результаты имеют важное значение для оценки эффективности перехода систем теплоснабжения на современные графики количественно-качественного регулирования.

Ключевые слова: система теплоснабжения, отопительная нагрузка, регулирование отопления, температурный график, расширенный график регулирования, ТЭЦ, удельный расход, двухставочный тариф.

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с прогнозной оценкой технологической трансформации энергетики России, выполненной учеными ИНЭИ РАН с учетом тенденция к росту эффективности при производстве, распределении и потреблении электрической и тепловой энергии в стране [1], предполагается существенное увеличение доли ТЭЦ в структуре отпуска тепла. На основании прогноза [1] можно сделать вывод, что для России важнейшим источником роста энергоэффективности в сфере централизованного теплоснабжения на основе теплофикации должно стать увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении паротурбинными ТЭЦ. Как известно, теплофикационная выработка электроэнергии такими ТЭЦ производится с удельными расходами условного топлива на отпуск электроэнергии, не превышающими 175 г у.т./кВт·ч (по физическому методу). Данный показатель паротурбинных ТЭЦ лучше, чем для любых современных технологий с потерями теплоты в холодном источнике, включая парогазовые [2]. При этом для работы турбоустановок по тепловому графику при полностью закрытых регулирующих диафрагмах (РД) части низкого давления (ЧНД) принимается, что вся электроэнергия вырабатывается на тепловом потреблении.

Таким образом, можно сформулировать две задачи, которые должны решаться для обеспечения роста энергоэффективности – увеличение отпуска тепловой энергии от ТЭЦ за счет увеличения присоединенной тепловой нагрузки и увеличение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении в соответствии с графиками регулирования. Также может быть сформулирована еще одна, вспомогательная задача – повышение эффективности работы ТЭЦ путем распределения тепловых нагрузок между агрегатами, поддержания оборудования в наилучшем состоянии и минимизации всех видов потерь [3].

Расширенный график регулирования отопления (РГР), представленный ранее в работах одного из авторов (см. Пятин А.А. «Новая модель регулирования – теоретическая основа высокоэффективного отопления». ЭКО-ТЭК, 2019, №1(70). http://www.energy-saving.ru/uploads/files/eko-tek_itog_70.pdf; Пятин А.А. «Сбалансированное отопление – новые возможности эффективности и энергосбережения». ЭКО-ТЭК, 2018, №3(68). http://www.energy-saving.ru/uploads/files/1-68_3.pdf), обеспечивает максимальное использование теплового потенциала теплоносителя, заданную температуру воздуха в отапливаемых помещениях и минимальные затраты энергии на транспорт

теплоносителя. Это достигается качественно-количественным регулированием отпуска тепла из автоматизированного теплового пункта в систему отопления здания, при котором сначала при понижении температуры наружного воздуха поддерживается минимально возможный по условию устойчивости системы отопления расход воды в нее, а увеличение отпуска тепла происходит за счет повышения температуры подаваемой воды и ее увеличенного охлаждения, а при достижении максимальной температуры подаваемой воды при дальнейшем снижении наружной температуры ее температура поддерживается постоянной и увеличение отпуска тепла происходит за счет увеличения расхода. Следует ожидать, что применение расширенного графика приведет в основной части отопительного периода к снижению температуры обратной сетевой воды до уровня 30...40 °С, что обеспечит существенное возрастание интегрального (за отопительный период) коэффициента использования теплового потенциала теплоносителя и уменьшение (в несколько раз) среднего расхода сетевой воды и затрат электроэнергии на привод сетевых насосов.

Целью работы является исследование сравнительной энергетической эффективности применения расширенного графика регулирования отопления при его использовании для модельной системы централизованного теплоснабжения (СЦТ), подключенной к ТЭЦ, в зависимости от температуры наружного воздуха и других факторов, а также в целом за отопительный период. При этом при реализации идеологии качественно-количественного регулирования отопления предполагается полная автоматизация как тепловых, так и гидравлических режимов работы всех абонентов (тепловых пунктов) [4-12]. Отличием выполненного исследования от предыдущих работ как отечественных [3-5], так и зарубежных ученых как в области регулирования систем теплоснабжения [6-12], так и в области моделирования оборудования ТЭЦ и оптимизации режимов их работы [13-21], является использование для достижения поставленной цели вновь полученных уравнений регулирования, представленных в работе (Пятин А.А. «Новая модель регулирования – теоретическая основа высокоэффективного отопления». ЭКО-ТЭК, 2019, №1(70)), и использование при

моделировании работы ТЭЦ по прогнозируемому графику нагрузки в отопительный период адекватных математических моделей турбоустановок, представленных, например, в работе (Татаринова Н.В., Суворов Д.М., Суших В.М. «Математические модели теплофикационных паротурбинных установок на основе экспериментальных характеристик турбинных ступеней и отсеков». Надежность и безопасность энергетики, 2017, №4).

ВЛИЯНИЕ РАСШИРЕННОГО ГРАФИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ТЭЦ

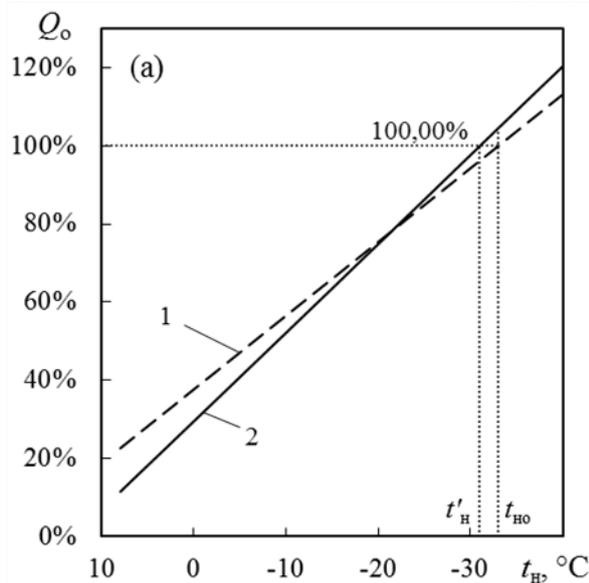
Энергетическая эффективность ТЭЦ при переходе к расширенному графику регулирования отопления повышается как вследствие увеличения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении, так и из-за снижения расхода электроэнергии на сетевые насосы (СЭН). Поскольку эти два фактора в значительной степени независимы друг от друга, а расход электроэнергии на СЭН в расчетном режиме определяется в основном гидравлическими характеристиками системы теплоснабжения, слабо связанными с характеристиками основного оборудования ТЭЦ, то влияние каждого из этих факторов рассчитывается отдельно.

Как показали исследования ВятГУ и ВТИ, оценка энергетического эффекта от изменения режимов работы ТЭЦ существенно зависит от условий сопоставления и от адекватности расчетных моделей турбоустановок. [2, 3]. Оценка влияния расширенного графика на энергетическую эффективность работы ТЭЦ в данном исследовании выполняется в обобщенном виде инвариантно по отношению к ценовым пропорциям на рынках топлива, тепла и электроэнергии, которые могут существенно различаться для различных регионов, различных временных периодов и даже для отдельных электростанций. Конкретизация эффектов может быть выполнена в дальнейшем при учете как конкретных граничных условий, так и дискретности состава основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ.

Расчет эффекта увеличения удельной теплофикационной выработки для условной (модельной) ТЭЦ вследствие применения РГР вместо исходного температурного графика отопления (ИТГ) зданий абонентов

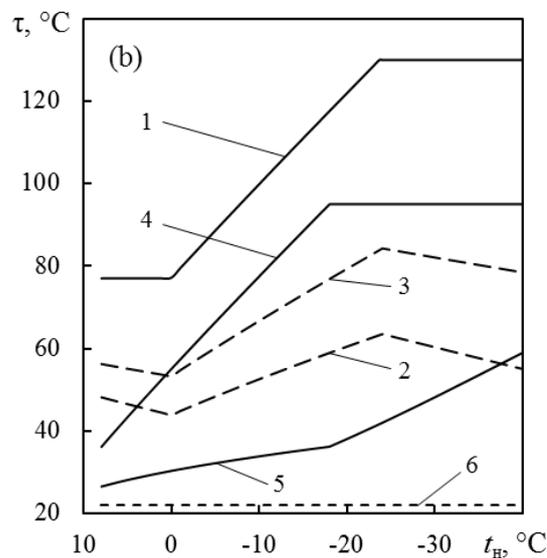
рассматриваемой модельной СЦТ производился при следующих граничных условиях.

1. Вся тепловая нагрузка системы теплоснабжения, подключенной к модельной ТЭЦ при климатических условиях г. Кирова, представляет собой только нагрузку



(a) Относительная отопительная нагрузка ТЭЦ модельной СЦТ: 1 – при ИТГ; 2 – при РГР.

отопления, что объясняется заданием температуры обратной сетевой воды по утвержденному температурному графику для данного города равной температуре воды после элеваторных систем отопления (рис.1, 2).



(b) Температуры: 1 – прямой сетевой воды; 2 – обратной сетевой воды при ИТГ; 3 – воды в элеваторные системы отопления зданий при ИТГ; 4 – воды в системы отопления зданий при РГР; 5 – обратной сетевой воды при РГР; 6 – внутреннего воздуха при РГР.

Рис. 1. Относительные величины отопительной тепловой нагрузки (а) и температурный график (б) модельной системы централизованного теплоснабжения СЦТ и ТЭЦ при исходном температурном графике (ИТГ) или расширенном графике регулирования (РГР).¹

2. Модельная условная ТЭЦ имеет паротурбинные установки типа Т с двухступенчатыми отопительными отборами пара, работающими без промежуточного перегрева, с начальным давлением пара 12.8 МПа, что характерно для большинства отопительных ТЭЦ в России. Агрегаты загружаются параллельно по отопительной нагрузке и по электрической мощности, что дает возможность выполнять расчеты на математической модели одной турбоустановки.

3. В отопительный период при работе по ИТГ турбоагрегаты работают с постоянным и близким к номинальному расходом пара, в том числе в наиболее холодный период, когда отопительная нагрузка превышает располагаемую мощность отопительных отборов турбин – по тепловому графику (с закрытыми РД ЧНД), а в остальной период –

по электрическому графику. При переходе на РГР отпускаемая электрическая мощность ТЭЦ не изменялась, что позволило исключить эффекты, связанные с работой ТЭЦ на рынке электроэнергии.

4. Расчеты выполнены для средних условий одноградусных интервалов по наружной температуре в диапазоне +8...-36 °С, что соответствовало 44-м расчетным режимам и позволило с учетом повторяемости интервалов определять интегральный эффект по отопительному периоду, длительностью 5544 ч.

5. Расчеты произведены для четырех значений коэффициента теплофикации ТЭЦ по отопительной нагрузке, равных 0.4; 0.5; 0.6 и 0.7, что покрывает весь реальный диапазон режимов работы ТЭЦ в составе СЦТ с преобладающей отопительной нагрузкой.

¹Appendix 1

б. Пиковая нагрузка обеспечивается пиковыми водогрейными котлами (ПВК) или пиковыми сетевыми подогревателями паром от энергетических котлов ТЭЦ, но дискретность минимальной мощности ПВК не учитывается ввиду модельного характера расчетов, как не учитывается дискретность мощности или производительности котельных агрегатов, насосов и другого оборудования.

Имеющиеся на реальных ТЭЦ ограничения по минимальной мощности ПВК не требуют учета по двум причинам: во-первых, на ТЭЦ может быть установлено несколько таких котлов (до 10 при значительном количестве турбоагрегатов), и, во-вторых, минимальная пиковая мощность отопительной нагрузки может покрываться от пиковых сетевых подогревателей, не имеющих ограничений по минимальной нагрузке.

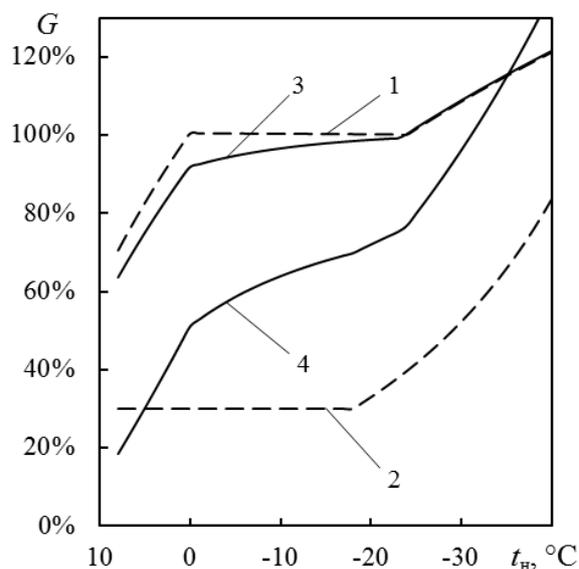
Аналогично может не учитываться и ограничение по минимальному расходу воды через сетевые подогреватели, так как реально при малых тепловых нагрузках из ряда параллельно включенных подогревателей может работать только один или два; кроме того, ограничение по минимальному расходу воды устраняется возможностью рециркуляции нагреваемой воды через сетевые подогреватели, и при этом результаты расчета на математической модели в области малых расходов сетевой воды не зависят от наличия либо отсутствия рециркуляции.

Использование указанных условий позволило получить на основе разработанных в ВятГУ совместно с ВТИ адекватных математических моделей турбоустановок результаты, позволяющие оценить энергетический эффект от перехода на РГР в максимально обобщенном виде.

Основные расчеты выполнены на модели турбоустановки Т-50-12.8, но проведение аналогичных расчетов на моделях Т-110-12.8 и Т-185-12.8 показало, что в виде удельных или относительных величин результаты различаются не более, чем на 2...3% (относительных), и полученные результаты могут быть распространены, с учетом указанных условий, на весь парк паротурбинных ТЭЦ с турбинами типа Т.

Расчеты на модели турбоустановки Т-50, подробно описанной, например, в работе (Татарина Н.В., Суворов Д.М., Суших В.М. «Математические модели теплофикационных

паротурбинных установок на основе экспериментальных характеристик турбинных ступеней и отсеков».



Расходы воды: 1 – в системы отопления зданий при ИТГ; 2 – в системы отопления при РГР; 3 – сетевой воды от ТЭЦ при ИТГ; 4 – сетевой воды от ТЭЦ при РГР.

Рис. 2. Графики относительных расходов воды в модельной системе теплоснабжения и от ТЭЦ при использовании ИТГ или РГР.²

Надежность и безопасность энергетики, 2017, №4), проводились при следующих основных параметрах: свежий пар имеет номинальное давление 12.75 МПа и температуру 555°C, включена штатная тепловая схема с подачей в деаэратор пара из 3-го отбора при давлении в деаэраторе 0.59 МПа, а плотность РД ЧНД соответствует заводским параметрам – при давлении в нижнем теплофикационном отборе 100 кПа расход пара в ЧНД составляет 2.89 кг/с [22]. Кроме того, параметры циркуляционной воды на входе в конденсатор поддерживались номинальными: расход 1950 кг/с и температура 20 °С, что обеспечивало давление в конденсаторе от 3 до 5.5 кПа в зависимости от расхода поступающего в него пара.

При работе ТЭЦ по ИТГ для каждой температуры наружного воздуха для модели турбоустановки задавалась температура и рассчитывался расход обратной сетевой воды исходя из того, что тепловая нагрузка турбоустановки при работе по электрическому графику соответствовала полной нагрузке ТЭЦ, а при работе по тепловому графику она была меньше нагрузки

²Appendix 1

ТЭЦ и рассчитывалась для режима с закрытой РД ЧНД. Расход пара на турбину при ИТГ принимался равным 72 кг/с, т.е. близким к номинальному расходу.

Тепловая нагрузка турбоустановки обеспечивалась двухступенчатым подогревом сетевой воды, и лишь при работе с коэффициентами теплофикации α_{CHP} , равными 0.6 и 0.7, в области высоких температур наружного воздуха и минимальных нагрузок при работе по РГР задвижка на верхний сетевой подогреватель (ВСП) была полностью закрыта.

При режиме одноступенчатого подогрева регулирование выполнялось паровой задвижкой на нижний сетевой подогреватель (НСП) при открытой РД ЧНД (см. рис.3).

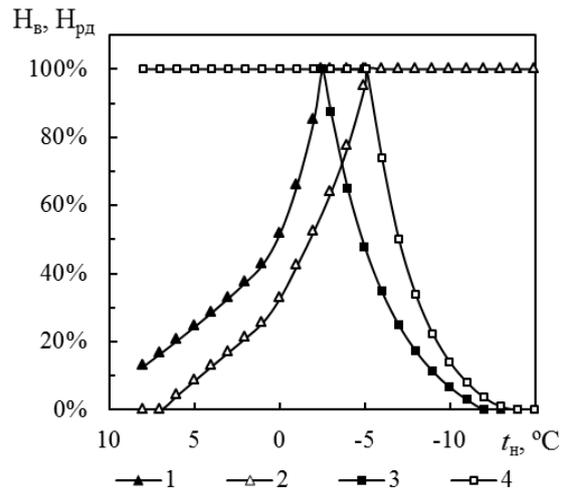
В остальных случаях регулирование в области малых нагрузок и при открытой РД ЧНД производилось паровой задвижкой на ВСП, а при ее полном открытии – посредством РД ЧНД, что показано на рис. 3 для $\alpha_{CHP}=0.6$. При полном закрытии РД ЧНД и более низких наружных температурах (на рис. 3 это ниже минус 12 °С при ИТГ и ниже минус 14 °С при РГР) модельная ТЭЦ работала по тепловому графику с включенными пиковыми источниками.

Таким образом, из примера расчета режимов подогрева сетевой воды, представленного на рис. 3, следует, что диапазон работы турбоустановки, когда регулирование ее тепловой нагрузки производится путем изменения открытия РД ЧНД, довольно узок и составляет для коэффициента теплофикации 0.6 от -3 до -12 °С при ИТГ и от -5 до -14 °С при РГР.

Относительная эффективность работы ТЭЦ при переходе на РГР по сравнению с ИТГ оценивалась для каждой температуры наружного воздуха через величину относительной экономии теплоты топлива на ТЭЦ $Q_{ЭК}/Q_c$, равной отношению величины экономии теплоты топлива в единицах мощности:

$$Q_{ЭК} = \Delta Q_o + \Delta Q_{пвк} \quad (1)$$

где $\Delta Q_o = Q_o^{umz} - Q_o^{pzp}$ – экономия в энергетических котлах; $\Delta Q_{пвк} = Q_{пвк}^{umz} - Q_{пвк}^{pzp}$ – экономия в ПВК, к величине $Q_c = Q_o^{umz} + Q_{пвк}^{umz}$ – сумме расходов теплоты топлива в единицах мощности для энергетических котлов (на турбоустановки) и ПВК при ИТГ.



Степень открытия: 1 – задвижек на ВСП при ИТГ; 2 – задвижек на ВСП при РГР; 3 – регулирующей диафрагмы ЧНД при ИТГ; 4 – регулирующей диафрагмы ЧНД при РГР.

Рис. 3. Степень открытия регулирующей диафрагмы ЧНД, $H_{рд}$, % и задвижек на верхний сетевой подогреватель H_v , %, при ИТГ и РГР в зависимости от температуры наружного воздуха при $\alpha_{CHP}=0.6$.³

Данная оценка оказалась возможна, так как каждый режим при РГР принимался при неизменной по сравнению с ИТГ отпускаемой электрической мощности, что позволило рассчитать энергетический эффект перехода к РГР без учета изменения отпуска электроэнергии, как сумму изменений расхода топлива и его теплоты для энергетических и пиковых котлов. В подобных расчетах относительного или удельного энергетического эффекта по затратам теплоты топлива КПД транспорта теплоты на ТЭЦ и КПД котлоагрегатов, как правило, не учитываются [2]. Эти КПД далее будут учтены при пересчете удельных расходов теплоты турбоустановки к удельным расходам условного топлива для ТЭЦ.

Неизменность отпуска электроэнергии в модельных расчетах достигалась путем задания для варианта с РГР такой электрической мощности турбоустановки, которая обеспечивала бы такой же отпуск электроэнергии, что и в варианте с ИТГ. При расчете предполагалось, что изменение расхода электроэнергии на привод СЭН равно изменению вырабатываемой электрической мощности турбоагрегата. При этом были рассчитаны два предельно возможных случая – во-первых, при максимально возможном теоретически уменьшении затрат электроэнергии на привод СЭН при наличии частотного регулирования СЭН и

³Appendix 1

неизменности гидравлического сопротивления системы теплоснабжения (при неизменном КПД сетевых насосов); во-вторых, при отсутствии уменьшения затрат электроэнергии на привод СЭН при переходе от ИТГ к РГР (такое возможно, если отсутствует частотное регулирование производительности СЭН, число включенных СЭН не изменяется и используются дроссельные регуляторы расхода как на ТЭЦ, так и в тепловой сети, а в области малых расходов возможно регулирование перепуском воды из напорной линии во всасывающую).

Расчет мощности СЭН модельной ТЭЦ для варианта работы по ИТГ выполнялся исходя из значения расчетной потребляемой мощности штатных сетевых насосов турбоустановок Т-50 типа СЭ-1250-140, определяемого при их номинальном напоре 140 м, и суммарном расчетном расходе сетевой воды при ИТГ, а также при КПД СЭН, равном 0.8, принятом не зависящим от режима работы при регулировании посредством ЧРП. Для остальных режимов работы при ИТГ, а также для режимов работы в условиях РГР по первому варианту мощность СЭН рассчитывалась пропорционально третьей степени отношения расхода сетевой воды к расчетному.

Графики зависимостей относительной экономии теплоты топлива от температуры наружного воздуха и от коэффициента теплофикации ТЭЦ представлены на рис. 4 (вариант 4а – при максимальной экономии на привод СЭН при наличии ЧРП, вариант 4б – прироста относительной экономии теплоты топлива $\Delta(Q_{\text{эк}}/Q_c)$ за счет максимального снижения расхода электроэнергии на СЭН).

На графике рис. 4а выделяются характерные зоны локальных экстремумов в зависимости экономии топлива от наружной температуры.

Первый экстремум относительной экономии – это локальный минимум, соответствующий полному закрытию РД ЧНД при ИТГ, после чего при понижении наружной температуры турбина работает по тепловому графику, тогда как при РГР турбина продолжает работать по электрическому графику. Это температуры -1°C ($\alpha_{\text{СНР}}=0.4$), -

6°C ($\alpha_{\text{СНР}}=0.5$), -12°C ($\alpha_{\text{СНР}}=0.6$) и -17°C ($\alpha_{\text{СНР}}=0.7$).

Следующий экстремум на рис. 4а при понижении наружной температуры – локальный максимум относительной экономии, соответствующий полному закрытию РД ЧНД турбины при РГР, и он тем выше, чем ближе друг к другу температуры перехода турбины при РГР и при ИТГ на работу по тепловому графику нагрузки.

Также на рис. 4а имеется отдельный пик относительной экономии теплоты топлива при наружной температуре, при которой при ее понижении происходит переход от регулирования паровой задвижкой на ВСП к регулированию прикрытием РД ЧНД при РГР (например, при $\alpha_{\text{СНР}}=0.6$ это температура -6°C).

В целом зависимости, приведенные на рис. 4а, показывают, что при наружных температурах выше -23°C всегда имеется положительный энергетический эффект от перехода к РГР, а при более низких температурах, меньших -27°C , этот эффект всегда отрицателен.

Отрицательный эффект перехода к РГР при низких температурах связан с тем, что при температурах -21°C и ниже тепловая нагрузка ТЭЦ при РГР выше, чем при ИТГ.

Эта разница обусловлена тем, что при РГР в отапливаемых помещениях зданий поддерживается температура воздуха 22°C , которая выше нормативной внутренней температуры 20°C при ИТГ.

То, что в области температур $-23\dots-27^\circ\text{C}$ РГР может давать положительный эффект, несмотря на увеличивающуюся тепловую нагрузку, объясняется большей удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении при РГР.

Положительный энергетический эффект перехода к РГР в единицах относительной экономии теплоты (рис. 4а) при более высоких наружных температурах в целом тем выше, чем меньше коэффициент теплофикации ТЭЦ, и его величина в области регулирования тепловой нагрузки путем прикрытия задвижек на ВСП при ИТГ и при РГР варьируется от 1.5 до 5.0% при максимальной экономии на привод СЭН (рис. 4а).

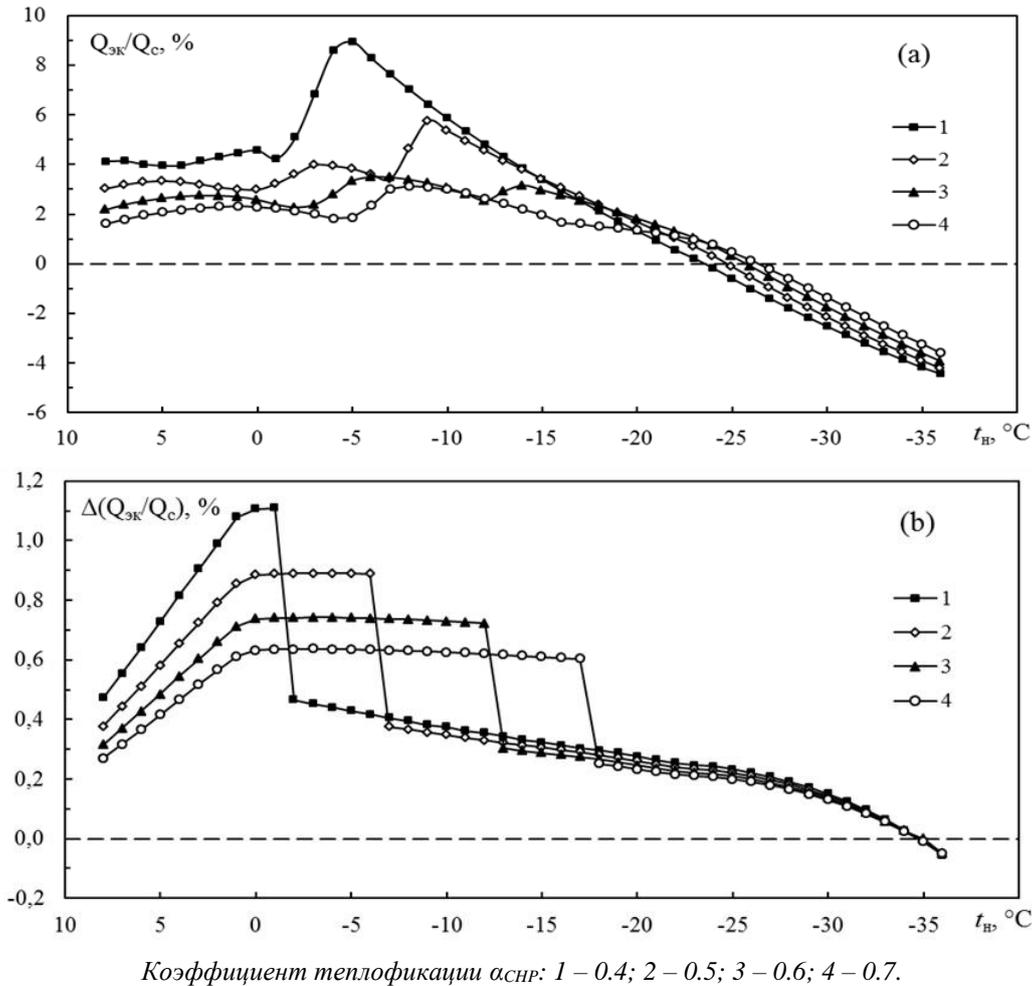


Рис. 4. Зависимости относительной экономии топлива ТЭЦ $Q_{эж}/Q_c$, %, от температуры наружного воздуха и от коэффициента теплофикации при переходе от ИТГ к РГР в модельной системе теплоснабжения при максимальной экономии на привод СЭН (а) и прироста относительной экономии топлива $\Delta(Q_{эж}/Q_c)$, %, за счет снижения расхода электроэнергии на СЭН (б).⁴

На рис.4б показано, что ЧРП и максимально эффективное регулирование СЭН дает возможность в основной по времени части графика отопительной нагрузки (от включения отопления до -15°C по температуре наружного воздуха) увеличить величину энергетического эффекта ($\Delta(Q_{эж}/Q_c)$ положительно) при переходе на РГР от 0.3 до 1.1 процентного пункта при работе турбины по электрическому графику (работа левее резкого скачка эффекта), а при работе турбины по тепловому графику (работа правее скачка эффекта) – в среднем, на 0.2...0.3 процентных пункта. Скачок эффекта объясняется тем, что при работе турбины по электрическому графику снижение электрической мощности обеспечивается работой турбоагрегата по конденсационному циклу, а при ее работе по тепловому графику – по теплофикационному, без дополнительной

экономии на изменении потерь в конденсаторе.

На рис. 5 представлена определенная с учетом повторяемости (длительности) одноградусных температурных интервалов интегральная за отопительный период относительная экономия топлива на рассматриваемой ТЭЦ при переходе с ИТГ на РГР в зависимости от коэффициента теплофикации ТЭЦ. Экономия топлива на ТЭЦ $W_{эж}$ находилась суммированием по всем интервалам произведений экономии топлива в единицах мощности на повторяемость одноградусного интервала ниже соответствующей наружной температуры. Относительная годовая экономия определялась по отношению к расходу топлива Q_c на ТЭЦ и по отношению к отпуску теплоты $Q_{оп}$ от ТЭЦ в систему теплоснабжения определенных при ИТГ

⁴Appendix 1

поинтервальным суммированием аналогично $W_{эк}$. Зависимости, приведенные на рис. 5, показывают, что при уменьшении коэффициента теплофикации от 0.7 до 0.4 имеет место нелинейный рост интегральной относительной экономии теплоты топлива на ТЭЦ с 1.53% до 4.06% при отсутствии экономии электроэнергии на привод СЭН и от 2.05% до 4.56% при максимальной экономии на привод СЭН. Этот рост объясняется повышением длительности полной загрузки отопительных отборов турбины в течение отопительного периода при уменьшении величины $\alpha_{СНР}$.

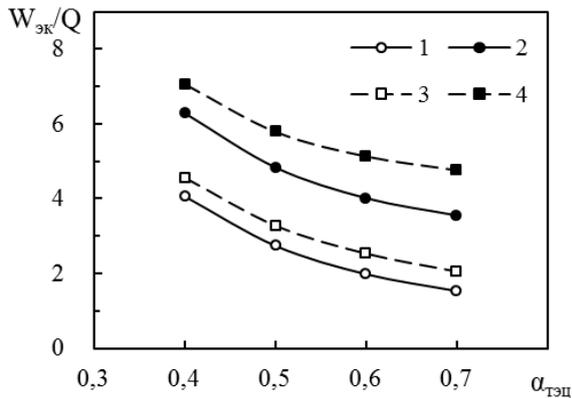


Рис. 5. Величина экономии теплоты $W_{эк}$ относительно теплоты топлива на ТЭЦ $W_{эк}/Q_c$, %, (линии 1, 3), и относительно теплоты, отпускаемой от ТЭЦ, $W_{эк}/Q_{оп}$, %, (линии 2, 4) при переходе к РГР в зависимости от коэффициента теплофикации ТЭЦ при отсутствии экономии электроэнергии на привод СЭН (линии 1, 2) и при максимальной экономии на привод СЭН (линии 3, 4).⁵

Вместе с тем, при работе ТЭЦ по электрическому графику удельный расход теплоты топлива на выработку электроэнергии $q_э$, рассчитываемый по физическому методу (то есть как отношение разности расхода теплоты на турбоустановку и ее внешней тепловой нагрузки к вырабатываемой электрической мощности [2]), при РГР выше, чем при ИТГ (рис. 6), так как в этом режиме тепловая нагрузка при РГР существенно ниже, чем при ИТГ, и теплофикационная выработка электроэнергии при РГР меньше, чем при ИТГ, несмотря на увеличение удельной выработки на тепловом потреблении $\mathcal{E}_т$.

На рис. 6 отчетливо виден переход от уменьшения величины $q_э$ при снижении наружной температуры в области работы ТЭЦ по электрическому графику (от -1 до -5 °С при $\alpha_{СНР}= 0.4$ до -17 °С при $\alpha_{СНР}= 0.7$) к

характерному для работы при тепловому графику (РД ЧНД в этом случае полностью закрыты) при более низких температурах воздуха стабильному значению удельного расхода теплоты.

Причем показательно, что при меньших значениях коэффициента теплофикации ($\alpha_{СНР}= 0.4$) величина $q_э$ не превышает величины 1.2, тогда как при более высоких значениях коэффициента теплофикации ($\alpha_{СНР}= 0.7$) величина $q_э$ составляет, в среднем, 1.3, что обусловлено большими давлениями пара в нижнем отопительном отборе при меньших расходах сетевой воды и большими расходами пара в конденсатор через неплотности закрытой регулирующей диафрагмы ЧНД, что приводит к относительно более высоким потерям теплоты в холодном источнике.

На рис. 7 показаны графики зависимости от наружной температуры отношения $\mathcal{E}_{т.РГР}/\mathcal{E}_{т.ИТГ}$ величин удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $\mathcal{E}_{т.РГР}$ при РГР и $\mathcal{E}_{т.ИТГ}$ при ИТГ при коэффициентах теплофикации 0.4 и 0.7, а также средней величины этого отношения для всего диапазона изменения коэффициента $\alpha_{СНР}= 0.4...0.7$.

Нестабильность и нелинейность зависимостей при различных коэффициентах теплофикации вытекают из нелинейности удельной выработки от температуры воздуха при работе по РГР и по ИТГ (рис. 8).

В зоне малых тепловых нагрузок, где регулирование при РГР выполняется прикрытием паровой задвижки на ВСП при полностью открытой РД ЧНД, преимущество РГР над ИТГ по удельной теплофикационной выработке электроэнергии невелико, а при коэффициентах теплофикации 0.4 и 0.5 при наружных температурах близких к 0 °С, оно вообще отсутствует (рис. 7, 8).

Как видно из рис. 7, в принятых условиях сопоставления существенное, т.е. на 2% и более, превышение величины $\mathcal{E}_т$ при РГР над ИТГ имеет место при наружной температуре ниже -10 °С, когда при ИТГ и при РГР регулирование выполняется прикрытием РД ЧНД, либо если турбоагрегат работает с полностью закрытой РД ЧНД.

В этих случаях более низкая температура обратной воды на входе в НСП турбоустановки при любых коэффициентах теплофикации обуславливает при РГР более низкое давление и энтальпию пара в нижнем

⁵Appendix 1

отборе, что и приводит к повышению удельной теплофикационной выработки при переходе от ИТГ к РГР.

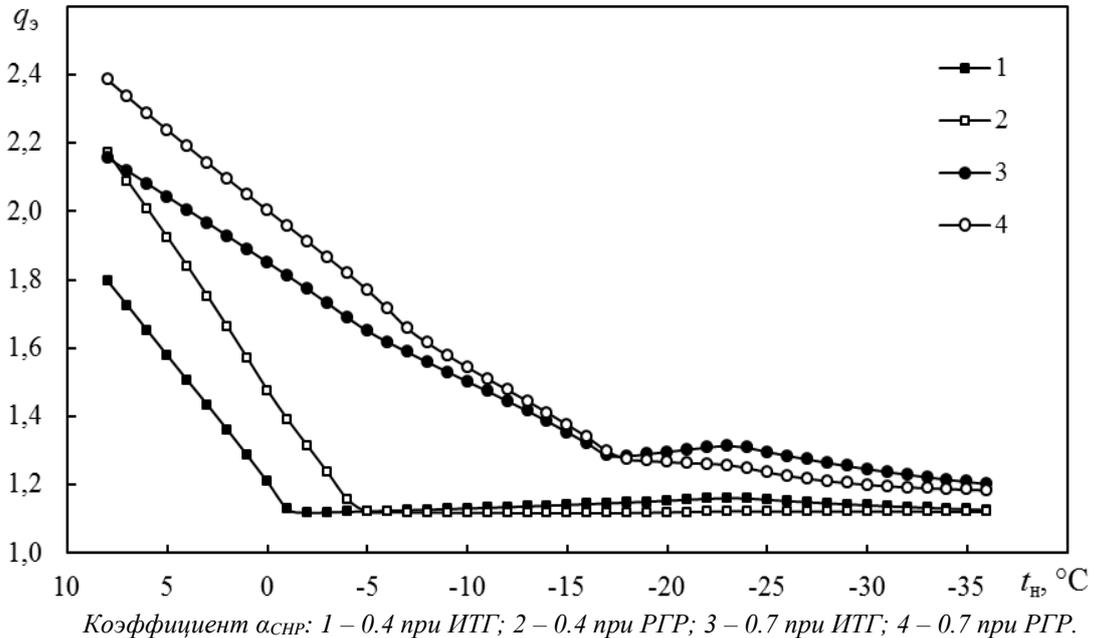
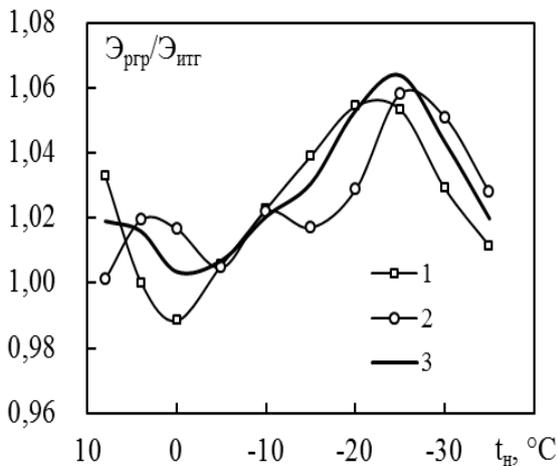
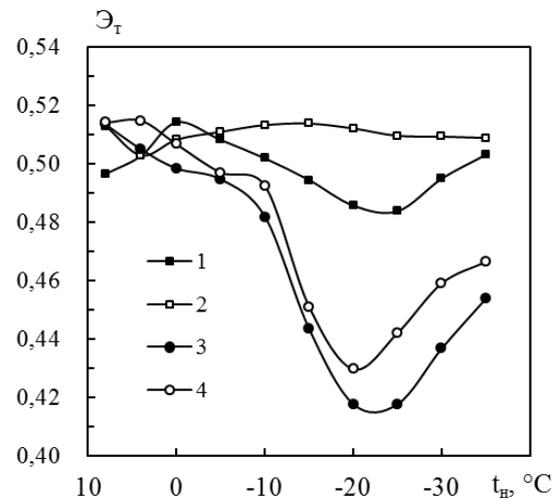


Рис. 6. Зависимость удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии от наружной температуры для модельной ТЭЦ при ИТГ или при РГР.⁶



Линии: 1 – при $\alpha_{СНР} = 0.4$; 2 – при $\alpha_{СНР} = 0.7$; 3 – среднее значение по диапазону $\alpha_{СНР} = 0.4 \dots 0.7$.

Рис. 7. Отношение величин удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении при РГР и при ИТГ при различных коэффициентах теплофикации и средняя величина отношения от всех рассчитанных значений коэффициента.⁷



Линии: 1 – $\alpha_{СНР} = 0.4$ при ИТГ; 2 – $\alpha_{СНР} = 0.4$ при РГР; 3 – $\alpha_{СНР} = 0.7$ при ИТГ; 4 – $\alpha_{СНР} = 0.7$ при РГР.

Рис. 8. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении \mathcal{E}_T при ИТГ или при РГР и при коэффициентах теплофикации ТЭЦ 0.4 и 0.7.⁸

Вышеуказанные результаты не означают, что в условиях эксплуатации не могут быть организованы режимы работы, в которых при высоких температурах наружного воздуха преимущество РГР над ИТГ по величине \mathcal{E}_T стало бы более существенным.

Например, если на ТЭЦ работают две однотипные турбоустановки, а тепловая нагрузка ТЭЦ при РГР составляет менее 50% от их суммарной номинальной тепловой мощности, то вся нагрузка ТЭЦ может обеспечиваться от одной турбины, а вторая, при необходимости сохранения общей

выработки, будет работать в конденсационном режиме.

Оптимизация состава и режимов работы турбоустановок ТЭЦ путем перераспределения тепловых нагрузок из условия максимизации теплофикационной выработки электроэнергии может более полно реализовать преимущества, связанные с пониженной температурой обратной сетевой воды.

Величина удельной теплофикационной выработки \mathcal{E}_t турбоустановкой (рис. 7, 8) вычислялась для каждого режима наружной температуры по формуле (2):

$$\mathcal{E}_m = \frac{k_m N_s}{Q_m} \quad (2)$$

где N_s – вырабатываемая электрическая мощность; Q_m – тепловая нагрузка теплофикационных отборов; k_m – доля выработки электроэнергии на базе отпуска тепла внешним потребителям, которая в модели турбоустановки вычислялась как отношение внутренних мощностей теплофикационных потоков пара из отопительных шестого и седьмого отборов, поступающих в ВСП и НСП, к сумме внутренних мощностей потоков пара, отбираемых в НСП и ВСП, и потока пара через ЧНД в конденсатор. При этом подходе электроэнергия, выработанная потоками пара на регенерацию, распределяется между конденсационным и теплофикационными потоками пропорционально внутренним мощностям данных потоков, и доля теплофикационной выработки определяется формулой (3):

$$k_m = \frac{G_6(i_0 - i_6) + G_7(i_0 - i_7)}{G_6(i_0 - i_6) + G_7(i_0 - i_7) + G_8(i_0 - i_8)} \quad (3)$$

где G_6, G_7, G_8 – расходы пара в ВСП, НСП и в ЧНД; i_0, i_6, i_7, i_8 – энтальпии пара на входе в турбину, в верхнем (шестом), нижнем (седьмом) отборах и пара поступающего в конденсатор.

Результаты расчетов, приведенные на рис. 7, 8, опровергают распространенное мнение о том, что для теплофикационных паровых турбин удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении тем выше, чем ниже температура обратной сетевой воды. При работе с заданным коэффициентом теплофикации это верно только в области работы по тепловому графику с закрытой РД ЧНД при двухступенчатом подогреве сетевой воды (правая часть графиков рис. 7, 8); но при работе по электрическому графику такой зависимости нет, и величина \mathcal{E}_t сложным образом зависит от соотношения между тепловой и электрической нагрузкой, и при работе с полным открытием РД ЧНД (это характерно для относительно малых тепловых нагрузок) давления в отопительных отборах (а значит – и удельная выработка электроэнергии) вообще перестают напрямую зависеть от температуры обратной сетевой воды. Такие режимы представлены на рис. 7, 8 при температурах выше 0 °С.

Зависимость средневзвешенной по одноградусным интервалам наружной температуры доли теплофикационной выработки электроэнергии за отопительный период от коэффициента теплофикации для принятых модельных условий приведена в таблице 1.

Таблица 1⁹

Сопоставление средневзвешенных за отопительный период параметров работы модельной ТЭЦ при ИТГ и РГР при различных значениях $\alpha_{СНР}$

$\alpha_{СНР}$	k_t		q_3		b_y^3 g eq / kWh			$\beta_{СЭН}, \%$	
	ИТГ	РГР	ИТГ	РГР	ИТГ	РГР 1	РГР 2	ИТГ	РГР
0.4	0.880	0.793	1.265	1.394	195.6	213.2	215.7	1.445	0.389
0.5	0.785	0.698	1.410	1.540	218.1	236.0	238.2	1.154	0.311
0.6	0.686	0.606	1.564	1.684	241.9	258.5	260.5	0.955	0.257
0.7	0.595	0.525	1.704	1.812	263.7	278.5	280.3	0.809	0.218

Примечание к таблице 1: РГР 1 – при максимальной экономии на СЭН, РГР 2 – при отсутствии экономии на СЭН.

С уменьшением доли теплофикационной выработки электроэнергии при переходе от ИТГ к РГР при сохранении общей выработки средневзвешенный удельный расход $q_{\text{э}}$ теплоты топлива на ТЭЦ на выработку и пропорциональный ему удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии $b_{\text{у}}^{\text{э}}$ (он приведен в таблице в г.у.т./кВт.ч) увеличиваются, что очевидно, причем при расчете $b_{\text{у}}^{\text{э}}$ КПД транспорта теплоты на ТЭЦ принят равным 0.98, а КПД энергетических и пиковых водогрейных котлов – равным 0.90. Для ИТГ параметр $b_{\text{у}}^{\text{э}}$ рассчитан при доле расхода электроэнергии ТЭЦ на собственные нужды, равном 10% от выработанной электрической мощности, а для РГР расход электроэнергии на собственные нужды определялся как 10% от выработки минус экономия расхода электроэнергии на привод сетевых насосов.

Суммарное за отопительный период потребление электроэнергии на СЭН определялось следующим образом. На основе вычисленных ранее значений мощности СЭН для каждого режима работы при соответствующей температуре воздуха вычислялись среднеинтервальные мощности СЭН, которые затем умножались на длительности одноградусных интервалов и суммировались за период. Полученные результаты в сводном виде для каждого значения $\alpha_{\text{СНР}}$ представлены в таблице в виде процентной доли расхода электроэнергии $\beta_{\text{СЭН}}$ на привод СЭН от электроэнергии, вырабатываемой ТЭЦ за отопительный период. Оказалось, что при ИТГ доля расхода электроэнергии на СЭН находится в интервале 0.8...1.5%, а при РГР уменьшается до значений 0.22...0.39%, т.е. снижается почти в 4 раза.

Как следует из данных, представленных в таблице 1, вследствие незначительной доли расхода электроэнергии на СЭН даже кратное уменьшение электропотребления СЭН в случае максимально возможной экономии слабо влияет на удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии при принятых граничных условиях сопоставления (он уменьшается, в среднем, не более, чем на 1% по сравнению с вариантом при отсутствии экономии на СЭН).

При работе модельной ТЭЦ в условиях рассмотренных графиков тепловой нагрузки при ИТГ и РГР в рассчитанной области

изменения коэффициента теплофикации ТЭЦ не при неизменном отпуске электроэнергии, а в других граничных условиях, а именно – только по тепловому графику – будут достигнуты следующие результаты перехода на РГР. Годовой отпуски теплоты уменьшится также на 10-12%, годовая выработка электроэнергии снизится на 6-8%, годовая экономия топлива составит 8-11%, и при этом удельные расходы топлива на отпуск электрической энергии несколько снизятся. Однако в этом случае уменьшится среднегодовой коэффициент использования установленной мощности ТЭЦ и возрастет величина условно-постоянной составляющей в себестоимости как электрической, так и тепловой энергии.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ РЕАЛИЗАЦИИ РАСШИРЕННОГО ГРАФИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ТЭЦ И КОТЕЛЬНЫХ

Проведенные расчеты показали, что при принятых условиях работы модельной ТЭЦ имеет место существенное увеличение доли выработки электроэнергии по конденсационному циклу за отопительный период, что приводит и к росту среднего за период удельного расхода условного топлива на отпускаемую электроэнергию даже с учетом уменьшения затрат на привод сетевых насосов (см. таблицу 1). Этот рост связан с сокращением примерно на 12% отпуска тепловой энергии. Но этого роста не было бы, если бы ТЭЦ работала по тепловому графику весь отопительный период. Однако последний вариант приводит к значительному сокращению годовой выработки электроэнергии и росту ее себестоимости за счет условно постоянной ее составляющей.

Тем не менее, и в принятых условиях перехода на РГР расход топлива на ТЭЦ существенно сокращается, что приводит к положительному экологическому и социальному эффекту. Сам эффект сокращения тепловой нагрузки в течение большей части времени отопительного периода связан не с переходом на РГР, а с тем, что использована более адекватная модель расчета нагрузки отопления, учитывающая, в частности, регулирование отопительной нагрузки с учетом внутренних тепловыделений. Поскольку все современные системы, устанавливаемые как для вновь

подключаемых абонентов, так и при реконструкции существующих тепловых пунктов, предусматривают автоматическое регулирование нагрузки отопления абонентов либо по наружной температуре, либо по внутренней температуре, это сокращение действительной нагрузки частично происходит по факту работы СЦТ, но не отражается на расчетных графиках нагрузки, что может приводить к завышению необходимых расходов сетевой воды и росту температур обратной сетевой воды по сравнению с утвержденными нормативными графиками. Таким образом, рассчитанные тепловые нагрузки при ИТГ соответствуют только неавтоматизированным тепловым пунктам в составе СЦТ, что не вполне соответствует действительности, и в этом смысле расчет ИТГ также является идеализированным, а действительное сокращение теплопотребления при переходе на РГР будет меньшим, чем полученное в рассмотренных граничных условиях.

Неотъемлемым условием внедрения РГР является полная автоматизация тепловых пунктов, а ликвидация «перетоков» считается одной из стратегических задач повышения эффективности работы систем теплоснабжения. Поскольку в настоящее время повсеместно используются одноставочные тарифы на тепловую энергию как для потребителей, так и для производителей тепловой энергии, а также и для ее поставщиков (предприятий тепловых сетей), а единицей тарификации является величина тепловой энергии, то очевидно, что уменьшение потребления, транспортировки и отпуска приводит к уменьшению выручки при неизменных тарифах, что лишь частично компенсируется сокращением затрат на расходуемое топливо. Вместе с тем очевидна экономическая незаинтересованность хозяйствующих субъектов в обычных условиях к реализации энергоэффективных мероприятий, связанных с сокращением годового потребления тепловой энергии абонентами отопления. При этом конечные потребители в реализации таких мероприятий, безусловно, заинтересованы.

Чтобы решить данную проблему, необходимо выработать и реализовать такую тарифную политику в сфере теплоснабжения, которая была бы выгодна и для производителей, и для поставщиков. Наиболее разумной представляется политика,

основанная на внедрении двухставочных тарифов в сфере теплоснабжения (постоянная составляющая – за расчетную тепловую мощность, и переменная – за объем теплового потребления). Эта политика должна быть тщательно продумана и просчитана, первоначально на общероссийском уровне, на основе минимизации рисков и издержек и максимизации выгод. При этом могут быть предусмотрены разные варианты как региональной дифференциации (применительно к каждой конкретной теплоснабжающей системе), так и дифференциации составляющих тарифа (например, отдельно по нагрузке отопления и вентиляции, отдельно – по нагрузке ГВС), а также предоставление абонентам возможности выбора тарифа – одноставочный или двухставочный, с экономическим побуждением к переходу на двухставочный. Возможность перехода к двухставочным тарифам прямо предусмотрена внесенными недавно изменениями в Федеральный закон «О теплоснабжении»: «В ценовых зонах теплоснабжения тарифы на производимую тепловую энергию (мощность) устанавливаются органом регулирования в виде двухставочного тарифа» [23]; однако применение такого способа тарификации не должно быть ограничено только лишь отмеченными выше ценовыми зонами теплоснабжения.

Введение постоянной составляющей в тарифе позволяет формировать денежные фонды для стратегического планирования и развития деятельности производителей и поставщиков тепловой энергии, для привлечения новых тепловых потребителей, поскольку в их издержках велика доля условно-постоянной составляющей, не зависящей напрямую от объема поставки или потребления тепловой энергии, а наличие переменной составляющей может обеспечивать необходимый эффект по снижению платежей потребителей при выполнении энергосберегающих мероприятий, в том числе автоматизации тепловых пунктов и переходу на РГР.

Гораздо сложнее решение проблем паротурбинных ТЭЦ, связанных с повсеместным переходом потребителей на автоматизированные тепловые пункты. Ликвидация «перетоков» в системах отопления при неизменной расчетной нагрузке приводит сокращению годового

отпуска тепла из отборов и пропорциональному снижению величины выработки электроэнергии по теплофикационному циклу. В случае перехода на РГР это снижение будет несколько меньше, чем при работе по ИТГ, но, как показали выполненные в данной работе расчеты, рост удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении в этом случае составляет, в среднем за время отопительного периода, всего 1-2% при работе по электрическому графику, и не более 5% при работе по тепловому графику, что в целом компенсирует лишь 15-25% снижения теплофикационной выработки электроэнергии. Таким образом, ТЭЦ будет иметь потери и от снижения отпуска тепловой энергии (при одноставочных тарифах на тепло), и от снижения величины выработки и отпуска электроэнергии на базе внешнего теплового потребления. Поскольку это снижение не может быть компенсировано существенным ростом конденсационной выработки электроэнергии паротурбинных ТЭЦ, то при прочих неизменных условиях для ТЭЦ и снизятся доходы от продажи электроэнергии на рынке, и ухудшатся удельные показатели по выработке и отпуску электроэнергии.

Улучшить удельные показатели работы паротурбинных ТЭЦ при этом можно двумя способами: во-первых, путем подключения к ним дополнительной тепловой нагрузки (см. таблицу); во-вторых, путем сокращения установленной мощности паротурбинного оборудования путем вывода из эксплуатации части физически изношенных агрегатов. Первый из этих вариантов, безусловно, следует считать предпочтительным, но он требует проведения активной политики стимулирования (в том числе и тарифного, и законодательно-административного, и инвестиционного) подключения объектов нового строительства именно к ТЭЦ, а не к котельным.

ВЫВОДЫ

1. Путем расчетов на математических моделях турбоустановок определено, что при переходе на расширенный график удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении в широком диапазоне изменения коэффициентов теплофикации модельной паротурбинной ТЭЦ увеличивается в среднем на 1-2% в зоне неполной загрузки

отопительных отборов турбин при работе по электрическому графику и на 4-6% в зоне полной загрузки этих отборов при работе по тепловому графику.

2. Расчеты, выполненные для режимов работы модельной ТЭЦ при максимальных напорах сетевых насосов в расчетном режиме, показали, что годовая доля расхода вырабатываемой электроэнергии на привод СЭН находится при ИТГ в интервале 0.8...1.5% (увеличиваясь с уменьшением коэффициента теплофикации), а при РГР она уменьшается до значений 0.22...0.39%, т.е. снижается почти в 4 раза.

3. Результаты расчетов режимов работы модельной ТЭЦ при фиксированной внешней расчетной тепловой нагрузке ТЭЦ и при неизменной электрической мощности, вырабатываемой турбинами ТЭЦ типа Т, показали, что в условиях г. Кирова переход на расширенный график приводит к экономии топлива на ТЭЦ за отопительный период, увеличивающейся при уменьшении коэффициента теплофикации вследствие более полной загрузки отопительных отборов турбин в течение отопительного периода и достигающей 4.5%. Однако из-за роста конденсационной выработки электроэнергии турбоагрегатами ТЭЦ интегрально за отопительный период доля теплофикационной выработки снижается на 11...13%, вследствие чего удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии возрастает на 5...9% в зависимости от величины $\alpha_{СНР}$.

4. Расчеты, проведенные при использовании нового уравнения и расширенного графика регулирования отопления, показали, что автоматизация узлов отопления зданий с уменьшением потребления теплоты за счет ликвидации «перетоков» в существующих экономических условиях невыгодна ТЭЦ, котельным и теплосетевым предприятиям. Поэтому тарификация в области тепловой энергии требует изменений, в том числе перехода к двухставочным тарифам – за тепловую энергию и располагаемую мощность. Условием повышения эффективности выработки электроэнергии паротурбинными ТЭЦ становится также уменьшение их коэффициента теплофикации, то есть снижение доли тепловой нагрузки, обеспечиваемой из отопительных отборов турбин, к расчетной нагрузке ТЭЦ.

APPENDIX1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

¹**Fig. 1.** Relative values of heating heat load (a) and temperature graph (b) of a model district heating system (DHS) and CHP with an initial temperature schedule (ITS) or an extended schedule of heating regulation (ETS). (In Fig. 1: (a) Relative heating load of the CHPP of the model DHS: 1 - at ITS; 2 - with ETS, (b) Temperatures: 1 - direct delivery water; 2 - return delivery water at ITS; 3 - water in elevator heating systems of buildings at ITS; 4 - water into the heating systems of buildings during ETS; 5 - return delivery water at ETS; 6 - internal air at ETS).

²**Fig. 2.** Graphs of relative water flow rates in the model heat supply system and from the CHP when using ITS or ETS. (Water consumption: 1 - into the heating systems of buildings at ITS; 2 - in the heating systems at ETS; 3 - delivery water from the CHPP at the ITS; 4 - delivery water from the CHPP at ETS).

³**Fig. 3.** Degree of opening of the sliding grid LPS, Hrd,%, and valves to the upper network heater Hb,%, at ITS and ETS, depending on the outside air temperature at $\alpha_{CHP} = 0.6$. (Opening degree: 1 - gate valves on VSP at ITG; 2 - gate valves on upper network heater during ETS; 3 - sliding grid LPS at ITS; 4 - sliding grid LPS at ETS.)

⁴**Fig. 4.** Dependences of the relative heat saving of the heat of the CHPP fuel $W_{\text{жк}}/Q_c, \%$, on the outside air temperature and on the heating coefficient during the transition from the IHS to the ETS in the model heat supply system with the maximum saving on the network electric pumps drive (a) and the increase in the relative fuel heat saving $\Delta(W_{\text{жк}}/Q_c), \%$, due to the reduction of electricity consumption for network electric

pumps (b). (Heating coefficient α_{CHP} : 1 - 0.4; 2 - 0.5; 3 - 0.6; 4 - 0.7.)

⁵**Fig 5.** The value of the heat saving $W_{\text{жк}}$ relative to the fuel heat at the CHPP $W_{\text{жк}}/Q_c, \%$, (lines 1, 3), and relative to the heat supplied from the CHPP, $W_{\text{жк}}/Q_{\text{от}}, \%$, (lines 2, 4) during the transition to ETG depending on the heating coefficient of CHP in the absence of energy savings on the network electric pumps drive (lines 1, 2) and with maximum savings on the network electric pumps drive (lines 3, 4).

⁶**Fig 6.** Dependence of the specific heat consumption for electricity generation on the outside temperature for a model CHP plant at ITS or at ETS. (Heating coefficient α_{CHP} : 1 - 0.4 at ITS; 2 - 0.4 at ETS; 3 - 0.7 at ITS; 4 - 0.7 at ETS).

⁷**Fig 7.** The ratio of the values of the specific electricity generation based on heat consumption during the ETS and during the ITS at different heating coefficients and the average value of the ratio from all calculated values of the coefficient. (Lines: 1 - at $\alpha_{CHP}=0.4$; 2 - at $\alpha_{CHP}=0.7$; 3 - average value over the range $\alpha_{CHP}=0.4 \dots 0.7$.)

⁸**Fig 8.** Specific electricity generation based on thermal consumption E_t with IHC or with RGR and with heating coefficients of CHPPs at 0.4 and at 0.7. (Lines: 1 - $\alpha_{CHP}= 0.4$ at ITS; 2 - $\alpha_{CHP}= 0.4$ at ETS; 3 - $\alpha_{CHP}= 0.7$ at ITS; 4 - $\alpha_{CHP}= 0.7$ at ETS.)

⁹**Table 1.** Comparison of the weighted average for the heating period operating parameters of a model CHP at IHS and ETS at different values of α_{CHP} . (Note to Table 1: ИТГ – IHS; ПГР – EHS; ПГР 1 – EHS with maximum savings on network electric pumps, ПГР 2 – EHS in the absence of savings on network electric pumps.)

БИБЛИОГРАФИЯ (REFERENCES)

- [1] Comprehensive Assessment of Russia’s Electric Power Industry’s Technological Transformation / Makarov A.A., Veselov F.V., Makarova A.S., Urvantseva L.V. *Thermal Engineering*. 2019. T. 66. № 10. pp. 687-701.
- [2] Cogeneration steam turbines: improving efficiency and reliability / L.L. Simoy, E.I. Efros, V.F. Gutorov, V.P. Lagoon. SPb: Energotech, 2001.
- [3] Gutorov V.F., Simoyu L.L., Efros E.I. Methods for Enhancing the Economic Efficiency of Steam-Turbine Installations of Cogeneration Stations // *Thermal Engineering*. 2001. T. 48. № 6. pp. 464-470.
- [4] Technology for the development of operating modes of large heat supply systems based on methods of multilevel thermohydraulic modeling / N.N. Novitsky, Z.I. Shalaginova, V.V. Tokarev, O.A. Grebneva // *Izv. RAS. Energy*. 2018. No. 1. pp. 12–24.
- [5] Shalaginova Z.I., Tokarev V.V. Applied Problems and Methodological Approaches to Planning and Implementation of Operating Conditions at District Heating Systems // *Thermal Engineering*. 2019. T. 66. № 10. pp. 714-729.
- [6] Hydraulic performance optimization of meshed district heating network with multiple heat sources / Y. Wang, S. You, H. Zhang, W. Zheng, X. Zheng, Q. Miao // *Energy*. 2017. V. 126. May. pp. 603–621.
- [7] Optimal operation of large district heating networks through fast fluid-dynamic simulation / E. Guelpa, C. Toro, A. Sciacovelli, R. Melli, E. Sciubba, V. Verda // *Energy*. 2016. V. 102. May. pp. 586–595.
- [8] Vesterlund M., Toffolo A., Dahl J. Optimization of multi-source complex district heating network, a case study / *Energy*. 2017. V. 126. May. P. 53–63.
- [9] Vesterlund M., Dahl J. A method for the simulation and optimization of district heating systems with meshed networks // *Energy Convers. Manage.* 2015. V. 89. Jan. pp. 555–567.
- [10] Guelpa E., Sciacovelli A., Verda V. Thermo-fluid dynamic model of large district heating

- networks for the analysis of primary energy savings // *Energy*. 2017. Aug.
- [11] Gabrielaitiene I., Bøhm B., Sunden B. Modelling temperature dynamics of a district heating system in Naestved, Denmark – A case study // *Energy Convers. Manage.* 2007. V. 48. № 1. pp. 78–86.
- [12] A detailed MILP optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning / A. Bischi, L. Taccari, E. Martelli, E. Amaldi, G. Manzolini, P. Silva, S. Campanari, E. Macchi // *Energy*. 2014. V. 74. Sept. pp.12–26.
- [13] Gvozdenaca D., Urošević B.G., Menke Ch., Urošević D., Bangviwat A. High efficiency cogeneration: CHP and non-CHP energy. *Energy*, 2017, vol. 135, pp. 269-278. doi: 10.1016/j.energy.2017.06.143
- [14] Widmann Ch., Lödige D., Toradmal A., Thomas B. Enabling CHP units for electricity production on demand by smart management of the thermal energy storage. *Applied Thermal Engineering*, 2017, vol. 114, pp. 1487-1497. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2016.08.065
- [15] Zhu Q., Luo X., Zhang B., Chen Y., Mo S. Mathematical modeling, validation, and operation optimization of an industrial complex steam turbine network-methodology and application. *Energy*, 2016, vol. 97, pp. 191-213. doi: 10.1016/j.energy.2015.12.112
- [16] Wen L., Xue Z.H., Wang W.F., Yang X.M. Simplified Calculation of the Output Power of a Steam Turbine Under the Condition of the Back Pressure Being Slightly Increased. *Journal of Engineering for Thermal Energy and Power*, 2018, no. 33(1), pp. 48-52.
- [17] Zhang Xi, Huang Weijian. Analysis and Optimization of Flow Characteristics of Steam Turbine Valve [J]. *Southern Power System Technology*, 2010, no. 4, pp. 72-75.
- [18] LI Jinbai, LIU Fuping. Optimization for the flow characteristics function of turbine valves and the influences on safe and economic operation [J]. *Electric Power*, 2008, no. 41(12), pp. 50-53.
- [19] SHENG Kai, LIU Fuping, LIU Wulin. Influence of Steam Turbine Valve Discharge Characteristics on Power Systems and Its Control Strategy [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2012, no. 36(7), pp. 104-109.
- [20] Carcascia C., Cosib L., Ferrarob R., Pacific B. Effect of a real steam turbine on thermoeconomic analysis of combined cycle power plants. *Energy*, 2017, vol. 138, pp. 32-47. doi: 10.1016/j.energy.2017.07.048
- [21] Sheng K., Jiang X., Wei L. Research on parameter identification of turbine governing system based on power response characteristics. *Power System Protection and Control*, 2016, no. 44(12), pp. 100-107.
- [22] Shempelev A.G., Suvorov D.M., Iglin P.V., Gutorov V.F. Make-Up Water Heating Capability, Conditions, and Efficiency in Built in Bundles When Cooling Water is Concurrently Piped Through the Main Condenser Bundles // *Thermal Engineering*. 2019. T. 66. № 2. pp. 108-115.
- [23] On Amending the Federal Law "On Heat Supply" and certain legislative acts of the Russian Federation on improving the system of relations in the field of heat supply. / Federal Law of the Russian Federation of July 29, 2017, № 279-FZ.

Сведения об авторах.



Пятин Андрей Александрович, к.т.н., доцент, руководитель группы сводного анализа Кировского филиала ПАО «Т Плюс». Область научных интересов - повышение эффективности работы систем теплоснабжения. E-mail: piatin@mail.ru



Суворов Дмитрий Михайлович, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой теплотехники и гидравлики ВятГУ. Область научных интересов - повышение эффективности работы ТЭЦ. E-mail: dmilar@mail.ru