

Efficiency of CHPP Operation in Heat-Supply Systems when the Transition to Lowered and Extended Schedules of Heating Regulation

Suvorov D.M., Tatarinova N.V.

Vyatka State University
Kirov, Russian Federation

Abstract. The aim of the work is a theoretical study of the efficiency of heat supply based on a software package that includes mathematical models of a real CHPP, a real heating network and real heat consumers with a high share of hot water supply load using extended and reduced temperature schedules of heating regulation. The set aim is achieved by solving the following problems: choosing a method for calculating various schedules of regulating heat supply from CHPPs; construction of initial, reduced and extended temperature schedules and schedules of delivery water consumption; determination of optimal energy costs and heat-transfer agent costs. The most important of the results achieved is the carried analysis of the energy and economic efficiency indicators changes during the transition from the traditional to lowered and extended schedules of heat-supply system regulation. The total fuel savings at CHPP during the transition from the initial design temperature schedule with a maximum delivery water temperature of 150°C to the most energy efficient schedules reaches about 2%, which should be recognized as very significant. The significance of the obtained results lies in the fact that they allow calculating the energy effect in the form of fuel savings at CHPPs compared to their operation with the design temperature schedule. It is shown that the use of these technologies will increase the efficiency of district heating that will ensure a reliable and high-quality supply of heat energy to consumers and reduce its cost.

Keywords: heat-supply system, heating load, heating regulation, temperature schedule, CHPP, specific reference fuel consumption, delivery water.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.3-55.06>

UDC: 697.34

Eficiența funcționării CHPP în sistemele de alimentare cu căldură în timpul tranziției la programe de control scăzute și extinse

Suvorov D.M., Tatarinova N.V.

Universitatea de Stat din Veatka
Kirov, Federația Rusă

Rezumat. Scopul acestei lucrări este un studiu teoretic al eficienței alimentării cu energie termică dintr-o centrală de cogenerare-model bazat pe un model matematic al unei rețele de căldură reale și al consumatorilor reali de căldură cu o proporție mare de sarcină de alimentare cu apă caldă utilizând programe de temperatură extinse și reduse pentru controlul sarcinii termice, luând în considerare costurile energetice pentru acționarea pompelor de rețea. Acest obiectiv este atins prin rezolvarea următoarelor probleme: selectarea unei metode de calcul a diverselor grafice de reglare a alimentării cu energie termică din CET; realizarea graficilor normative, de temperatură redusă și extinsă și a graficelor consumului de apă din rețea; determinarea costurilor optime de energie și de răcire. Pentru a se obține cele mai importante rezultate, este necesar să se evidențieze analiza modificărilor indicatorilor de eficiență energetică și economică în trecerea de la programele tradiționale de control la programele de control al sarcinii reduse și extinse ale sistemului de alimentare cu căldură; în același timp, au fost relevate limitări ale parametrilor. Economii totale de combustibil la CHPP în timpul trecerii de la programul inițial de temperatură de proiectare cu o temperatură maximă a apei din rețea de 150°C la programele cele mai eficiente programe ajunge la aproximativ 2%, ceea ce trebuie recunoscut ca fiind foarte important; în același timp, ținând cont de mica diferență de eficiență dintre graficele cu temperatura maximă a lichidului de răcire de 130°C și 110°C, acestea ar trebui recunoscute ca fiind aproape la fel de eficiente. Semnificația rezultatelor obținute constă în faptul că fac posibilă ajustarea programele de temperatură pentru reglarea sarcinii sezoniere a sistemelor de alimentare cu căldură existente și calcularea efectului energetic sub formă de economii de combustibil la CHPP în comparație cu lucrul lor cu graficului de temperatură de proiectare.

Cuvinte-cheie: sistem de alimentare cu căldură, sarcină de încălzire, reglarea încălzirii, diagramă de temperatură, cogenerare, consum specific de combustibil echivalent, apă din rețea.

Эффективность работы ТЭЦ в системах теплоснабжения при переходе на пониженные и расширенные графики регулирования

Суворов Д.М., Татарина Н.В.

Вятский государственный университет

Киров, Российская Федерация

Аннотация. Целью данной работы является теоретическое исследование эффективности отпуска теплоты от модельной ТЭЦ на основе математической модели реальной тепловой сети и реальных тепловых потребителей с высокой долей нагрузки горячего водоснабжения при использовании расширенных и пониженных температурных графиков регулирования тепловой нагрузки с учетом затрат энергии на привод сетевых насосов. Поставленная цель достигается за счет решения следующих задач: выбор методики расчета различных графиков регулирования отпуска теплоты от ТЭЦ; построение нормативных, пониженных и расширенных температурных графиков, и графиков расходов сетевой воды; определение оптимальных энергетических затрат и затрат теплоносителя. В качестве наиболее важного из достигнутых результатов следует выделить выполненный анализ изменения показателей энергетической и экономической эффективности при переходе от традиционных графиков регулирования к пониженным и расширенным графикам регулирования нагрузки системы теплоснабжения; при этом выявлены ограничения по параметрам. Суммарная экономия топлива на ТЭЦ при переходе с исходного проектного температурного графика с максимальной температурой сетевой воды 150°C на наиболее эффективные графики достигает около 2%, что следует признать весьма существенным; при этом с учетом небольшого различия в эффективности между графиками с максимальной температурой теплоносителя 130°C и 110°C их следует признать практически равноэффективными. Значимость полученных результатов состоит в том, что они позволяют выполнять корректировку температурных графиков регулирования сезонной нагрузки существующих систем теплоснабжения и рассчитывать энергетический эффект в виде экономии топлива на ТЭЦ по сравнению с их работой с проектным температурным графиком. Показано, что использование этих технологий приведет к повышению эффективности централизованного теплоснабжения, что обеспечит надежное и качественное снабжение потребителей тепловой энергией и снижению ее себестоимости.

Ключевые слова: система теплоснабжения, отопительная нагрузка, регулирование отопления, температурный график, ТЭЦ, удельный расход условного топлива, сетевая вода.

ВВЕДЕНИЕ

На протяжении длительного времени сложившаяся на постсоветском пространстве еще во времена Советского Союза система централизованного теплоснабжения основывалась на плановой экономике и соответственно на централизованном управлении [1]. Государство, исходя из соответствия стоимости топлива и капитальных вложений в строительство объектов теплоснабжения, директивно определяло структуру и основные параметры создаваемых теплоисточников, тепловых сетей и теплопотребляющих систем потребителей, в том числе был установлен и единый для ТЭЦ температурный график теплосетей 150/70°C [2]. При этом проектирование систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) традиционно велось также на один так называемый расчетный режим максимальной нагрузки, чтобы гарантированно обеспечить снабжение потребителей в любых условиях. Такой подход в условиях высокой неравномерности потребления ведет к завышению капитальных вложений и затрат на эксплуатацию (интенсивное образование отложений солей на элементах поверхностей

нагрева (накись) и на стенках трубопроводов, что ведет к масштабным потерям топлива; повышенная внутренняя коррозия поверхностей нагрева и трубопроводов и соответствующее сокращение срока службы оборудования в 3-5 раз; высокие (не менее 20-30%) тепловые потери через изоляцию; выработка тепловой энергии на ТЭЦ с дополнительным догревом на водогрейных мощностях и т.д.) [3-5]. Поэтому при переходе к рыночным механизмам, при изменении систем собственности и структуры теплопотребления приоритетными задачами в энергетической отрасли становятся те, которые связаны со снижением себестоимости не только электрической, но и тепловой энергии. А искусственное завышение расчетной нагрузки отопления и всех звеньев системы теплоснабжения отнюдь не способствует этому.

Анализ мирового опыта показывает наличие огромного спектра удачных концепций теплоснабжения, организационных и технических решений в различных странах, например, в скандинавских, имеющих самые эффективные в мире системы теплоснабжения [6-11]. В странах с высоким удельным энер-

гопотреблением, таких как Дания и Финляндия, имеется большой опыт в использовании теплофикации в теплоснабжении, доля которой выросла за последние годы до 45-64% в зависимости от региона, а в крупных городах до 80% [12]. Именно там в настоящее время находятся многие производители соответствующего оборудования. Большое число стран, не только европейских, но и США, Канада, Китай, Корея ориентируются на использование «скандинавской» технологии [13-19], одной из характерных черт которой является переход на пониженные температуры воды как теплоносителя (менее 100°C в подающей линии и менее 45°C в обратной) [20]. Графики регулирования температуры теплоносителя на источнике осуществляются преимущественно качественно с местной количественной подрегулировкой у потребителя [20-22]. Используемый температурный режим несколько ниже по сравнению с характерным для стран постсоветского пространства и составляет 120/50°C или 120/65°C, а иногда 100/45°C. При этом доля потерь тепловой энергии даже в малых системах теплоснабжения не превышает 6-12% [21, 22]. В настоящее время планируется к реализации следующий переход к дальнейшему понижению температуры теплоносителя (менее 70°C в подающей линии и 50-25°C в обратной), что позволит интегрировать нетрадиционные низкотемпературные источники тепла в систему теплоснабжения для еще большей энергетической эффективности и экологичности [23-30].

Надо отметить, что Россия и другие страны постсоветского пространства, вслед за ведущими развитыми странами, переживают третий этап развития систем теплоснабжения [12]: начинают использоваться заводские предварительно изолированные трубы, бесканальная прокладка трубопроводов, компактные тепловые пункты с малогабаритными пластинчатыми теплообменниками, насосы с частотным приводом, идет ориентация на энергосбережение, производится замена оконных блоков на стеклопакеты, широко применяются приборы учета потребления тепловой энергии и систем его мониторинга, устанавливаются системы автоматизации и т.п. В то же время из-за высокого износа теплопроводов (по некоторым оценкам, он составляет от 37 до 80%) практически на всех ТЭЦ этих стран продолжает применяться верхняя срезка температурного графика по

прямой сетевой воде с максимальными значениями 110°C, 120°C или 130°C при низких температурах наружного воздуха [31]. Тем не менее, как показывает опыт, такое существенное несоблюдение проектных значений температур сетевой воды и теплоносителя в приборах отопления не приводит к существенному снижению температуры внутри помещений [32]. В связи с этим возникает необходимость в более детальной разработке новых принципов функционирования СЦТ и методов оптимального управления режимами их работы, в том числе в исследовании возможности перехода на пониженные температурные графики регулирования, которые так или иначе применяются почти повсеместно [33-37]. Такой подход был уже осмыслен зарубежными авторами применительно к собственным системам [33-39]; и ими был показан положительный эффект от его применения за счет более полного использования потребителями всего располагаемого теплового потенциала теплоносителя, снижения теплотерь в окружающую среду, отсутствия разрегулировки систем теплоснабжения, обеспечения оптимальной температуры воздуха внутри помещений без перетопов и уменьшения удельного расхода топлива на источнике. С недавнего времени такой анализ проводится и рядом отечественных ученых [40-45] с учетом особенностей тепловых сетей, их конфигурации, характеристик оборудования. Однако, пока исследования охватывают относительно небольшой круг модельных систем теплоснабжения (без нагрузки на ГВС и с элеваторной схемой смешения), что несколько ограничивает возможности масштабирования подобного подхода и снижает значимость полученных результатов.

В данной статье продолжены ранее начатые исследования эффективности перехода на новый, расширенный способ качественно-количественного регулирования тепловой нагрузки на базе пониженных температурных графиков [41-42] применительно уже к реальным объектам с независимым присоединением абонентов и существенной долей ГВС в расчетной нагрузке (вплоть до 40-45 %).

Целью данной работы является теоретическое исследование эффективности отпуски теплоты от модельной ТЭЦ на основе математической модели реальной тепловой сети и реальных тепловых потребителей с высокой долей нагрузки горячего водоснабжения (помимо отопления) при использовании расши-

ренных и пониженных графиков регулирования тепловой нагрузки с учетом затрат энергии на привод сетевых насосов.

Для достижения поставленной цели требуется решить несколько основных задач. Во-первых, выбор методики расчета различных графиков регулирования отпуска теплоты от ТЭЦ в закрытых системах централизованного теплоснабжения при условии обеспечения всех потребителей требуемым количеством теплоты на отопление и ГВС, минимизации энергетических затрат и затрат теплоносителя на поддержание заданного температурного режима в помещении. Во-вторых, это изучение функционирования системы путем построения нормативных, пониженных и расширенных температурных графиков и графиков расходов сетевой воды для определения на их основе оптимальных энергетических затрат и затрат теплоносителя на поддержание заданной внутренней температуры в здании не ниже нормативной либо расчетной за счет согласованного изменения расхода и температуры подаваемого в систему отопления теплоносителя при изменении температуры наружного воздуха и при учете других влияющих и изменяющихся параметров. В-третьих, исследовать полученные графики при подключении заданного теплового района к модельной ТЭЦ на предмет изменения ее энергетических и экономических показателей интегрально за отопительный период при расчете поградусно по температуре наружного воздуха. В-четвертых, анализ расчетных данных, полученных при работе системы теплоснабжения в реальных непроектных условиях, а также составление рекомендаций на этой основе, касающихся наиболее эффективных способов регулирования тепловой нагрузки при существующей теории проектирования систем теплоснабжения. В-пятых, научное обоснование с помощью выполненных исследований допустимости перехода работающих систем теплоснабжения на пониженный, в сравнении с проектным, температурный график, уточнение эксплуатационных затрат на множестве возможных режимов и оценка потенциальных эффектов от реализации подобных мероприятий.

Решение этих задач, основанных на использовании новых технических и организационных подходов при расширении, реконструкции и наладке существующих СЦТ (на источниках и на тепловых пунктах), может обеспечить экономичный тепловой комфорт в

каждом помещении в любое время без неприемлемых для общества огромных финансовых и трудовых затрат на реконструкцию существующих систем теплоснабжения зданий.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И УСЛОВИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОНИЖЕННЫХ И РАСШИРЕННЫХ ГРАФИКОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

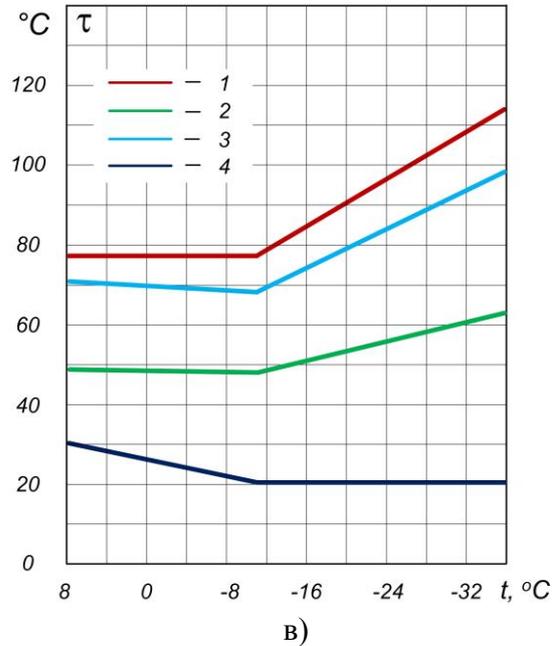
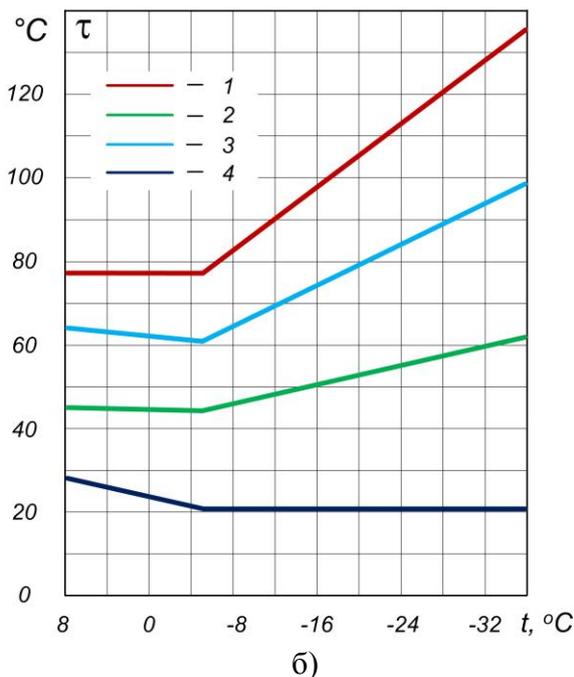
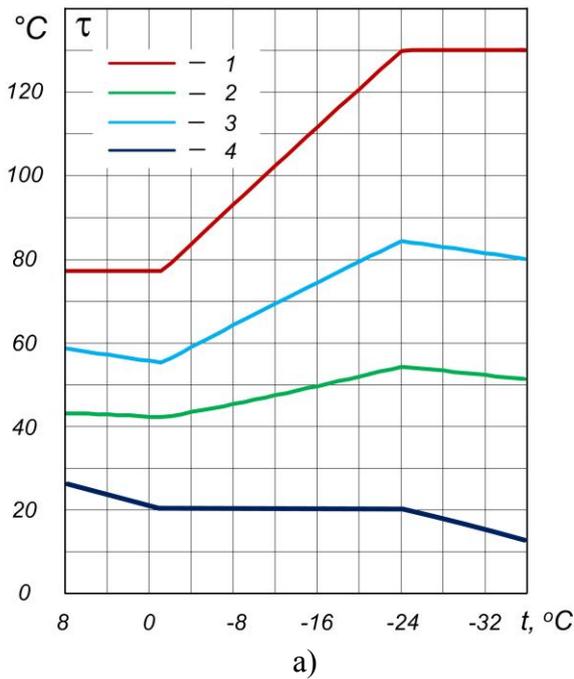
Объектом исследования выбран один из новых районов г. Кирова, имеющий нагрузки на отопление и ГВС, причем расчетная тепловая нагрузка на ГВС заданного района составляет 43% от суммарной расчетной тепловой нагрузки, что характерно для новых районов жилищно-коммунальной застройки городов. Учет нагрузки ГВС является существенной особенностью проведенного исследования.

За базовый температурный график сетевой воды от модельной ТЭЦ принят нормативный график качественного регулирования 150/70°C с верхней срезкой при температуре прямой сетевой воды $t_{10}=130^{\circ}\text{C}$. Согласно основным метеорологическим характеристикам из СП 131.13330.2012 "Строительная климатология" расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления составляет -33°C . Для удовлетворения нагрузки горячего водоснабжения температура воды в подающей магистрали t_{10} (нижнее спрямление) не может быть ниже 77°C в закрытых системах теплоснабжения (рис. 1, а). Подогреватели ГВС в зданиях одноступенчатые и подключены по простой параллельной схеме. Система отопления на тепловом пункте имеет независимое присоединение к тепловой сети (рис. 2).

За расширенный температурный график регулирования отопления (далее РГР), принят график, построенный и основанный на принципе уменьшения относительного расхода греющего теплоносителя до минимально возможного, соответствующего текущей температуре наружного воздуха, которому соответствует своя максимальная температура теплоносителя [41-44].

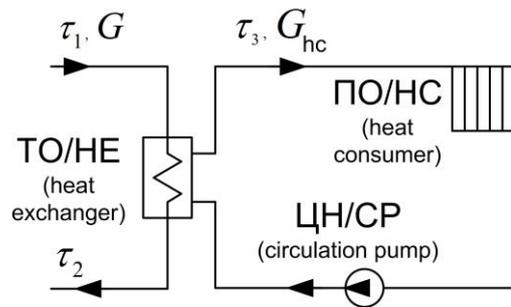
Пониженные температурные графики приняты равными 130/70°C и 110/70°C, рассчитаны без срезки при расчетной температуре наружного воздуха на отопление, но со спрямлением на ГВС при 77°C (рис. 1, б, в).

Температура обратной сетевой воды в тепловой магистрали как для исходных температурных графиков (ИТГ), так и для расширенных графиков регулирования по нагрузке отопления (РГР), рассчитывается балансовым методом, исходя из значений расхода сетевой воды на отопление и на ГВС в тепловом пункте потребителей и температуре обратной воды после системы отопления и после подогревателя ГВС. Температура сетевой воды после подогревателя ГВС была принята постоянной и равной 40°C.



1 – температура прямой сетевой воды;
2 – температура обратной сетевой воды;
3 – температуры воды на входе в системы отопления абонентов; 4 – температура воздуха в отапливаемом помещении

Рис. 1. Температурные графики качественного регулирования при следующих условиях: а) нормативный график 150/70°C с верхней срезкой при температуре прямой сетевой воды $\tau_{10}=130^\circ\text{C}$; б) пониженный график 130/70°C; в) пониженный график 110/70°C.¹



ТО – теплообменник системы отопления;
ЦН – циркуляционный насос системы отопления

Рис. 2. Схема системы отопления теплового пункта с независимым присоединением к тепловой сети.²

Для выполнения количественных оценок эффективности перехода к расширенному графику регулирования отопления зданий для климатических условий г. Кирова был рассмотрен пример упрощенной модельной системы теплоснабжения с одним типом зданий. Здания модельной системы имеют 20%-й уровень расчетных тепловыделений [45],

^{1,2} Appendix 1

50%-й запас номинальной мощности [45] и внутреннюю температуру 20°C, показатели нелинейности теплопередачи [2] $n=0.25$ и $p=0.05$, а РГР отопления зданий имеет 30%-й и 20% уровень минимального расхода. Кроме того, принято, что в сети отсутствуют потери тепла и теплоносителя.

Для проведения модельных расчетов по разным температурным графикам, прогнозных оценок использовалась методика расчетов переменных режимов работы теплосети, подробно изложенная в статье («Эффективность расширенных графиков регулирования отопления на ТЭЦ при понижении расчетной температуры прямой сетевой воды», Суворов Д.М., Татарина Н.В., Лыскова Е.А. «Проблемы региональной энергетики», №4 (52), 2021, с. 99-114).

**ПОСТРОЕНИЕ И АНАЛИЗ
ГРАФИКОВ КОЛИЧЕСТВЕННО-
КАЧЕСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ СМЕНЕ
СПОСОБА РЕГУЛИРОВАНИЯ И
СОВМЕСТНОМ УЧЕТЕ НАГРУЗКИ
ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО
ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

При расчете было сделано минимум допущений, главные из которых: все теплообменники тепловых пунктов одного типа; температура во всех отапливаемых помещениях не менее +20°C (в угловых +22°C) и не более +24°C (в угловых +26°C) при температурах наружного воздуха выше или равных -33°C; приборы отопления и схема их присоединения у всех потребителей одного типа.

Используя методику расчета из [41-42], были определены расходы и температуры обратной сетевой воды, показанные на рис. 3-4. Построение выполнено как для нормативных (ИТГ 150/70°C), так и пониженных (130/70°C, 110/70°C) и расширенных температурных графиков для заданного района при условии, что прямая сетевая вода имеет такую же температуру, что и при ИТГ, а обратная сетевая вода будет иметь меньшее значение. Это связано с автоматизацией тепловых пунктов, с увеличением использования теплового потенциала и новым методом качественно-количественного регулирования.

Аналогичный вид имеют зависимости для расхода сетевой воды при доле расхода сетевой воды при смене способа регулирования 30% от расчетного.

Для определения оптимальных энергетических

затрат и затрат теплоносителя на основе нормативных, пониженных и расширенных температурных графиков и графиков расходов сетевой воды выполнен детальный гидравлический расчет подающего и обратного трубопроводов, определены полные потери давления на участках главной магистрали и суммарные по всей ее длине, а также ответвлений.

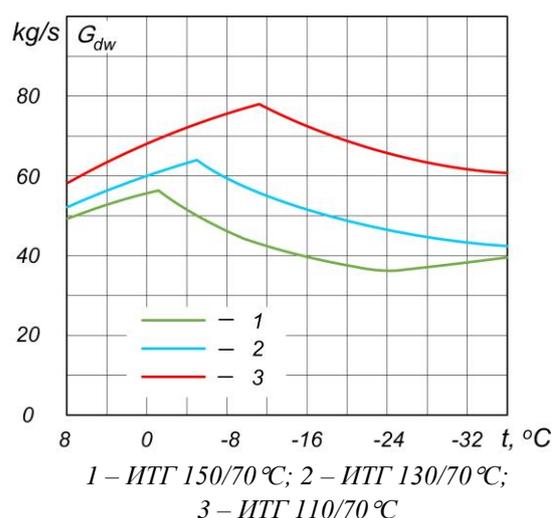


Рис. 3. Графики расходов сетевой воды при ИТГ в зависимости от температуры наружного воздуха.³

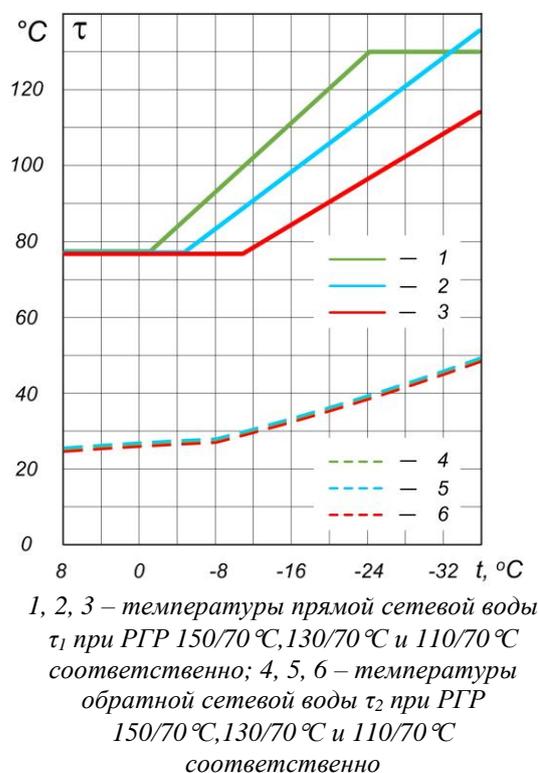


Рис. 4. Расширенные температурные графики при доле расхода сетевой воды при смене способа регулирования 20%.⁴

^{3,4} Appendix 1

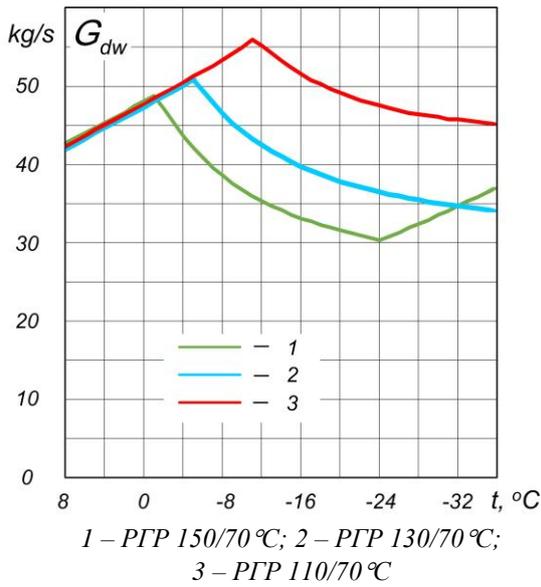


Рис. 5. Расходы сетевой воды от ТЭЦ до теплового района при доле расхода сетевой воды при смене способа регулирования 20%.⁵

При этом было условно принято, что другие тепловые районы, подключенные к ТЭЦ, имеют такое же соотношение нагрузок отопления и ГВС и такие же температурные графики регулирования, что и рассматриваемый тепловой район.

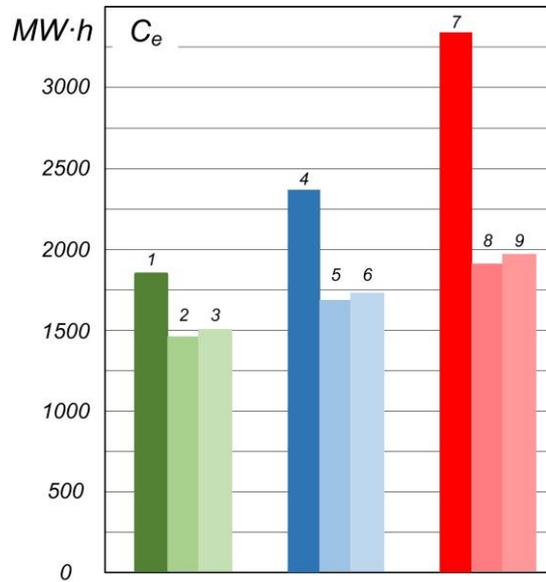
Это позволило, кроме прочих параметров, рассчитать затраты электроэнергии на привод сетевых насосов всех температурных графиков (рис. 6) и построить сравнительные гистограммы для каждого из графиков, на которых проведено сравнение ИТГ 150/70°C со срезкой 130°C с ИТГ 130/70°C, 110/70°C. По аналогии каждый вариант РГР соотнесен со своим вариантом ИТГ, то есть ИТГ 150/70°C сопоставлен с РГР 150/70°C, ИТГ 130/70°C с РГР 130/70°C, ИТГ 110/70°C с РГР 110/70°C.

Анализируя данные рисунков 4-6, можно прийти к следующим заключениям.

Во-первых, затраты на привод сетевых насосов существенно снижаются только в случае перехода к РГР. Снижение затрат в этом случае достигает 25-28% в зависимости от степени регулирования. В целом наименьшие затраты оказались при РГР 150/70°C и доле расхода сетевой воды 20%.

Во-вторых, применение РГР в автоматизированных узлах отопления зданий может позволить более точно поддерживать заданный уровень температуры внутри зданий и одновременно обеспечивать более полное охлаждение и уменьшение расхода воды на отопление и сетевой воды. Снижение температуры обратной воды до 36-43°C при наличии

достаточного запаса мощности системы отопления уменьшает потери тепловой энергии в сети и увеличивает эффективность теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭЦ, а уменьшение расхода сетевой воды снижает затраты электроэнергии на сетевые насосы источника теплоснабжения на 18-43%.



1 – ИТГ 150/70 °С; 2 – РГР 150/70 °С (20%); 3 – РГР 150/70 °С (30%); 4 – ИТГ 130/70 °С; 5 – РГР 130/70 °С (20%); 6 – РГР 130/70 °С (30%); 7 – ИТГ 110/70 °С; 8 – РГР 110/70 °С (20%); 9 – РГР 110/70 °С (30%)

Рис. 6. Затраты электроэнергии на привод сетевых насосов при разных температурных графиках (в процентах указана доля расхода сетевой воды при смене способа регулирования при РГР).⁶

Достаточно показательным для оценки эффективности теплоснабжения с термодинамической точки зрения является локальный (для определенной температуры) и интегральный (для всего отопительного периода) коэффициент использования теплового потенциала теплоносителя K_{mn} , который может быть рассчитан по формуле (1), приведенной в [41, 42]:

$$K_{mn} = \frac{\tau_{c1} - \tau_{o2}}{\tau_{c1} - t_{вп}}, \quad (1)$$

где τ_{c1} – температура прямой сетевой воды; τ_{o2} – температура обратной воды систе-

мы отопления, $t_{вр}$ - нормативная температура внутреннего воздуха.

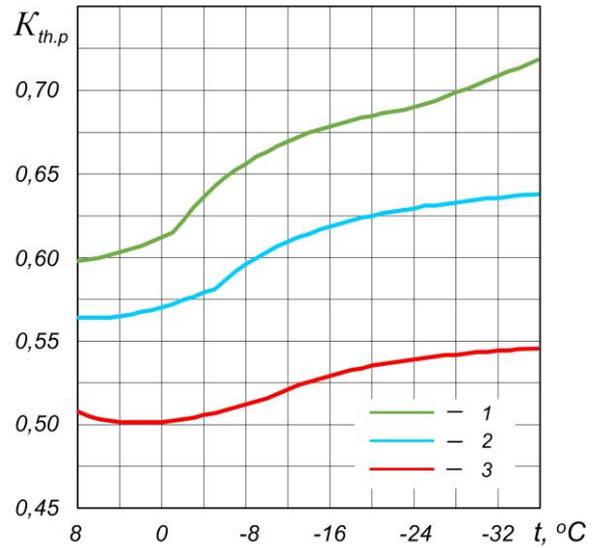
Оценка эффектов при переходе систем отопления на расширенный график, выполненная ранее в статье («Эффективность расширенных графиков регулирования отопления на ТЭЦ при понижении расчетной температуры прямой сетевой воды», Суворов Д.М., Татарина Н.В., Лыскова Е.А. «Проблемы региональной энергетики», №4 (52), 2021, с. 99-114), показала, что при данном переходе среднеинтегральный расход сетевой воды снижается, затраты электроэнергии на привод сетевых насосов уменьшаются.

Проведя расчетные исследования для всех температурных графиков и построив зависимости этого коэффициента от температуры наружного воздуха при разной степени регулирования (рис. 7, а, б), можно сделать вывод, что расширенный график позволяет увеличить степень использования теплового потенциала теплоносителя за счет снижения температуры обратной сетевой воды на 15-20°C (до 27-37°C) в области температур наружного воздуха от +8 до -19°C, с соответствующим снижением расхода сетевой воды.

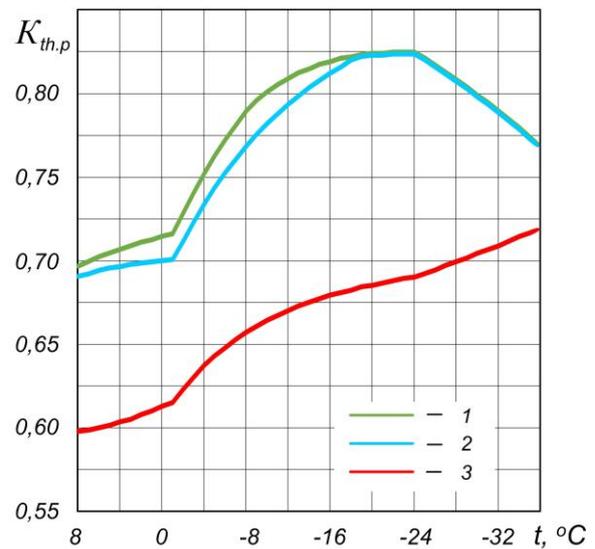
В результате исследования установлено, что при переходе с исходного температурного графика (150/70°C со срезкой на 130°C) на пониженные графики (130/70°C и 110/70°C), коэффициент использования теплового потенциала снижается с 0.7112 до 0.6362 по сравнению с графиком 130/70°C и до 0.5443 по сравнению с 110/70°C. При переходе на расширенные графики, наоборот, он повышается до 0.7839.

Энергетическая эффективность исследуемой турбоустановки традиционно определяется по двум основным показателям: удельному расходу теплоты на выработку электроэнергии $q_э$ и удельной выработке электроэнергии на единицу отпуска теплоты $\mathcal{E}_т$, как это показано в статье («Эффективность расширенных графиков регулирования отопления на ТЭЦ при понижении расчетной температуры прямой сетевой воды», Суворов Д.М., Татарина Н.В., Лыскова Е.А. «Проблемы региональной энергетики», №4 (52), 2021, с. 99-114). Любая ТЭЦ осуществляет свою работу по электрическому или по тепловому графику. По электрическому графику работа осуществляется при переменной степени открытия $H_{рд}$ регулирующей диафрагмы части низкого давления (РД ЧНД), когда в работу

еще не включены пиковые водогрейные котлы (ПВК), а тепловая нагрузка носит переменный характер. Работа по тепловому графику осуществляется при закрытой РД ЧНД, когда тепловая нагрузка турбины почти постоянная, задействованы ПВК, а меняется только температура сетевой воды.



а) 1 – ИТГ 150/70 °С; 2 – ИТГ 130/70 °С; 3 – ИТГ 110/70 °С



б) 1 – ИТГ 150/70 °С; 2 – РГР 150/70 °С (20%); 3 – РГР 150/70 °С (30%)

Рис. 7. Коэффициент использования теплового потенциала сетевой воды K_{mn} ($K_{th,p}$) при разных температурных графиках и способах регулирования для ИТГ (а) и для графиков при максимальной температуре теплоносителя 150°C (б).⁷

⁷ Appendix 1

Для более равномерной загрузки отопительных отборов турбины используется понятие коэффициента теплофикации, характеризующее отношение максимального отпуска теплоты отопительного отбора к полному отпуску теплоты от ТЭЦ. В данном случае расчет был произведен для наиболее вероятного коэффициента теплофикации 0.5 при работе одной турбины типа Т-50-12.8. Граничные условия для некоторых величин при выборе режимов были заданы, исходя из заводских условий по плотности регулирующей диафрагмы, давлениям в теплофикационных отборах, предельным расходам сетевой и добавочной воды.

Полученные в результате расчетов сравнительные параметры модельной ТЭЦ представлены на рис. 8, 9, где величина удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении вычислена для каждого исследуемого температурного графика по формуле (2):

$$\mathcal{E}_t = k_t \cdot N_s / Q_t, \quad (2)$$

где N_s – выработанная электрическая мощность, МВт;

Q_t – тепловая нагрузка теплофикационных отборов, МВт;

k_t – доля выработки электроэнергии на базе отпуска тепла внешним потребителям,

$$k_t = \frac{G_b(i_o - i_6) + G_n(i_o - i_7)}{G_b(i_o - i_6) + G_n(i_o - i_7) + G_k(i_o - i_k)}, \quad (3)$$

где G_b – расход пара в верхний сетевой подогреватель, кг/с;

G_n – расход пара в нижний сетевой подогреватель, кг/с;

G_k – доля выработки электроэнергии на базе отпуска тепла внешним потребителям;

i_o – энтальпия пара на входе в турбоустановку, кДж/кг;

i_6 – энтальпия пара на входе в верхний сетевой подогреватель, кДж/кг;

i_7 – энтальпия пара на входе в нижний сетевой подогреватель, кДж/кг;

i_k – энтальпия пара на входе в конденсатор, кДж/кг.

При этом величина отношения удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении при РГР \mathcal{E}_{t1} к ее величине при ИТГ \mathcal{E}_{t2} определена по формуле (4):

$$\bar{E} = \mathcal{E}_{t1} / \mathcal{E}_{t2}, \quad (4)$$

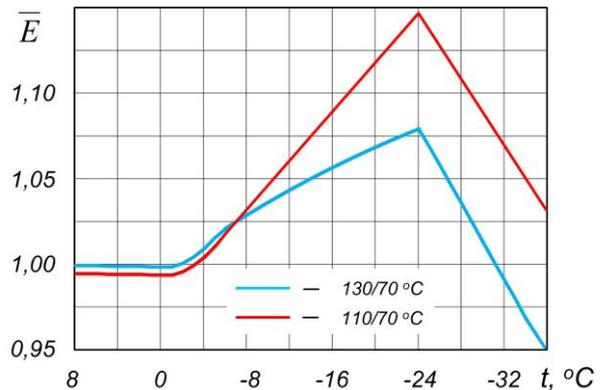


Рис. 8. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении E при ИТГ 130/70°C и 110/70°C по отношению к ИТГ 150/70°C.⁸

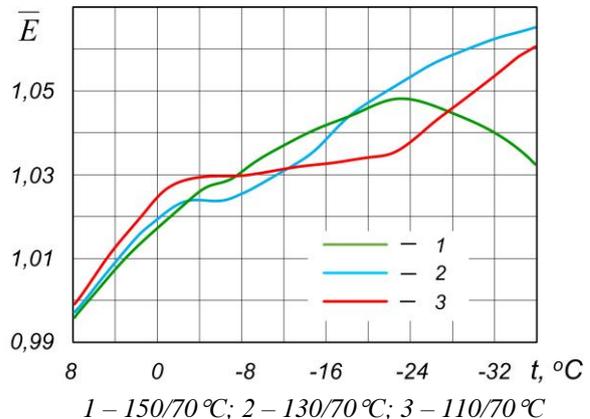


Рис. 9. Отношение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении при РГР к ИТГ. Доля расхода сетевой воды при смене способа регулирования 20%.⁹

Сводная таблица интегральных удельных энергетических показателей работы ТЭЦ при работе по тепловому графику по отпуску электроэнергии для всех исследованных температурных графиков представлена ниже в таблице 1, а доля годовой экономии топлива согласно выполненным расчетам представлена в таблицах 2 и 3.

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч, определен по формуле (5):

$$b_{yt}^3 = \frac{122.8 \cdot N_3}{\eta_k \cdot \eta_{tr} \cdot ((Q_{os} + Q_{ПВК}) - Q_T)}, \quad (5)$$

где N_3 – количество электроэнергии, выработанной за год, МВт·ч;

η_k – КПД котла, принимаемый 0.92;

η_{tr} – КПД транспорта теплоты, принимаемый равным 0,98;

Q_{os} – затраты теплоты на турбоустановку за год, МВт·ч;

$Q_{ПВК}$ – тепловая энергия, отпускаемая за год пиковыми водогрейными котлами, МВт·ч.

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч, определен по (6):

$$b_{yt}^{3от} = \frac{122.8 \cdot N_3^{от}}{\eta_k \cdot \eta_{tr} \cdot ((Q_{os} + Q_{ПВК}) - Q_T)}, \quad (6)$$

где $N_3^{от}$ – количество электроэнергии, отпущенной за год, МВт·ч.

Формулы (5) и (6) соответствуют ранее использованным авторами в статье («Эффективность расширенных графиков регулирования отопления на ТЭЦ при понижении расчетной температуры прямой сетевой воды», Суворов Д.М., Татарина Н.В., Лыскова Е.А. «Проблемы региональной энергетики», №4 (52), 2021, с. 99-114), только они распространены теперь на весь период года.

Таблица 1¹⁰.

Сводная таблица интегральных показателей всех графиков¹¹

Вид графика (Schedule type)	Δ_T (E)	Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (specific consumption of equivalent fuel for electricity generation) b_{yt}^3 , г у.т./кВт·ч (b_{cf}^e , g c.e./ kWh)	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии (specific consumption of equivalent fuel for electricity supply) $b_{yt}^{3от}$, г у.т./кВт·ч (b_{cf}^{eh} , g c.e./ kWh)
ИТГ (ITS) 150/70°C	0.491	172.08	172.93
ИТГ (ITS) 130/70°C	0.500	169.83	170.89
ИТГ (ITS) 110/70°C	0.504	169.02	170.52
РГР (ERS) 150/70°C, 20%	0.501	170.88	171.54
РГР (ERS) 130/70°C, 20%	0.511	168.76	169.50
РГР (ERS) 110/70°C, 20%	0.516	167.78	168.61
РГР (ERS) 150/70°C, 30%	0.501	170.96	171.64
РГР (ERS) 130/70°C, 30%	0.511	168.82	169.58
РГР (ERS) 110/70°C, 30%	0.516	167.82	168.68

^{10,11} Appendix 1

Таблица 2¹².

Доля годовой экономии топлива при работе по графикам РГР по сравнению с ИТГ¹³

Вид графика (Schedule type)	Прирост годового отпуска электроэнергии $\Delta N_{э \text{ прир}}$, МВт·ч (Increase in annual electricity supply $\Delta N_{e \text{ inc}}$, MWh)	Прирост годовых затрат теплоты топлива $\Delta Q_{о \text{ прир}}$, МВт·ч (Increase in annual costs of fuel heat $\Delta Q_{o \text{ inc}}$, MWh)	Годовая экономия топлива В, МВт·ч (Annual fuel savings В, MWh)	Доля экономии (Savings share), %
ИТГ (ITS) 150/70°C	0	0	0	0
РГР (ERS) 150/70°C, 20%	2675.99	127.41	6562.58	0.645
РГР (ERS) 150/70°C, 30%	2471.64	103.63	6075.46	0.597
ИТГ (ITS) 130/70°C	0	0	0	0
РГР (ERS) 130/70°C, 20%	2898.46	305.54	6940.62	0.682
РГР (ERS) 130/70°C, 30%	2722.85	286.33	6520.79	0.641
ИТГ (ITS) 110/70°C	0	0	0	0
РГР (ERS) 110/70°C, 20%	3895.00	292.19	9445.32	0.928
РГР (ERS) 110/70°C, 30%	3740.86	278.81	9073.34	0.892

Таблица 3¹⁴.

Доля годовой экономии топлива при работе по графикам ИТГ по сравнению с ИТГ 150/70°C со срезкой на 130°C¹⁵

Вид графика (Schedule type)	Прирост годового отпуска электроэнергии $\Delta N_{э \text{ прир}}$, МВт·ч (Increase in annual electricity supply $\Delta N_{e \text{ inc}}$, MWh)	Прирост годовых затрат теплоты топлива $\Delta Q_{о \text{ прир}}$, МВт·ч (Increase in annual costs of fuel heat $\Delta Q_{o \text{ inc}}$, MWh)	Годовая экономия топлива В, МВт·ч (Annual fuel savings В, MWh)	Доля экономии (Savings share), %
ИТГ (ITS) 130/70°C	3950.23	194.40	9681.18	0.952
ИТГ (ITS) 110/70°C	4760.88	317.57	11584.62	1.139

Как видно из представленных таблиц, при переходе на расширенный график удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении модельной паротурбинной ТЭЦ с

турбинами типа Т увеличивается на 2.09-2.33%.

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии при переходе на пониженные графики уменьшается на 1.1-1.3%,

а при переходе на расширенные графики уменьшается дополнительно на 0.7-1.1%.

Важно отметить, что расширенный температурный график регулирования является наиболее энергетически эффективным, поскольку затраты гидравлической и электрической энергии (мощности) на транспортировку воды на отопление зависят от ее расхода в третьей степени, а уменьшение расхода теплоносителя очень эффективно с точки зрения энергосбережения. Помимо этого, за счет снижения среднеинтегральной (за отопительный сезон с учетом длительности стояния наружных температур) температуры сетевой воды в обратной линии при его применении существенно увеличивается средний коэффициент использования теплового запаса теплоносителя.

Технико-экономическое исследование основных технических параметров систем теплоснабжения позволило доказать целесообразность перевода систем теплоснабжения на новые технологии регулирования тепловой нагрузки. Расчеты показывают, что приведенные затраты в системе теплоснабжения при реализации количественного регулирования тепловой нагрузки существенно меньше затрат при качественном регулировании тепловой нагрузки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Изменившаяся структура отпуска теплоты подразумевает применение новых более экономичных технологий в системах теплоснабжения. Одним из перспективных направлений развития отечественного теплоснабжения является совершенствование технологий регулирования тепловой нагрузки путем перехода к низкотемпературному теплоснабжению, количественному и качественно-количественному регулированию. Как показывает опыт зарубежных стран, это является эффективным энергосберегающим мероприятием.

2. Сравнение полученных в работе результатов с результатами ранее выполненных расчетных исследований показывает, что за счет существенной нагрузки ГВС и наличия нижнего спрямления температурных графиков графики расходов сетевой воды в отопительный период становятся существенно нелинейными во всем диапазоне изменения наружной температуры не только при РГР, но и при ИТГ, что требует для их реализации

средств обеспечения регулирования расхода теплоносителя на источнике.

3. Существенная нагрузка ГВС приводит при параллельной схеме подогревателей ГВС к снижению максимальной температуры сетевой воды в обратной линии при ИТГ с 70 до 60-62°C (рис. 1), однако применение РГР, как и наличия только нагрузки отопления, приводит к дополнительному снижению этой температуры в среднем на 13-16°C во всем диапазоне изменения наружных температур (рис. 4), что приводит к существенному снижению расходов сетевой воды по сравнению с ИТГ и существенному увеличению коэффициента использования теплового потенциала теплоносителя при переходе на РГР.

4. Интегральные показатели эффективности работы модельной ТЭЦ, работающей по тепловому графику с наиболее распространенным коэффициентом теплофикации 0.5, при учете существенной нагрузки ГВС меняются в целом аналогично их изменению для ТЭЦ, имеющей нагрузку только отопления, а именно: удельная выработка электроэнергии \dot{E}_r несколько возрастает при переходе на пониженные температурные графики и дополнительно увеличивается при переходе на РГР; удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии снижается (до 1.5 %) при переходе на пониженные по температуре графики ИТГ и дополнительно уменьшается (до 1 %) при переходе на РГР. Однако характер изменения параметров эффективности от температуры наружного воздуха иной, чем при наличии только нагрузки отопления, и он зависит также от конкретных условий и ограничений работы оборудования ТЭЦ, в том числе режимного характера, и от разветвленности тепловой сети.

5. Определенная впервые величина экономии топлива на ТЭЦ (при неизменном отпуске теплоты и с учетом выработки электроэнергии на базе теплового потребления) при переходе системы теплоснабжения на пониженные по температуре и расширенные графики регулирования теплоснабжения показала, что она может достигать 1.0-1.2 % при переходе с графика 150/70°C со срезкой на графики 130/70°C и 110/70°C без срезки, и дополнительно 0.6-0.9 % при переходе с ИТГ на РГР при неизменной температуре прямой сетевой воды. Суммарная экономия топлива на ТЭЦ при переходе с ИТГ 150/70°C на наиболее эффективные графики достигает около 2%, что следует признать весьма суще-

ственным; при этом с учетом небольшого различия в эффективности между графиками с максимальной температурой теплоносителя 130°C и 110°C их следует признать практически равноэффективными.

7. Переход систем централизованного теплоснабжения, имеющих в качестве источника ТЭЦ, с проектного температурного графика 150/70°C со срезкой на пониженные по расчетной температуре сетевой воды в подающей линии (до 110°C) температурные графики энергетически эффективен при следующих условиях: во-первых, обеспечивается требуемая тепловая нагрузка всех потребителей, либо за счет ее снижения по сравнению с расчетной, либо при возможности местного регулирования на тепловых пунктах; во-вторых, не возрастают существенно максимальные расходы сетевой воды в подающей и обратной магистралях источника, что не приводит к существенному росту затрат электроэнергии на привод сетевых насосов или к необходимости перекладки трубопроводов с переходом на увеличенные диаметры. В последнем отношении важно отметить, что при пониженных графиках отсутствие срезки при низких температурах воздуха позволяет существенно снизить максимальные расходы сетевой воды при обеспечении расчетной тепловой нагрузки.

8. Полученные результаты работы в целом позволяют предложить научно-обоснованный метод корректировки температурных графиков регулирования сезонной нагрузки существующих систем централизованного теплоснабжения с проектным температурным графиком 150/70°C путем их перехода на пониженные и расширенные графики регулирования с одновременной модернизацией тепловых пунктов потребителей.

9. Для повышения комплексной эффективности работы систем теплоснабжения необходимо проведение дальнейших теоретических и прикладных исследований в области оптимизации режимов работы и регулирования теплоэнергетического и теплоиспользующего оборудования ТЭЦ, тепловых сетей и тепловых пунктов. При этом следует опираться как на отечественные разработки, так и на опыт зарубежных стран, таких как Дания, Финляндия, Германия, Корея и ряда других, в которых за последние десятилетия эффективно развивались централизованное теплоснабжение и комбинированное производство электрической и тепловой энергии.

APPENDIX 1 (ПРИЛОЖЕНИЕ 1)

¹**Fig. 1.** Temperature schedules of quality regulation under the following conditions: a) initial schedule 150/70°C with trimming at supply water temperature $\tau_{10}=130^\circ\text{C}$; b) reduced temperature schedule 130/70°C; c) reduced temperature schedule 110/70°C (1 – the supply water temperature; 2 – the return water temperature; 3 – the water temperature at the inlet to the users' heating systems; 4 – the indoor air temperature in the heated room).

²**Fig. 2.** Scheme of the heating system of a thermal point with independent connection to a heating network (HE - heat exchanger of the heating system; CP - circulation pump of the heating system).

³**Fig. 3.** The delivery water flow rate schedules with the ITS versus the outdoor air temperature (1 – ITS 150/70°C; 2 – ITS 130/70°C; 3 – ITS 110/70°C).

⁴**Fig. 4.** The extended temperature schedules with a share of delivery water flow rate according to the changed regulation method is 20% (1, 2, 3 – the supply water temperatures τ_1 in using the ERS 150/70°C, 130/70°C and 110/70°C respectively; 4, 5, 6 – the return water temperatures τ_2 in using the ERS 150/70°C, 130/70°C and 110/70°C respectively).

⁵**Fig. 5.** The supply water flow rates from the CHPP to the thermal region with a share of supply water flow rate according to the changed regulation method is 20% (1 – ERS 150/70°C; 2 – ERS 130/70°C; 3 – ERS 110/70°C).

⁶**Fig. 6.** Electricity consumption for the drive of supply pumps at different temperature schedules (the share of the flow rate of the delivery water when the regulation method changing in using the ERS is indicated as a percentage). (1 – ITS 150/70°C; 2 – ERS 150/70°C (20%); 3 – ERS 150/70°C (30%); 4 – ITS 130/70°C; 5 – ERS 130/70°C (20%); 6 – ERS 130/70°C (30%); 7 – ITS 110/70°C; 8 – ERS 110/70°C (20%); 9 – ERS 110/70°C (30%)).

⁷**Fig. 7.** Supply water thermal potential utilization factor $K_{th,p}$ with different temperature schedules and regulation methods in using the ITS (a) and schedules at maximum temperature of heat-transfer agent 150°C (b) ((a) 1 – ITS 150/70°C; 2 – ITS 130/70°C; 3 – ITS 110/70°C; b) 1 – ITS 150/70°C; 2 – ERS 150/70°C (20%); 3 – ERS 150/70°C (30%)).

⁸**Fig. 8.** Ratio of specific electricity generation based on heat consumption E with the ITS 130/70°C and 110/70°C relatively ITS 150/70°C.

⁹**Fig. 9.** Ratio of specific electricity generation based on heat consumption at ERS to at ITS. The share of the flow rate of delivery water when the regulation method changing is 20% (1 – 150/70°C; 2 – 130/70°C; 3 – 110/70°C).

^{10,11}**Table 1.** Summary table of integral indicators of all schedules.

^{12,13}**Table 2.** Share of annual fuel savings with operating according to the ERS schedules compared to the ITS.

^{14,15}**Table 3.** Share of annual fuel savings with operating according to the schedules ITS compared to the ITS 150/70°C with the 130°C trimming temperature.

Литература (References)

- [1] Petrushchenkov V.A. Calculation of Operating Modes of Centralized Heat-supply Systems in Nonproject Conditions. *Thermal Engineering*, 2022, vol. 69, no. 5, pp. 384-392. doi: 10.1134/S0040601522050044
- [2] Sokolov E.Ya. *Teplofikatsiya i teplovye seti* [Heating and Heat Networks]. Moscow: Mosk. Energ. Inst., 2001. 472 p. (in Russian)
- [3] Rafal'skaya T.A., Mansurov A.R., Mansurova I.R. Issledovanie peremennykh rezhimov raboty sistem tsentralizovannogo teplosnabzheniya pri kachestvenno-kolichestvennom regulirovaniy [Investigation of the variable modes of centralized heat supply systems operation with qualitative and quantitative regulation]. *Vestnik (Herald) of PNIPU. Construction and architecture*, 2019, vol. 10, no. 2, pp. 79-91. doi: 10.15593/2224-9826/2019.2.07
- [4] Mirgorodskij A.I. O temperaturnykh grafikakh [On temperature schedules]. *Heat Supply News*, 2018, no. 8, pp. 2-23. (In Russian).
- [5] Zhaneh A.D. Temperaturnyj grafik v otnosheniyakh resursosnabzheniya [Temperature schedule in resource supply relations]. *Heat Supply News*, 2021, no. 2, pp. 60-63. (In Russian).
- [6] Krolin A.A. Effektivnoe teplosnabzhenie: datskij opyt [Efficient heat supply: the Danish experience]. *Energy market*, 2005, no. 4, pp. 29-31. (In Russian).
- [7] Guelpa E., Toro C., Sciacovelli A., Melli R., Sciubba E., Verda V. Optimal operation of large district heating networks through fast fluid-dynamic simulation. *Energy*, 2016, vol. 102, pp. 586-595. doi: 10.1016/j.energy.2016.02.058
- [8] Guelpa E., Barbero G., Sciacovelli A., Verda V. Peak-shaving in district heating systems through optimal management of the thermal request of buildings. *Energy*, 2017, vol. 137(C), pp. 706-714. doi: 10.1016/j.energy.2017.06.107
- [9] Guelpa E., Sciacovelli A., Verda V. Thermo-fluid dynamic model of large district heating networks for the analysis of primary energy savings. *Energy*, 2019, vol. 184, pp. 34-44. doi: 10.1016/j.energy.2017.07.177
- [10] Gilani B.S., Bachmann M., Kriegel M. Evaluation of the temperature regimes of multi-level thermal networks in urban areas through exergy analysis. *Energy Procedia*, 2017, vol. 122, pp. 385-390. doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.424
- [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, vol. 48, no. 1, pp. 78-86. doi: 10.1016/j.enconman.2006.05.011
- [12] Novitskii N.N., Shalaginova Z.I., Alekseev A.V., Grebneva O.A., Tokarev V.V., Lutsenko A.V., Vanteeva O.V. Intellectualization of heat-supply systems: current state, trends and tasks (a review). *Thermal Engineering*, 2022, vol. 69, no. 5, pp. 367-383. doi: 10.1134/S004060152204005X
- [13] Colmenar-Santos A., Borge-Dies D., Rosales-Asensio E. District heating and cooling networks in the European Union. Springer International Publishing AG, 2017. 149 p. doi: 10.1007/978-3-319-57952-8
- [14] *Energy Policies of IEA Countries: Canada 2009 (review)*. Paris: OECD/IEA, 2010. doi: 10.1787/9789264060449-en
- [15] Gils H.C., Cofala J., Wagner F., Schöpp W. GIS-based assessment of the district heating potential in the USA. *Energy*, 2013, vol. 58, pp. 318-329. doi: 10.1016/j.energy.2013.06.028
- [16] Zheng J., Zhou Z., Zhao J., Wang J. Function method for dynamic temperature simulation of district heating network. *Appl. Therm. Eng.*, 2017, vol. 123, pp. 682-688. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2017.05.083
- [17] Verda V., Kona A. [Thermoeconomic approach for the analysis of low temperature district heating systems]. *Proc. of ECOS 2012 - The 25th international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems*. Italy, June 2012.
- [18] Verda V., Baccino G. [Primary energy reductions in district heating networks through variation of the thermal load profile of the users]. *Proc. of ECOS 2014 - The 27th international conference on efficiency, cost, optimization, simulation and environmental impact of energy systems*. Turku, Finland, June 2014.
- [19] Yokoyama R., Kitano H., Wakui T. Optimal operation of heat supply systems with piping network. *Energy*, 2017, vol. 137, pp. 888-897. doi: 10.1016/j.energy.2017.03.146
- [20] Stennikov V.A., Barakhtenko E.A., Sokolov D.V. Determination of optimal parameters of heating systems based on advanced information technologies. *Energy Syst. Res.*, 2018, vol. 1, Is. 1, pp. 84-93. doi: 10.25729/esr.2018.01.0010
- [21] Lauenburg P. Temperature optimization in district heating systems. *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems, Elsevier Ltd.*, 2016, pp. 223-240. doi: 10.1016/B978-1-78242-374-4.00011-2.
- [22] Tunzi M., Boukhanouf R., Li H., Svendsen S., Ianakiev A. Improving thermal performance of an existing UK district heat network: a case for temperature optimization. *Energy and Buildings*, 2018, vol. 158, pp. 1576-1585. doi: 10.1016/j.enbuild.2017.11.049
- [23] Bischi A., Taccari L., Martelli E., Amaldi E., Manzolini G., Silva P., Campanari S., Macchi E. A detailed MILP optimization model for combined cooling, heat and power system operation

- planning. *Energy*, 2014, vol. 74, pp. 12–26. doi: 10.1016/j.energy.2014.02.042
- [24] Ovchinnikov P., Borodin A., Strelets K. Utilization potential of low temperature hydronic space heating systems: a comparative review. *Building and Environment*, 2017, vol. 112, pp. 88–98. doi: 10.1016/j.buildenv.2016.11.029
- [25] 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
- [26] Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J.E., Hvelplund F., Mathiesen B.V. 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 2014, vol. 68, pp. 1–11. doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.02.089
- [27] Lund H., Duic N., Ostergaard P.A., Mathiesen B.V. Future district heating systems and technologies: on the role of smart energy systems and 4th generation district heating. *Energy*, 2018, vol. 165(A), pp. 614–619. doi: 10.1016/j.energy.2018.09.115
- [28] Piacentino A., Duic N., Markovska N., Mathiesen B.V., Guzović Z., Eveloy V., Lund H. Sustainable and cost-efficient energy supply and utilisation through innovative concepts and technologies at regional, urban and single-user scales. *Energy*, 2019, vol. 182, pp. 254–268. doi: 10.1016/j.energy.2019.06.015
- [29] Lund H., Duic N., Østergaard P., Mathiesen B.V. Smart energy systems and 4th generation district heating. *Energy*, 2016, vol. 110, pp. 1–4. doi: 10.1016/j.energy.2016.07.105
- [30] Nuytten T., Claessens B., Paredis K., Bael J.V., Six D. Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating. *Applied Energy*, 2013, vol. 104, pp. 583–591. doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.029
- [31] Shhelokov A.YA., Shhelokov YA.M. O roli temperaturnykh grafikov v povyshenii ehffektivnosti teplovykh setej [On the role of temperature schedules in improving the efficiency of heating networks]. *Energy-Saving*, 2021, no. 2, pp. 44–46. (In Russian).
- [32] Zubanov A.A. Otsenka ehffektivnosti i ekonomichnosti raboty sistemy teplosnabzheniya v real'nykh usloviyakh [Evaluation of the efficiency and economy of the heat supply system in real conditions]. *Heat Supply News*, 2018, no. 8, pp. 24–29. (In Russian).
- [33] Chicherin S., Junussova L., Junussov T. [Minimizing the supply temperature at the district heating plant – dynamic optimization]. *2019 4th International Conference on Advances in Energy and Environment Research (ICAEER 2019)*, vol. 118, 02004. doi: 10.1051/e3sconf/201911802004
- [34] Schweiger G., Larsson P., Magnusson F., Lauenburg P., Velut S. District heating and cooling systems – Framework for Modelica-based simulation and dynamic optimization. *Energy*, 2017, vol. 137(C), pp. 566–578. doi: 10.1016/j.energy.2017.05.115
- [35] Arce I., López S., Perez S., Rămă M., Klobut K., Febres J. Models for fast modelling of district heating and cooling networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, vol. 82(P2), pp. 1863–1873. doi: 10.1016/j.rser.2017.06.109
- [36] Romanchenko D., Odenberger M., Göransson L., Johnsson F. Impact of electricity price fluctuations on the operation of district heating systems: A case study of district heating in Göteborg, Sweden. *Applied Energy*, 2017, vol. 204(C), pp. 16–30. doi:10.1016/j.apenergy.2017.06.092
- [37] Lauenburg P. Temperature optimization in district heating systems. *Advanced District Heating and Cooling (DHC) Systems*, 2016, pp. 223–240. doi: 10.1016/B978-1-78242-374-4.00011-2
- [38] Stevanovic V., Zivkovic B., Prica S., Maslovacic B., Karamarkovic V., Trkulja V. Prediction of thermal transients in district heating systems. *Energy Conversion and Management*, 2009, vol. 50:9, pp. 2167–73. doi: 10.1016/j.enconman.2009.04.034
- [39] Wang Y., You S., Zhang H., Zheng W., Zheng X., Miao Q. Hydraulic performance optimization of meshed district heating network with multiple heat sources. *Energy*, 2017, vol. 126, pp. 603–621. doi:10.1016/j.energy.2017.03.044
- [40] Petrushhenkov V.A. Obosnovanie ponizhennogo temperaturnogo grafika regulirovaniya tsentralizovannykh sistem teplosnabzheniya [Substantiation of the reduced temperature schedule for regulation of centralized heat supply systems]. *Heat Supply News*, 2015, no. 8, pp. 30–37. (In Russian).
- [41] Pyatin A.A. Novaya model' regulirovaniya – teoreticheskaya osnova vysokoeffektivnogo otopeniya [New control model — The theoretical basis for high efficiency heating]. *EKO-TEK – ECO-TECH*, 2019, no. 1(70), pp. 15–30. Available at: http://www.energy-saving.ru/uploads/files/eko-tek_itog_70.pdf (accessed 31.10.2021) (in Russian).
- [42] Pyatin A.A. Sbalansirovannoe otopenie – novye vozmozhnosti ehffektivnosti i energosberezheniya [Balanced heating — New possibilities for efficiency and energy saving]. *EKO-TEK – ECO-TECH*, 2018, no. 3(68), pp. 23–34. Available at: http://www.e-nergy-saving.ru/uploads/files/1-68_3.pdf (accessed 31.10.2021) (in Russian).
- [43] Pyatin A.A., Suvorov D.M. An Extended Heating Regulation Schedule: Definition and Assessment of Its Efficiency in Heat-Supply Systems. *Thermal Engineering*, 2021, vol. 68, no. 4, pp. 310–323. doi: 10.1134/S0040363621040068
- [44] Novitsky N.N., Shalaginova Z.I., Tokarev V.V., Grebneva O.A. Technology for the development of operating modes of large heat supply systems

based on methods of multilevel thermohydraulic modeling. *Izv. RAS. Energy*, 2018, no. 1, pp. 12–24.

- [45] 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, vol. 66, no. 10, pp. 714–729. doi: 10.1134/S0040601519100057

- [46] Tatarinova N.V., Suvorov D.M., Shempelev A.G. [Approaches to building computational mathematical models based on the flow and power characteristics of cogeneration steam turbine stages and compartments]. *International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM 2017)*. St. Petersburg, Russia, 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICIEAM.2017.8076463.

Сведения об авторах.



Суворов Дмитрий Михайлович, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - энергетическая эффективность теплофикации, оптимизация режимов работы ТЭЦ, энергосбережение
E-mail: dmilar@mail.ru



Татаринова Наталья Владимировна, кандидат технических наук, доцент кафедры теплотехники и гидравлики ВятГУ. Научные интересы - теплофикация, оптимизация режимов работы ТЭЦ, математическое моделирование турбоустановок ТЭЦ
E-mail: nvt_s@mail.ru