

Варианты реконструкции системы централизованного теплоснабжения, направленные на поддержание теплогидравлических режимов

Рецензия эксперта на статью получена 12.12.2019 [Expert review on the article received on December 12, 2019].

Введение

Полный учёт многообразия действующих на систему централизованного теплоснабжения возмущений, свойств распределённости параметров её звеньев и сложной иерархии построения неизбежно приводит к чрезмерному усложнению процесса её моделирования. Для систем централизованного теплоснабжения малых населённых пунктов сложность решения системы уравнений, составляющих основу такой модели, никак не оправдывается для условий оперативного управления ввиду недостаточной полноты и точности исходной информации, а также усложняется небольшим количеством потребителей тепловой энергии, протяжёнными и изношенными тепловыми сетями и значительным превышением установленной мощности генерирующего оборудования теплоисточников над фактическим отпуском тепловой энергии.

Например, в посёлке Листвянка Иркутской области находится котельная «Мазутная», к которой подключено шесть домов с годовым потреблением тепла 3443 Гкал/год, к котельной «Угольная» — ещё два дома с годовым теплотреблением 979 Гкал/год [1]. Пример подобного малого источника тепла показан на рис. 1.

Сложно обстоят дела и в направлении работы с абонентами, в частности, при подготовке тепловых энергоустановок потребителей к очередному отопительному сезону. Например, в одном из крупных городов России по состоянию на 27 сентября 2019 года тепловые узлы объектов социальной сферы предъявляются с небольшим отставанием от графика — 94,6%. Выдано справок о выполнении мероприятий — всего 60,8% (436 шт.), одна-

Поставлена цель выявления оптимальных теплогидравлических режимов систем централизованного теплоснабжения малых населённых пунктов. Здесь распространённым является подход, заключающийся в нахождении минимума или максимума некоторой функции, зависящей от параметров сети

ко по жилищному фонду факт предъявления составляет 89,3% от плана, причём справок о выполнении мероприятий выдано всего 28,6%. Кроме того, в зимний период происходит значительное снижение фактических параметров теплоносителя относительно расчётных [2], что снижает удовлетворённость населения качеством коммунальных услуг и приводит к дополнительным издержкам для теплоснабжающих организаций.

Автором поставлена цель выявления оптимальных теплогидравлических режимов систем централизованного теплоснабжения малых населённых пунктов. Распространённым для её достижения является подход, заключающийся в нахождении минимума или максимума некоторой функции, зависящей от параметров сети, — оптимизации.

В настоящей работе для достижения цели решается задача исследования трубопроводных систем, не связанная с комплексной оптимизацией параметров, — задача синтеза, описанная в виде задачи выявления методов поддержания теплового и гидравлического режимов систем централизованного теплоснабжения, очевидно взаимосвязанных между собой.

УДК 697.34. Научная специальность: 05.14.04.

Варианты реконструкции системы централизованного теплоснабжения, направленные на поддержание теплогидравлических режимов

С. В. Чичерин, аспирант, кафедра теплоэнергетики, Омский государственный университет путей сообщения (г. Омск)

Одним из методов поддержания теплогидравлических режимов является модернизация устаревшего оборудования: установка балансировочных клапанов и автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (ИТП), одновременный переход на закрытую схему ГВС, перевод потребителей на независимую схему систем отопления, замена традиционных теплоисточников автономными на базе нетрадиционных и возобновляемых, автоматизация и диспетчеризация оборудования. Анализ предложенных мероприятий выполняется исходя из дисконтированного дохода, индекса доходности, внутренней нормы прибыли и сроков окупаемости инвестиций. Проведён анализ их достоинств и недостатков, эксплуатационных режимов, включая моделирование и расчёт пьезометрических графиков и температурных графиков подающей и обратной линий. Короткий срок окупаемости проектов, связанных с закрытием традиционных теплоисточников, при их высокой стоимости объясняется значительными затратами на транспортировку топлива, заработную плату и другие составляющие.

Ключевые слова: тепловая сеть, схема, энергия, отопление, источник, насос, независимый, расход.

UDC 697.34. The number of scientific speciality: 05.14.04.

Feasibility study on measures ensuring thermal and hydraulic stability of a district heating system in a town

S. V. Chicherin, postgraduate student, the Department of Thermal Engineering, Omsk State Transport University (Omsk city)

The hydraulic stability is achieved by the following measures: installing advanced weather-dependent substations, transition to the indirect connection of space heating and domestic hot water equipment, district heating (DH) network technological improvements, such as remotely controlled valves and a flow rate meter at each node sending data via GPRS, increasing proportions of renewable energy sources. To evaluate the modernization scenarios, a life-cycle cost analysis is performed and added to the discussion of the technical details. In the event of a challenging terrain, harsh climate and inadequate infrastructure renewable energy sources have the advantage of no distribution, whereas natural gas and coal need to be transported by pipeline, roads or railway. The evaluation methodology presented is valid for any cold-climate region where renewable facilities and methods for improving efficiency are sought.

Keywords: heat distribution system, scheme, energy, space heating, costs, central plant, pump, indirect, flow rate.



Рис. 1. Котельная на территории детского сада — начальной школы №687 (Санкт-Петербург)

Определяющими условиями поддержания теплогидравлического режима является проведение модернизации устаревшего оборудования.

В связи с этим в качестве первой меры рассматривается установка балансировочных клапанов на стояках системы отопления и установка автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) вместо существующих элеваторных. В работе [3] приведён финансовый анализ мероприятий, нацеленных на совершенствование эффективности систем теплоснабжения городских округов и муниципальных образований, одним из таковых является внедрение автоматизированных ИТП.

Модернизация оборудования ИТП, в частности, повсеместная установка баков-аккумуляторов тепловой энергии для выравнивая суточных неравномерностей потребления тепловой энергии была рассмотрена Турски и др. [4]; мощность единицы накопителя была принята 150 кВт, а для моделирования применялось коммерческое ПО TRNSYS.

Новая схема присоединения подогревателей ГВС, описанная в работе [5] и совмещающая достоинства существующих, не требует установки дополнительного оборудования на системе отопления, но также позволяет исключить влияние резко переменной нагрузки ГВС в течение дня на температуру внутреннего воздуха и устранить «перетоп» потребителей. Распространённая на объектах нового строительства независимая схема присоединения системы отопления [6] тоже является одним из способов реконструкции систем централизованного теплоснабжения и нормализации гидравлического

режима. Передовой научной разработкой в этой области может считаться идея присоединения абонентов при импульсной и пульсирующей циркуляции теплоносителя на отдельных участках тепловых сетей [7].

Перспективным направлением представляется сочетание эффективного централизованного теплоснабжения с преимуществами малой распределённой генерации тепловой энергии [8]. С точки зрения экономических индикаторов, как правило, оцениваются варианты реконструкции и сроки реализации проекта и эксплуатации оборудования. В качестве объектов малой генерации рассматриваются тепловые насосы, геотермальные источники и другие виды нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Китайские специалисты (Гу и др.) исследуют применение новой схемы автоматизации и управления оборудования на примере системы централизованного теплоснабжения города Шэньян (КНР) [9], результаты моделирования показали возможность снижения расчётного давления на выходе с теплоисточника с 1,27

до 0,81 МПа, при том что верификация модели показала относительную ошибку не более 7,71 %.

Методы

Итак, в качестве энергосберегающих мероприятий рассмотрены следующие:

1. Установка балансировочных клапанов на стояках системы отопления и установка автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) вместо существующих элеваторных (№1).
2. Одновременный переход на закрытую схему системы ГВС (№2).
3. Дополнительно перевод потребителей на независимую схему подключения систем отопления (№3).
4. Замена традиционных теплоисточников автономными на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (№4).
5. Автоматизация и диспетчеризация оборудования сетевых насосов и тепловой сети (№5).

Ограничением последнего направления является отсутствие технического учёта полного охвата на насосных станциях, зачастую требующего установить электросчётчик на каждый насос, чтобы оценить эффект от внедрения частотно-регулируемого привода (ЧРП).

Для анализа мероприятий №№1–3 моделировались гидравлические режимы внутриквартальной сети в программно-расчётном комплексе ZuluThermo (ГИС Zulu): длина сети от источника до квартала принималась равной 10 км; от входа в квартал до наиболее удалённого здания — 1,5 км. Рельеф местности принят ровным. При зависимой схеме и расчётном перепаде температур 150/70°C удельный расход воды при расчётном (ночном) режиме составлял 3 м³/ГДж (12,5 м³/Гкал). При этом расходе удельные потери напора в сети принимались равными 8 мм/м, располагаемый напор на коллекторах теплоисточника — 105 м вод. ст.

Дальнейший путь развития автоматизации, телемеханизации и диспетчеризации предполагает подключение к Федеральной информационной адресной системе (ФИАС) и использование в работе кода здания GUID, как это уже реализовано для проведения платёжных операций в биллинговой системе ПАО «Т-Плюс».

Что касается мероприятия №4, то в настоящее время во многих странах мира, наряду с развитием централизованных систем теплоснабжения, всё более активно прослеживается тенденция масштабного перехода к малым источникам теплоснабжения на основе распределённой генерации энергии (рис. 2) [8].

Новая схема присоединения подогревателей ГВС, описанная в работе [5] и совмещающая достоинства существующих, не требует установки дополнительного оборудования на системе отопления, но также позволяет исключить влияние резко переменной нагрузки ГВС в течение дня на температуру внутреннего воздуха и устранить «перетоп» потребителей

Внедрение источников малой генерации в первую очередь определяется ростом их конкурентоспособности (приемлемые единовременные капитальные затраты, отсутствие платы за присоединения к тепловым сетям, транспортной составляющей по перекачке теплоносителя и платы за тепловые потери и др.) относительно централизованных систем теплоснабжения.

Экономический эффект мероприятий №1–4 достигается, во-первых, за счёт снижения укрупнённой расчётной величины нормативных тепловых потерь, которая, в свою очередь, производится путём снижения фактической среднегодовой температуры в подающем трубопроводе или путём сокращения протяжённости (отказа от) тепловых сетей.

Удельные тепловые потери теплопровода определялись как:

$$q = \frac{\tau - t_0}{R_{\text{н}} - R_{\text{н}}}. \quad (1)$$

Термическое сопротивление однородного цилиндрического слоя [(м·К)/Вт] рассчитывается по выражению:

$$R_{\text{н}} = \frac{1}{2\pi\lambda} \ln\left(\frac{d_{\text{н}}}{d_{\text{тр}}}\right), \quad (2)$$

где $d_{\text{н}} = d_{\text{тр}} + 2d$.

Термическое сопротивление наружной поверхности изоляции, (м·К)/Вт:

$$R_{\text{н}} = \frac{1}{\pi d_{\text{н}} \alpha}, \quad (3)$$

где α — коэффициент теплоотдачи поверхности изолированного теплопровода, Вт/(м²·К):

$$\alpha = 11,6 + 7 \times \sqrt{W}. \quad (4)$$

Расчёт выполнен на примере малого населённого пункта — посёлка Листвянка (Иркутская область), где источниками тепла являются две электростанции («Байкал», «Ист-Лэнд») и две котельные на ископаемом топливе («Угольная», «Мазутная»). «Мазутная» котельная мощностью 7,53 Гкал/ч сжигает мазут М-100 (удельный расход условного топлива на выработку единицы тепловой энергии равен 179 кг у.т./Гкал), «Угольная» котельная мощностью 2,01 Гкал/ч сжигает уголь из разреза Бородинский (260 кг у.т./Гкал) [1]. Таким образом, более 10 Гкал/ч тепловой мощности требуется заменить нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии. В качестве исходной модели выбрана следующая компоновка тепловой сети: прокладка надземная, внутренний диаметр трубопровода головного участка — 159 мм, общая протяжённость — 2,75 км. Тепловая изоляция выполнена из изношенных и напитанных влагой минераловатных изделий



• • Рис. 2. Гелиоколлектор на крыше частного жилого дома (пос. Ангасолка, Иркутская область)

приведённой толщиной $d = 15$ мм, её теплопроводность $\lambda = 0,064$ Вт/(м·К).

Расчётная среднегодовая температура наружного воздуха принята 0°C , средняя скорость ветра — 4,5 м/с, среднегодовое значение температуры в подающем трубопроводе тепловой сети — 70°C .

Термические сопротивления внутренней поверхности рабочей трубы и её стенки принимаем равными нулю.

Схемы подключения систем отопления и ГВС — зависимая и открытая, соответственно. Способ центрального регулирования — качественный, расчётный температурный график — $95/70^\circ\text{C}$ [1].

Основное отличие дисконтированного срока окупаемости (Discounted Payback Period) от привычного значения срока окупаемости — это дисконтирование денежных потоков и пересчёт ожидаемых будущих денежных поступлений к году начала проекта

Расчёты выполнены при условии стоимости электрической энергии 2,44 руб/кВт·ч. Стоимость тепловой энергии в расчёте укрупнённо принята равной 1500 руб/Гкал [10], однако величина экономии существенно вырастет при расчёте, исходя из тарифа на тепловую энергию для населения в удалённом населённом пункте, например, 2399 руб/Гкал, принятого в посёлке Листвянка на 1 июля 2019 года [1].

Во-вторых, снижение эксплуатационных затрат происходит за счёт снижения расхода электроэнергии на привод сетевых насосов [2].

Оценка экономической эффективности приведена ниже.

Так, мощность [кВт], требуемая на привод одного из двух сетевых насосов, определяется по формуле:

$$N = \frac{HQ}{367\eta}, \quad (5)$$

где H — напор насоса, м вод. ст.; Q — расход воды, м³/ч; η — коэффициент полезного действия электронасосного агрегата (принимается $\eta = 0,85$).

Тогда экономия мощности на производственные нужды определяется по следующей формуле:

$$\Delta N = \frac{(H_1 - H_2)Q}{367\eta}, \quad (6)$$

где H_1 и H_2 — напоры, соответственно, развиваемый насосом при дроссельном регулировании и требуемый, м вод. ст.; Q — максимальный расход сетевой воды, м³/ч.

Максимально разносторонний эффект даёт внедрение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, в этом случае общая экономия денежных средств может быть оценена как:

$$\Theta = \sum_{\tau=1}^{T_{\Sigma}} \left[(\Delta C_{\text{нт}} + \Delta C_{\text{вт}} + \Delta C_{\text{бт}} + \Delta C_{\text{ат}} + \Delta C_{\text{ет}}) \times \right. \\ \left. \times (1+E)^{T_0-\tau} + \Delta C_{\text{нт}} (1+E)^{T_0-\tau} \right], \quad (7)$$

где T_{Σ} — срок эксплуатации оборудования службы теплосетевого объекта, лет; τ — наработка оборудования, лет; $\Delta C_{\text{нт}}$ — снижение затрат на ввод тепловой мощности путём перераспределения тепловой нагрузки в τ -м году; $\Delta C_{\text{вт}}$ — снижение эксплуатационных затрат (экономия топлива) за счёт перераспределения тепловой нагрузки между нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии и котельными на ископаемых видах топлива в течение межотопительного периода; $\Delta C_{\text{бт}}$ — снижение эксплуатацион-

ных затрат (экономия топлива) за счёт перераспределения тепловой нагрузки между нетрадиционными и возобновляемыми источниками энергии и котельными на ископаемых видах топлива в течение зимнего сезона; $\Delta C_{a\tau}$ — снижение ущерба абонентов за счёт повышения надёжности теплоснабжения и качества коммунальных услуг в результате развития резервных связей; $\Delta C_{e\tau}$ — сокращение экологического ущерба путём уменьшения вредных выбросов в окружающую среду; $\Delta C_{h\tau}$ — дополнительный доход за счёт подключения новых потребителей к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии расширения зон действия существующих источников на зоны с перспективной тепловой нагрузкой за счёт строительства новых тепловых сетей; T_0 — срок окончания реализации проекта и выхода оборудования на расчётные показатели работы; E — ставка дисконтирования затрат, стоимость привлечённого капитала.

Для расчёта затрат на внедрение и содержание внедряемого и заменяемого оборудования применялась формула:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_0} [Z_{\tau}(1+E)^{T_0-t}] = \sum_{t=1}^{T_0} (K_t + I_t)(1+E)^{T_0-t}, \quad (8)$$

где t — период времени с начала реализации проекта; K_{τ} — инвестиционные средства, вложенные в капитальные затраты в t -й год; I_t — эксплуатационные издержки (затраты на работу оборудования и затраты на компенсацию издержек, связанных с его работой, в t -й год).

Анализ предложенных мероприятий выполнялся исходя из максимума чистого дисконтированного дохода, индекса доходности, внутренней нормы прибыли и сроков окупаемости инвестиций.

Чистым дисконтированным доходом считалась разность между дисконтированной выручкой и дисконтированными затратами:

$$\text{ЧДД} = \Delta - Z. \quad (9)$$

Индекс доходности рассчитывался как отношение дисконтированного системного дохода к дисконтированным затратам:

$$\text{ИД} = \Delta/Z. \quad (10)$$

Сроком окупаемости инвестиций считается момент времени, когда разность между общим, недисконтированным системным эффектом и затратами становится положительной и остаётся таковой до конца срока жизни проекта.

Дисконтированный срок окупаемости (Discounted Payback Period, DPP) — период возврата денежных средств с учётом временной стоимости денег (норма доходности). Основное отличие от привычного значения срока окупаемости — это дисконтирование денежных потоков и пересчёт ожидаемых будущих денежных поступлений к году начала проекта.

Результаты

Уже выполненные расчёты показывают, что объём инвестиций при совместном применении мероприятий по установке балансировочных клапанов на стояках системы отопления и установке автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов вместо существующих элеваторных составят для системы централизованного теплоснабжения от котельной «Мазутная» 5,9 млн руб. при сроке окупаемости 3,2 года, для системы централизованного теплоснабжения от котельной «Угольная» — 2 млн руб. при сроке окупаемости 3,8 [1].

Кроме того, ранее полученные результаты доказывают эффективность применения термогидравлических распределителей в индивидуальном и центральном тепловых пунктах системы централизованного теплоснабжения с неизменным гидравлическим сопротивлением абонентских установок, что позволяет подключить подогреватель ГВС по параллельной схеме независимо от соотношения максимальных тепловых нагрузок на ГВС и отопление и устранить «перетоп» [5].

С другой стороны, повсеместный переход на закрытую схему также приведёт к увеличению удельного расхода электроэнергии из-за роста циркуляционных расходов теплоносителя по всем участкам тепловой сети.

Моделирование гидравлического режима показало, что при зависимой схеме присоединения систем отопления расчётный напор на входе в квартал составил 23,4 м вод. ст., в конце квартала — 13,1 м вод. ст. При переходе на независимую схему расчётная температура обратной сетевой воды составила бы 75 °С, удельный расход воды — 3,16 т/ГДж (13,3 т/Гкал). При неизменных диаметрах участков тепловой сети это приведёт к снижению располагаемого напора на входе в квартал с 23,4 до 11,9 м вод. ст., а в конце квартала (при неосуществимом на практике условии установки отопительных подогревателей на каждом ИТП) — примерно до 3,6 м вод. ст.

Однако даже таких параметров для работы ИТП по независимой схеме достаточно, в существующих системах централизованного теплоснабжения такой способ присоединения системы отопления предлагается в технических условиях на подключения, когда располагаемый напор на вводе, например, меньше 15 м вод. ст., то есть параметров теплоносителя для присоединения элеваторного узла при графике 150/70 °С недостаточен.

Проведённый анализ показал, что эта схема является предпочтительной для присоединения абонентов в крупных городах с открытой системой теплоснабжения. Эта схема в наибольшей степени отвечает современным и перспективным условиям крупных теплоснабжающих систем.

Кроме того, комбинирование независимой схемы подключения и импульсно-го (пульсирующего) режима движения горячей воды позволяет снизить тепловые и гидравлические потери, тем самым увеличивая полезный отпуск тепловой энергии и снижая эксплуатационные затраты [7]. Схема обеспечивает отделение систем горячего водоснабжения от систем

Экономический эффект мероприятий №№1–4 достигается за счёт снижения укрупнённой расчётной величины нормативных тепловых потерь, которая в свою очередь производится путём снижения фактической среднегодовой температуры в подающем трубопроводе или путём сокращения протяжённости (отказа от) тепловых сетей

отопления; независимость гидравлического режима квартальной сети от внешней сети без установки понизительных насосов и регуляторов давления; возможность при необходимости централизованного управления системами ГВС; возможность резервирования от соседних магистралей; облегчение автоматического регулирования отпуска теплоты на отопление.

Схема не требует увеличения диаметров теплопроводов, несмотря на некоторое увеличение расхода сетевой воды, поскольку она допускает снижение располагаемого напора на конечных ИТП по сравнению с располагаемыми напорами на тех же потребителях при подключении по зависимой схеме.

Реализация мероприятия №5 обуславливает переход к новой технологической парадигме развития теплоэнергетики в России, основанной на принципах клиентоориентированности и компромиссных решений [8].

К примеру, в системе централизованного теплоснабжения города Тюмени находится в эксплуатации 148 приборов технического учёта, установленных на границах распределительных и магистральных сетей, смежных с генерацией, 600 счётчиков тепловой энергии на индивидуальные тепловые пункты потребителей. Задача — интегрировать в неё ещё 4200 приборов учёта. Предполагается, что эти работы будут завершены через год. В целом, внедрение «умной» теплосети в Тюмени займёт до пяти лет*.

Компанией АО «ТомскРТС» также эксплуатируются три программы, а на тепловой сети предусмотрены 108 зон, где можно отследить фактические утечки по приборам учёта. Для быстрого обнаружения повреждения в пространстве тепловой камеры могут быть установлены датчики влажности, однако проблемой является высокая температура воздуха, возможность затопления, отсутствие питания.

* В энергетике Тюмени меняется система контроля [Электр. текст]. «РБК Тюмень» от 24.11.2017. Режим доступа: rbc.ru. Дата общ.: 10.12.2019.

Сама стоимость запорной арматуры Ду800 достигает одного миллиона рублей, из-за чего после технического обслуживания уже не новые единицы переставляются с объекта на объект.

Первой проблемой мероприятий группы №4 является то, что схема с зависимым автоматизированным присоединением систем отопления отличается от существующих непосредственных (шайбовых) присоединений наличием ИТП с подкачивающими насосами и регуляторами давления, которые стабилизируют напоры в квартальной сети. Поэтому вместо существующей четырёхтрубной схемы прокладки в ряде случаев из соображений экономии приходится прокладывать двухтрубную сеть. Схема имеет все отмеченные выше недостатки зависимого присоединения: пониженное качество горячего водоснабжения, низкую манёвренность и управляемость. Трудно обеспечить центральное регулирование отпуска теплоты на отопление. Применение автоматизированных ИТП, присоединённых по двухтрубной зависимой схеме, менее целесообразно, так как не учитывается необходимость подключения зданий повышенной этажности по независимой схеме по условиям статистики [6]. Поэтому при местном нетрадиционном и возобновляемом источнике энергии на базе существующего ЦТП или локального теплоисточника целесообразно сохранить четырёхтрубную схему.

Другой проблемой существующих ЦТП и локальных теплоисточников является неудовлетворительное качество коммунальных услуг: низкая температура (30–35 °С) и давление (0,2 МПа) в системе ГВС в межотопительный период в связи с отсутствием циркуляции или наличие примесей ржавчины в горячей воде.

В этом случае проводимые комиссионные обследования, как правило, устанавливают превышения уровня железа в трубопроводах или системах ГВС многоквартирных домов. Телеметрия полезна и в этом случае: например, если на диспетчерском пульте управления отображаются одинаковые параметры теплоносителя (давления) в первом и во втором контурах ЦТП, это может свидетельствовать о неисправности или намеренном выводе из работы насосов смешения на ЦТП.

Для разводящих тепловых сетей от ЦТП до дома перспективны гибкие предизолированные теплопроводы из сшитого полиэтилена (РЕ-Х-трубы). Такие теплопроводы изготавливают несколько предприятий, на объекты они поступают в бухтах заданной длины в комплекте с фитингами. Технология прокладки тепло-



Рис. 3. Бытовая ветроэлектрическая установка (пос. Листвянка, Иркутская область)

провода напоминает технологию укладки электрического кабеля. Диапазон их применения ограничен максимальным давлением 0,6 МПа, температурой +95 °С и расходом 25 м³/ч.

Основной формулой для расчёта потерь напора при установившемся течении жидкости в напорном трубопроводе является формула Дарси-Вейсбаха, однако лишь формула Колбрука-Уайта, используемая по умолчанию как базовая в ПРК ZuluThermo, применима для полимерных трубопроводов.

Другой популярной разновидностью теплоисточников, традиционно относящихся к нетрадиционным и возобновляемым источникам энергии, являются тепловые насосы, которые целесообразно совмещать с системами очистки воды и возобновляемыми источниками электроэнергии. При применении тепловых насосов с точки зрения показателей коэффициента преобразования и удельного расхода электрической энергии, а также энергетического КПД выгодно снижение расчётного температурного графика.



Рис. 4. ТЭЦ-9 (г. Ангарск, Иркутская область)

Возвращаясь к теме качества ГВС, в целях улучшения температурных режимов ГВС в межотопительный период предлагается установить стационарные электрические водонагреватели и рассмотреть вопрос о переключении нагрузки жилых домов на крышную газовую котельную при наличии возможности для подключения к газопроводу.

В ряде случаев, например, при установке ветряных генераторов (рис. 3) в качестве единственного источника, понадобится обязательная установка водонагревателей (электрических котлов) для покрытия нужд отопления и горячего водоснабжения; теплонасосные решения, как и комбинированная выработка тепловой и электрической энергии (рис. 4), дороги и без государственного субсидирования едва ли быстро получат широкое распространение.

Рассмотрение применения энергосберегающих мероприятий в жилых домах на территории посёлка Листвянка, которые подключены к работающим на органическом топливе котельным, в работе [1] было выполнено с целью оценки экологического эффекта.

Ниже приведён пример расчёта для головного участка тепловой сети до внедрения каких-либо мер по повышению энергоэффективности.

Наружный диаметр трубопровода:

$$d_n = 0,159 + 2 \times 0,015 = 0,189 \text{ м.}$$

Термическое сопротивление однородного цилиндрического слоя равно:

$$R_n = \frac{1}{2 \times 3,14 \times 0,064} \ln \left(\frac{0,189}{0,159} \right) = 0,43 \text{ (м·К)/Вт.}$$

Коэффициент теплоотдачи поверхности изолированного теплопровода:

$$\alpha = 11,6 + 7 \times \sqrt{4,5} = 26,45 \text{ Вт/(м}^2\text{·К).}$$

Термическое сопротивление наружной поверхности изоляции:

$$R_n = \frac{1}{3,14 \times 0,189 \times 26,45} = 0,064 \text{ (м·К)/Вт.}$$

Тогда удельные тепловые потери теплопровода по формуле (1):

$$q = \frac{70 - 0}{0,43 + 0,064} = 141,7 \text{ Вт/м.}$$

По данным Федеральной службы государственной статистики (Росстат), потери тепловой энергии в тепловых сетях составляют от 8,5 до 16% от количества поданной в систему энергии [11].

Экономия мощности на производственные нужды согласно выражению (6):

$$\Delta N = \frac{(60 - 28) \times 155}{367 \times 0,85} = 15,9 \text{ кВт.}$$

Показатели экономической эффективности проектов

табл. 1

Показатель	Автоматизация систем отопления, отказ от непосредственного присоединения в пользу ИТП	Автоматизация и дополнительно перевод потребителей на закрытую схему ГВС	Автоматизация и дополнительно перевод потребителей на независимую схему присоединения СО	ЧРП и ИТ-технологии	Распределённая генерация на базе нетрадиционных и ВИЭ
Капитальные затраты с учётом ПИР, транспортировки оборудования и СМР	16 974	26 331	34 809	19 692	289 174
ЧДД ежегодно, тыс. руб.	1752	2008	1869	1763	38049
Внутренняя норма доходности, %	21,1	15,9	16,2	17	14,6
Ставка дисконтирования, %	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7
Срок окупаемости простой, лет	5,1	7,1	8,3	6,85	5,8
Срок окупаемости дисконтированный, лет	9,7	12,9	18,2	11,17	7,6
Индекс доходности (PI)	1,48	0,92	0,84	1,26	1,89

Принимая продолжительность работы сетевых насосов равной числу часов в году (8808 ч) и учитывая положительный эффект от мероприятий по внедрению электроприводов, снижение расхода электрической энергии на производственные нужды за счёт ускорения локализации повреждений, опорожнения и заполнения участков сетевой водой в рамках системы централизованного теплоснабжения составит 342,5 МВт·ч.

Экономия затрат с учётом индексов дефляторов в 2019–2020 годах составит $\Delta C = 342,5 \times 2,44 \times 1,023 \times 1,031 = 881,5$ тыс. руб. Экономия денежных средств лишь при установке ЧРП на обоих сетевых насосов составит 1,763 млн руб. (табл. 1).

В относительных величинах потенциал энергосбережения от внедрения ЧРП при условии 100%-й автоматизации теплотребляющих устройств составляет 28,5% [9]. Кроме того, в случае установки баков-накопителей тепловой энергии Турски и др. [4] прогнозируют снижение отклонения усреднённой по всей сети значения температуры обратной сетевой воды от расчётного значения с 7,15 до 2,29°C, что позволяет дополнительно аккумулировать 69,5% и добиться увеличения эффективности на 22%. Это чуть больше, чем для мероприятий №№1–4, однако и намного затратнее.

Довольно короткий срок окупаемости проектов, связанных с закрытием традиционных теплоисточников при их высокой стоимости, объясняется значительными затратами на покупку топлива, водоподготовку, заработную плату и страховые отчисления персоналу, амортизацию изношенного оборудования и эксплуатацию теплосетевого хозяйства. Автоматизация относительно дешёва в силу ограниченной протяжённости сети, небольшого количества ответвлений от магистрали, отсутствия понизительных насосных станций и относительно малой мощности насосного сетевого оборудования на теплоисточнике. Преимущества перевода на независимую схему по большей части связаны с упрощением наладки и эксплуатации со

стороны теплоснабжающей организации, а потому трудно отражаются в ЧДД. Перспективы проектов со сроком окупаемости более семи лет даже при рассмотрении умеренных инфляционных издержек и учёта трудно прогнозируемых политических/экономических рисков туманны.

В ряде случаев на срок окупаемости накладывается техническая составляющая, например, использование теплонасосной системы в режиме отопления дома приводит к снижению температуры теплоносителя, циркулирующего через термоскважины, на 5–6°C к концу первых десяти лет эксплуатации [11]. В работе [3] подтверждается положительный экономический эффект для теплоснабжающих организаций от мер №№1–2.

Заключение

Для рассмотренных вариантов проведён детальный анализ их достоинств и недостатков, а также эксплуатационных режимов, включая моделирование и расчёт пьезометрических графиков квартальной и внешней сетей и температурных графиков подающей и обратной линий. Схема с подогревателем ГВС в автоматизированном ИТП, а также четырёхтрубная квартальная сеть имеют ряд преимуществ, подтверждённых распределением напоров во внутриквартальной тепловой сети и графиком расходов при отсутствии водоразбора и при максимальном водоразборе горячей воды из подающей и обратной линий. При независимой схеме подключения водоразбор не влияет на гидравлический режим системы отопления, расход воды в которой изменяется в соответствии с графиком местного каче-

ственно-количественного регулирования. Такие проекты имеют очевидные технические преимущества, но расчётный срок окупаемости более семи лет делают их непривлекательными для потенциальных инвесторов из-за сложностей с возвратом капиталовложений. Чистый дисконтированный доход всех проектов является положительным, что может свидетельствовать об удачном выборе мероприятий и их общей полезности. ●

1. Стенников В.А., Еделева О.А., Майсюк Е.П. Применение энергосберегающих мероприятий в тепловом хозяйстве на примере Байкальской природной территории / Энерго-ресурсоэффективность в интересах устойчивого развития: Сб. трудов II Межд. научн. конф. (SEWAN-2019). 16–20 сентября 2019 года. — Иркутск: Изд-во ИрННТУ, 2019. 256 с.
2. Абилюдинова С.К., Чичерин С.В. Моделирование системы централизованного теплоснабжения с учётом работы с абонентами и особенностей эксплуатации насосного оборудования // Вестник МГСУ, 2019. Т. 14. Вып. 6. С. 748–755.
3. Звонарева Ю.Н., Зверев О.И. Совершенствование систем теплоснабжения путём внедрения АИТП // Вестник КГЭУ, 2019. Т. 11. №1. С. 10–18.
4. Turski M., Nogaj K., Sekret R. The use of a PCM heat accumulator to improve the efficiency of the district heating substation. Energy. 2019. Vol. 187.
5. Смирнов В.В., Яворовский Ю.В., Сенников В.В. Устройство для повышения эффективности работы централизованной системы теплоснабжения // Вестник ИГЭУ, 2018. №5. С. 17–25.
6. Чичерин С.В. Повышение энергоэффективности систем отопления и вентиляции: сравнительный анализ проектной документации // Журнал С.О.К., 2019. №6. С. 40–49.
7. Макеев А.Н. Теория организации импульсной циркуляции теплоносителя в системе теплоснабжения с независимым присоединением абонентов // Научный журнал строительства и архитектуры, 2018. №2. С. 11–20.
8. Кравец А., Стенников В., Пеньковский А. Иерархическое математическое моделирование теплоснабжающих систем с учётом активности объектов распределённой генерации энергии / Энерго-ресурсоэффективность в интересах устойчивого развития: Сб. трудов II Межд. научн. конф. (SEWAN-2019). — Иркутск: Изд-во ИрННТУ, 2019. 256 с.
9. Gu J., Wang J., Qi C., Yu X., Sundén B. Analysis of a hybrid control scheme in the district heating system with distributed variable speed pumps. Sustainable Cities and Society. 2019. Vol. 48.
10. Збараз Л.И., Чичерин С.В. Выбор оптимального количества котлоагрегатов при реконструкции источника теплоснабжения // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов, 2019. Т. 330. №7. С. 62–70.
11. Банникова С.А., Захаров В.М., Козлова М.В. Экспериментальное определение тепловых потерь сети теплоснабжения для их использования в утилизации // Вестник ИГЭУ, 2019. №1. С. 5–11.

References — see page 94.

Feasibility study on measures ensuring thermal and hydraulic stability of a district heating system in a town. Pp. 58–64.

Stanislav V. Chicherin, postgraduate student, the Department of Thermal Engineering, Omsk State Transport University (Omsk city)

1. V.A. Stennikov, O.A. Edeleva, E.P. Majsjuk. *Primenenie jenergosberegajushih meroprijatij v teplovom hozjajstve na primere Bajkal'skoj prirodnoj territorii* [The use of energy-saving measures in the heat sector using the example of the Baikal natural territory]. *Jenergo-resursojeffektivnost' v interesah ustojchivogo razvitiya: Sb. trudov II Mezhd. nauchn. konf. (SEWAN-2019)* [Energy and Resource Efficiency for Sustainable Development: Coll. vol. of the II International Scientific Conference]. September 16–20, 2019. Irkutsk. *Izd-vo IrNITU* [Publishing House of Irkutsk National Research Technical University]. 2019. 256 p. [In Russian]
2. S.K. Abil'dinova, S.V. Chicherin. *Modelirovanie sistemy centralizovannogo teplosnabzhenija s uchetom raboty s abonentami i osobennostej jekspluatacii nasosnogo oborudovaniya* [Modeling of the district heating system, taking into account the work with subscribers and features of the operation of pumping equipment]. *Vestnik MGSU* [Bulletin of Moscow State University of Civil Engineering]. 2019. Vol. 14. Issue 6. Pp. 748–755. [In Russian]
3. Ju.N. Zvonareva, O.I. Zverev. *Sovershenstvovanie sistem teplosnabzhenija putem vnedrenija AITP* [Improving heat supply systems through the introduction of automated individual heat points]. *Vestnik KGJeU* [Bulletin of Kazan State Power Engineering University]. 2019. Vol. 11. No. 1. Pp. 10–18. [In Russian]
4. M. Turski, K. Nogaj, R. Sekret. The use of a PCM heat accumulator to improve the efficiency of the district heating substation. *Energy*. 2019. Vol. 187.
5. V.V. Smirnov, Ju.V. Javorovskij, V.V. Sennikov. *Ustrojstvo dlja povysenija jeffektivnosti raboty centralizovannoj sistemy teplosnabzhenija* [A device to improve the efficiency of the centralized heat supply system]. *Vestnik IGJeU* [Bulletin of Irkutsk National Research Technical University]. 2018. No. 5. Pp. 17–25. [In Russian]
6. S.V. Chicherin. *Povyshenie jenergojeffektivnosti sistem otoplenija i ventiljacii: sravnitel'nyj analiz proektnoj dokumentacii* [Improving the energy efficiency of heating and ventilation systems: a comparative analysis of project documentation]. *Zhurnal Santehnika, otoplenie, kondicionirovanie (S.O.K.)* [Journal of Plumbing, Heating, Ventilation]. 2019. No. 6. Pp. 40–49. [In Russian]
7. A.N. Makeev. *Teorija organizacii impul'snoj cirkuljacii teplosnositelja v sisteme teplosnabzhenija s nezavisimym prisoedineniem abonentov* [The theory of the organization of pulsed circulation of a heat carrier in a heat supply system with independent connection of subscribers]. *Nauchnyj zhurnal stroitel'stva i arhitektury* ["Scientific Journal of Construction and Architecture" Magazine]. 2018. No. 2. Pp. 11–20. [In Russian]
8. A. Kravec, V. Stennikov, A. Pen'kovskij. *Ierarhicheskoe matematicheskoe modelirovanie teplosnabzhajushih sistem s uchetom aktivnosti ob'ektov raspredelennoj generacii jenerгии* [Hierarchical mathematical modeling of heat supply systems taking into account the activity of objects of distributed energy generation]. *Jenergo-resursojeffektivnost' v interesah ustojchivogo razvitiya: Sb. trudov II Mezhd. nauchn. konf. (SEWAN-2019)* [Energy and Resource Efficiency for Sustainable Development: Coll. vol. of the II International Scientific Conference]. September 16–20, 2019. Irkutsk. *Izd-vo IrNITU* [Publishing House of Irkutsk National Research Technical University]. 2019. 256 p. [In Russian]
9. J. Gu, J. Wang, C. Qi, X. Yu, B. Sundén. Analysis of a hybrid control scheme in the district heating system with distributed variable speed pumps. *Sustainable Cities and Society*. 2019. Vol. 48.
10. L.I. Zbaraz, S.V. Chicherin. *Vybor optimal'nogo kolichestva kotloagregatov pri rekonstrukcii istochnika teplosnabzhenija* [The choice of the optimal number of boiler units during the reconstruction of the heat supply source]. *Izvestija TPU. Inzhiniring georesursov* [Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Engineering of geo-resources]. 2019. Vol. 330. No. 7. Pp. 62–70. [In Russian]
11. S.A. Bannikova, V.M. Zaharov, M.V. Kozlova. *Jeksperimental'noe opredelenie teplovyh poter' seti teplosnabzhenija dlja ih ispol'zovaniya v ustrojstve utilizacii* [Experimental determination of heat losses of the heat supply network for use in a disposal device]. *Vestnik IGJeU* [Bulletin of Irkutsk National Research Technical University]. 2019. No. 1. Pp. 5–11. [In Russian]