

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ЖИВУЧЕСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

А.М. Малинин¹, А.С. Чистович², И.Х. Эмиров³

В настоящей статье представлен аналитический обзор состояния существующих в РФ систем теплоснабжения, дается оценка их энергетической безопасности, освещаются результаты исследования причин аварийности инженерных систем в водонесущих коммуникациях, а также приводятся методы и сравнительные расчеты отказов этих систем.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, теплоснабжение, живучесть, авария, водонесущие коммуникации.

POWER SAFETY AND SURVIVABILITY OF A HEAT SUPPLY SYSTEMS

A.M. Malinin, A.S. Chistovich, I.H. Emirov

This paper presents an analytical review of a condition the existing in the Russian Federation heating systems, an assessment of their power safety is given, highlights the results of research into the causes of accidents of engineering systems in the water bearing communications, and provides methods and comparative calculations failure of these systems.

Keywords: power safety, heat supply, failure, survivability, water bearing communications.

1. Анализ функционирования систем теплоснабжения населенных пунктов РФ с позиции энергетической безопасности

В Настоящей статье представлен аналитический обзор состояния существующих в РФ систем теплоснабжения, дается оценка их энергетической безопасности, освещаются результаты исследования причин аварийности инженерных систем в водонесущих коммуникациях, а также приводятся методы и сравнительные расчеты отказов этих систем.

По результатам Всероссийской переписи 2010 г. общая численность населения РФ составляла на момент обследования 142 млн. 857 тыс. человек, проживающих в более чем 1100 населённых пунктах, имеющих статус города (при условии их идентификации по численности населения, административному и народнохозяйственному значению и характеру застройки), а также почти в 160 000 сельских населённых пунктах. Надо отметить, что в соответствии с действующей в РФ классификацией [2] поселений выделяют пять основных категории, а именно:

1. Большие города, которые подразделяются на:

1.1. Сверхкрупные (с населением от 500 тыс. до 1 млн. и свыше 1 млн. человек), причем в каждом из подобных 12 городов проживает свыше миллиона человек.

1.2. Крупные (от 100 до 500 тыс. человек).

2. Средние (с населением от 50 до 100 тыс. человек).

3. Полусредние (от 20 до 50 тыс. человек). Одними из подобных представителей являются города-спутники, расположенные вокруг больших и крупных городов на расстоянии 30–60 км от них (окрестности Москвы, Санкт-Петербурга, Куйбышева, Новосибирска и других городов).

4. Небольшие (с численностью населения от 10 до 20 тыс. человек).

5. Поселки городского типа (до 10 тыс. человек).

При этом необходимо отметить, что названные городские агломерации представляют собой наиболее экономичный вид расселения народных масс в отношении капитальных, эксплуатационных и иных видов затрат, как и расходов по жилищно-коммунальному и дорожно-транспортному устройству.

Приведенная выше классификация населенных пунктов легла в основу анализа существующих процессов функционирования систем теплоснабжения (СТ) РФ на объектах жилищной, социальной и производственной застройки с точки зрения энергетической безопасности (см. рис. 1). Так, например, оказалось, что в крупных городах с многоэтажной застройкой преобладают системы централизованного теплоснабжения (СЦТ – система, состоящая из одного или нескольких источников теплоты, тепловых сетей (ТС), имеющих различный диаметр трубопроводов, их число и

протяженность, а также обслуживающих разного рода потребителей теплоты) от теплоэлектростанций (ТЭЦ) общего пользования, либо промышленных предприятий.

Что касается полусредних и небольших городов, в том числе и поселков городского типа с многоэтажной застройкой послевоенного периода, то они, как правило, в большинстве

своем обладают СЦТ, питающимися от городских либо районных котельных.

Поселки городского типа с малоэтажной застройкой снабжаются теплом либо от домовых (квартальных) котельных, либо имеют печное отопление.

В сельских населенных пунктах основным видом отопления являются печи.

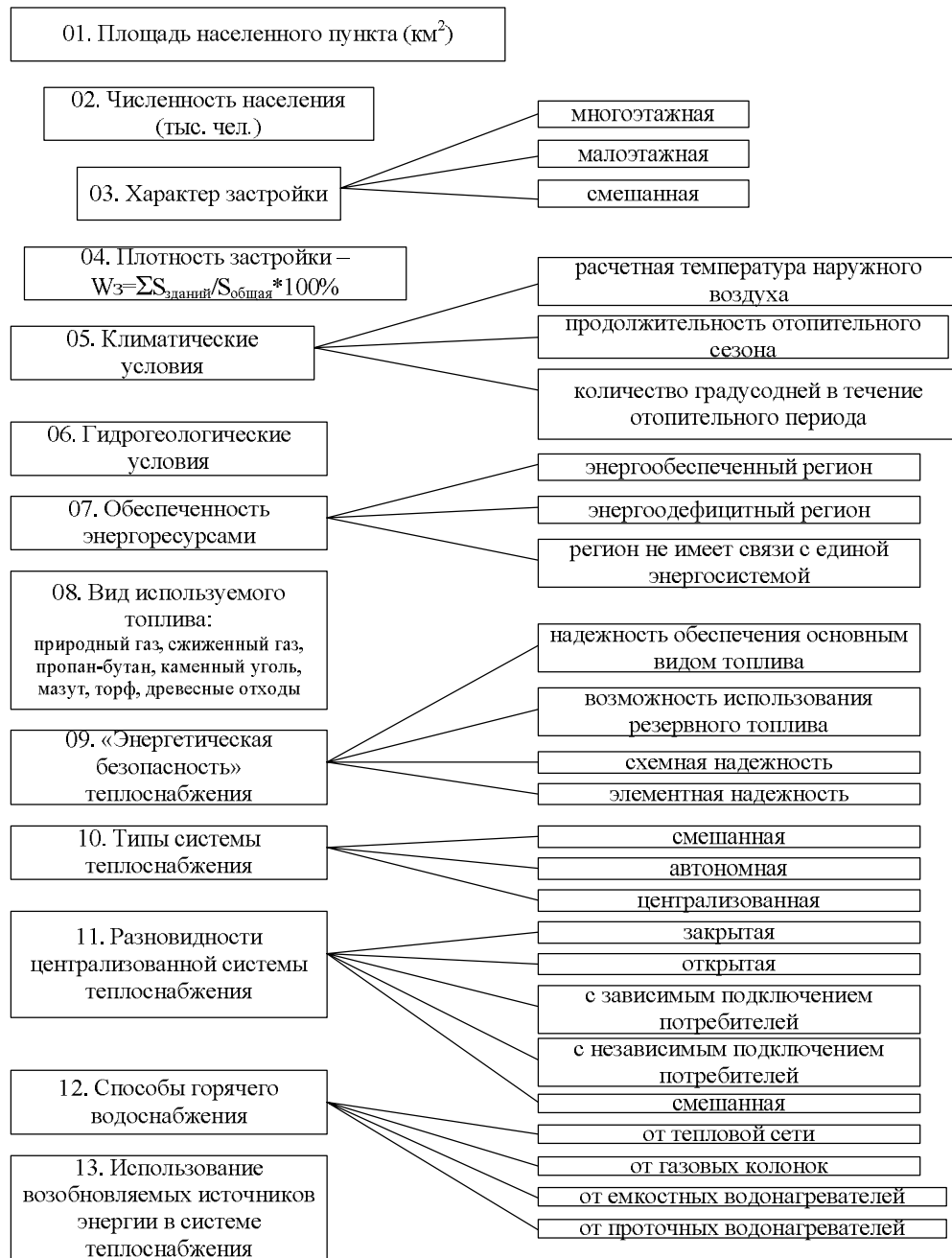


Рисунок 1. Принятые классификационные признаки городов РФ по типам и особенностям функционирования систем теплоснабжения

подавляющая часть городов Европейской части страны, а так же значительное количество сельских населенных пунктов газифицированы. За последнее десятилетие достаточно быстро осуществлялась газифи-

кация отдельных регионов Западной Сибири (Тюменская, Омская обл. и др.). В Центральной и Восточной Сибири в средних, полусредних и небольших городах для целей теп-

лоснабжения в СЦТ по большей части используется каменный уголь.

Практически все населенные пункты РФ, за исключением некоторых территориальных образований, подключены к Единой энергетической системе и получают электроэнергию либо от электростанций общего пользования (РАО «ЕЭС России»), либо от электростанций крупных промышленных предприятий. В последние годы наметилась тенденция к расширению развития атомной энергетики, прерванная по причине последствий чернойбыльской катастрофы.

Большинство гражданских и промышленных зданий в отдаленных и труднодоступных местностях РФ снабжаются теплом от автономных котельных, работающих на угле или мазуте, притом, что электроэнергия вырабатывается на малых дизельных электростанциях.

В целом следует указать, что системы теплофикации и СЦТ играют в РФ доминирующую роль в обеспечении тепловой энергией населенных пунктов, как, впрочем, и промышленных комплексов.

Вместе с тем, с учетом изменения структуры собственности как в производственной, так в жилищно-коммунальной сфере, доля децентрализованного теплоснабжения неизбежно возрастает. Особенно это касается теплоснабжения населенных пунктов с преобладанием застройки малой плотности, а также энергообеспечением зданий и предприятий малого и среднего бизнеса, районов коттеджной застройки, промышленных производств, использующих для целей отопления газовое топливо.

Однако развитие автономных систем теплоснабжения не должно привести к коренным изменениям в структуре обеспечения теплом городов РФ, где созданы уникальные по своим размерам СЦТ, охватывающие всю городскую инженерную инфраструктуру и послужившие аналогом для создания подобных систем во многих развитых странах мира.

Комбинированное производство тепловой и электрической энергии на городских ТЭЦ позволяет значительно экономнее использовать органическое топливо по сравнению с их раздельной выработкой в соответствующих источниках.

На крупных теплоэнергетических установках (ТЭЦ, котельные) появляется возможность организовать экологически чистое сжигание низкосортных местных видов топлива, к которым относятся такие как,

например: бурый уголь, торф, твердые бытовые отходы, древесные отходы и др., что практически неосуществимо для малых источников тепла. При этом удаление мощных источников генерации энергии, работающих на органическом топливе, от центров тепловой нагрузки значительно улучшает состояние воздушной среды в городах.

Участившиеся в последнее время аварии в СЦТ населенных пунктов предельно обнажили недостатки инженерной инфраструктуры и показали, насколько велика ее роль в обеспечении условий комфортной жизнедеятельности народонаселения. Таким образом возникает насущная проблема развития и реконструкции СТ, которая ставится в разряд стратегических задач РФ.

Недостаточное в течение ряда последних лет выделение финансовых средств, направленных на устранение физического износа основных фондов рассматриваемых СТ, а также отсутствие целенаправленной государственной политики в этой области неизбежно приводят к ускорению деградации теплофикации в целом и систем теплоснабжения в отдельности, в т.ч. и к снижению их эффективности.

Наиболее уязвимым звеном в СЦТ являются ТС, общая протяженность которых в РФ составляет более 220 тыс. км (в пересчете на двухтрубную прокладку). Так что нет ничего удивительного в том, что их неудовлетворительное состояние приводит не только к высоким потерям при транспортировке теплоносителя, но и к их высокой повреждаемости. Оценка физического состояния ТС, выполненная различными экспертами, показала, что 50–65% теплопроводов уже выработали свой амортизационный ресурс. Поэтому большая часть аварий в СТ связана именно с их повреждением.

Высокая степень физического и морального износа источников тепловой энергии, до 60–70%, также резко снижает эффективность теплоснабжения. На многих ТЭЦ из-за физического износа уже демонтирована часть паровых турбин, в результате чего резко снижается экономия, заложенная в принцип комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Эффективность работы многих ТЭЦ в последнее десятилетие снизилась из-за уменьшения подключенной тепловой нагрузки, вызванной, с одной стороны, спадом промышленного производства, а с другой – тем, что многие потребители создали собственные автономные теплоисточники.

подавляющая часть крупных районных водогрейных котельных, предназначенных для работы в пиковом режиме совместно с ТЭЦ, фактически работает круглогодично раздельно от ТЭЦ в базовом режиме. Такое использование районных котельных при работе на газе делает их неконкурентоспособными по сравнению с малыми теплогенерирующими установками (автономные котельные, квартирные теплогенераторы), что связано с большими затратами на ремонт и восстановление оборудования, не рассчитанного на круглогодичное использование.

Несмотря на очевидные преимущества комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, доля теплофикации в общей выработке тепла в РФ продолжает снижаться.

Что касается низкой надежности СЦТ, вызванной рядом объективных факторов, то возникает ситуация, при которой эти системы в настоящий момент времени не в состоянии подавать потребителю тепло с расчетными параметрами теплоносителя в периоды низких значений температуры наружного воздуха. При расчетной температуре теплоносителя в 150°C , ее фактическое значение на выходе из теплоисточника не превышает $95 - 110^{\circ}\text{C}$, таким образом отпуск тепла составляет всего $50 - 70\%$ от требуемого.

Также чрезвычайно низка эффективность сотен тысяч разбросанных по всей стране мелких котельных, особенно работающих на твердом топливе. КПД этих объектов, как правило, не превышает $50 - 60\%$. Изношенность основного оборудования названных теплоустановок, находящихся в основном в ведении ЖКХ, достигла на многих объектах критического уровня и служит причиной многочисленных аварий.

В отличие от ТЭЦ, котельных и ТС, на которых проводятся (хотя в далеко недостаточных объемах) планово-предупредительные ремонты, на внутридомовых инженерных системах зданий по понятным причинам вообще не проводится никакого профилактического обслуживания. Вот почему основная деятельность ЖКХ в этой сфере сводится лишь к ликвидации аварий.

Также отмечается недопустимо большая величина сверхнормативных тепловых потерь в строениях через наружные ограждающие конструкции. Обследования показали, что во многих недавно построенных жилых и производственных зданиях коэффици-

ент теплопередачи через стены в 3 раза превышает нормативы.

В целом сверхнормативные непроизводительные потери в сфере теплопотребления (включая потери при распределении теплоносителя по тепловым пунктам и внутридомовым инженерным системам) составляют по разным экспертным данным от 30 до 40% .

Так как в период резкого похолодания СЦТ не в состоянии подать в отапливаемые помещения зданий теплоноситель с требуемыми термическими параметрами, температура в них начинает снижаться, и при длительном сохранении такого положения без вмешательства находящихся в здании людей и соответствующих действий обслуживающего персонала она может понизиться до отрицательных значений.

Однако благодаря тому, что отапливаемое жилое здание представляет собой биотехническую систему и температурный режим в нем определяется не только поступлением тепла от СТ, но и действиями проживающих людей, а также обслуживающего персонала, этого не происходит. Фактически температура в отапливаемых помещениях жилого здания в периоды резких и продолжительных похолоданий при работающей системе отопления не опускается ниже $12 - 14^{\circ}\text{C}$.

С целью стабилизации внутренней температуры при недостаточной подаче тепла потребителям жилья и персонал, обслуживающий здание, осуществляют несанкционированный ряд мер, в результате чего серьезно нарушается гидравлический режим ТС, увеличивается нагрузка на системы электро-, газо- и водоснабжения, что может привести (и часто приводит) к аварийным ситуациям во всей инженерной инфраструктуре населенного пункта.

Снижение кратности воздухообмена при герметизации оконных проемов, вредные газовыделения при работе газовых плит и проч. ухудшают состояние воздушной среды в помещениях, наносят вред здоровью людей.

Из-за отсутствия резервных связей в большинстве городских СЦТ в летний период времени производится отключение этих систем на срок не менее 10 дней, в результате чего потребители лишаются возможности пользоваться горячим водоснабжением в течение этого периода.

Что же касается возобновляемых нетрадиционных источников тепловой энергии,

то они используются в ничтожных размерах, поскольку до настоящего времени применение энергосберегающих технологий не получило широкого распространения, что, как следствие, приводит к неоправданно большим расходам топливно-энергетических ресурсов.

Изложенные выше отдельные положения в определенной степени подтверждают тот факт, что теплоснабжение РФ в настоящее время уверенными темпами приближается к состоянию кризиса. И то сказать, что на ликвидацию последствий аварий государственный бюджет затрачивает средства, размер которых во много раз превышает муниципальные затраты на оплату услуг жилищно-коммунального хозяйства и сопричастные с ним сферы. Но даже эти огромные затраты несопоставимы с тяжелыми социальными последствиями аварий в СТ.

2. Факторы и причины, способствующие возникновению и развитию аварий в инженерных водонесущих коммуникациях

Аварии на канализационных системах способствуют массовому выбросу загрязняющих веществ и ухудшению санитарно-эпидемиологической обстановки. Аварии в системах водоснабжения нарушают обеспечение населения водой или делают воду непригодной для питья. Аварии на ТС в зимнее время года приводят к невозможности проживания населения в неотапливаемых помещениях и его вынужденной эвакуации.

Аварии, чаще всего, проходят в своем развитии 5 характерных фаз:

- первая – накопление отклонений от нормального процесса;
- вторая – инициирование аварии;
- третья – развитие аварии, во время которой оказывается воздействие на людей, природную среду и окружающую экологию;
- четвертая – проведение спасательных работ, локализация аварии;
- пятая – восстановление жизнедеятельности после ликвидации последствий аварии.

Теплообменные процессы, приводящие к температурной деформации оборудования и трубопроводов, в т.ч. и их замораживание в подвалах зданий и лестничных клетках могут произойти [5] в случае прекращения подачи тепла при снижении температуры воздуха внутри жилых помещений до 8°C.

Гидродинамические процессы, характеризующиеся сверхнормативным давлени-

ем, возникающим в трубопроводе при быстром изменении скорости движения жидкости, что приводит к мгновенными повышениями и понижениями давления, которые могут привести к разрушению трубопровода, называются гидравлическим ударом. Вероятность возникновения гидравлических ударов возрастает с увеличением мощности теплоисточников, увеличением диаметров и длины ТС, оснащения сети регуляторами, клапанами и задвижками. Причинами возникновения гидравлических ударов являются: внезапный останов насосов на теплоисточнике или насосной станции при прекращении подачи электроэнергии; внезапное включение насосов; вскипание теплоносителя в котле в случае снижения расхода теплоносителя и последующей конденсации; быстрое закрытие регулирующих клапанов и задвижек на теплоисточнике, насосных станциях и ТС.

Также основными причинами аварий в трубопроводах являются физический износ, коррозия, потеря их пропускной способности из-за образования закупорок, свищей и разрывов труб при том, что этим явлениям способствуют такие факторы, как: длительная эксплуатация ТС без ремонта и без промывки системы, заполнение системы недеаэрированной водой; частые сливы воды из системы, в результате чего в водопровод попадает воздух, а также всевозможного рода механические повреждения.

Проводились испытания коррозионной стойкости ТС [1] на предмет выявления опасных режимов их эксплуатации при таких параметрических условиях:

- соответствующая ГОСТ 2789 шероховатость внутренней поверхности несущих трубопроводов ТС из стали СТ-20 и высокопрочного чугуна с шаровидным графитом $\leq 2,5$ мкм;
- содержание водного состава теплоносителя = $30 \text{ г/м}^3 \text{ NaCl} + 70 \text{ г/м}^3 \text{ NaSO}_4$ (при $pH=8,3$);
- температура теплоносителя = 50 °C при свободном доступе O_2 ;
- температура теплоносителя = 50 °C при концентрации $O_2 = 0,29 \text{ г/м}^3$;
- температура теплоносителя = 50 °C без доступа O_2 ;
- продолжительность наблюдения – 30 календарных суток.

В итоге наиболее опасным оказался режим эксплуатации трубопроводов из стали при 50°C и содержании $O_2 = 0,29 \text{ г/м}^3$, т.е. на порядок выше, чем по нормативу в сетевой воде, в то время как высокопрочный чугун с

шаровидным графитом не обнаружил склонности к коррозии.

Разгерметизация ТС – имеется в виду разрыв по телу трубы или в сварных швах (кольцевом или продольном) – а также наличие трещины в основном металле трубы или в сварных швах, все эти явления, как правило, сопровождаются разливом перекачиваемого теплоносителя. При этом утечки могут возникать в местах изгиба труб или через трещины, образующиеся при неправильной гибке. Также разгерметизация возникает по причине коррозии внутренней и внешней, негерметичности запорной и регуливающей арматуры. Утечка теплоносителя в резьбовом соединении в большинстве случаев происходит из-за некачественного уплотнения, выполняемого при монтаже в сгонах между муфтами и контргайками, из-за трещин в соединениях, сорванной или глубоко прорезанной резьбы.

Также необходимо помнить, что прекращение подачи энергоресурсов для целей теплоснабжения в системах теплофикации достаточно часто происходит вследствие аварий на электроэнергетических объектах.

Считается по крайней мере целесообразным акцентировать причины аварийности котельных установок, а также привести типичные ситуации выхода их из строя, нередко заканчивающиеся взрывом.

К основным причинами аварий котлов относятся [2]:

- утечка воды из котла – 31% случаев;
- нарушение водного режима – 29%, в т.ч. из-за :
 - отложения в котлах накипи и шлама – 83%,
 - коррозии металла – 17%;
 - дефекты изготовления и нарушения технологии при монтаже котлов – 18%;
 - отсутствие циркуляции воды в котлоагрегатах – 8%.

Взрыв котлоагрегата может произойти при следующих нарушениях правил технической эксплуатации котельных:

1. Котел пущен в работу при закрытых задвижках на горячей и обратной подводках к нему. Вода в котле перегревается, даже несмотря на наличие обводной линии, называемой *bypass* (*bypass* англ. – обход, обозначает обводной трубопровод, устанавливаемый параллельно запорной и регуливающей арматуре) с обратным клапаном, что приводит к парообразованию. Пар через обводную линию уходит в систему. Через несколько часов

уровень воды в котле достигает нижнего уровня огневой линии и котел взрывается.

2. Котел пущен в работу с закрытой задвижкой на горячей подводке. Пар, образующийся в котле, вытесняет воду в обратную магистраль. Уровень воды в котле опускается ниже огневой линии и котел взрывается.

3. Котел пущен в работу с закрытой задвижкой на обратной линии. Пар из котла выходит в горячую магистраль, пробивая себе путь через толщу воды толчками. В результате происходит разрыв трубопровода или секции котла.

4. Неисправны задвижки котла, либо в задвижках оторваны диски. Циркуляция воды в котле нарушается, преобразуется в пар и котел взрывается.

5. Расширительный бак не имеет циркуляционной линии, и вода в трубе, соединяющей его с системой, замерзает. При этом вода продолжает нагреваться, резко возрастает давление, что приводит к разрыву котла, радиатора или трубопровода.

6. Нарушается правильность показаний уровня воды в водоуказательном стекле из-за засорения каналов, соединяющих его с котлом. Резко возрастает вероятность взрыва котла.

3. Методы обеспечения безопасности систем теплоснабжения

Согласно ФЗ № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» под безопасностью подразумевается состояние защищенности общества и окружающей среды от аварий (разрушений сооружений и/или технических устройств) и их последствий, применяемых на опасном производственном объекте, которыми являются в рассматриваемом случае СТ. При использовании системного подхода в вопросах возникновения опасности, как источника потенциального ущерба, вреда или ситуации с возможностью нанесения ущерба, выделяются такие составляющие, как сама система, элементы и необходимые конечные результаты ее функционирования.

Далее анализируются возникающие в системе инциденты в виде отказов или повреждений технических устройств, входящих в состав СТ или же отклонения от нормального течения регламентных технологических процессов. Предполагается, что таким образом возможно количественно оценить риск аварии, т.е. меру опасности, характеризующую вероятность возникновения возможных аварий и тяжесть их последствий, а также

продлить срок безопасной эксплуатации оборудования.

Для этих целей после процесса выявления и признания факта существования опасности, а также последующего определения ее характеристик, создают искусственную систему, которую накладывают на систему естественную, стремящуюся в процессе своего функционирования к нежелательному результату. При этом необходимо обязательно учитывать потенциальные угрозы, представляющие собой не исследованные никем негативные события, которые, как правило, невозможно оценить при оценке риска, потому как эти события никогда не происходили и нет удовлетворительной информации об эффективных профилактических мерах об их устранении или уменьшении.

В результате подобных манипуляций положительная цель достигается за счет исключения из естественной системы элементов, стимулирующих негативные последствия (т.е. устраняются вредные или опасные факторы, что на практике достигается заменой составляющих материалов или изменением технологических процессов), либо их нейтрализации элементами искусственной системы.

Например, осуществляются такие принципы [4], которые сводятся либо к замене материалов, конструкций и их элементов с более высокими способностями (коэффициентами запаса прочности по конкретным параметрам) к сопротивлению разрушениям и остаточным деформациям от механических и термических воздействий, либо к герметизации, когда обеспечивается такое уплотнение и термоизоляция теплопроводов, которые исключают утечку в окружающую среду перегретой воды (под давлением более 0,07 МПа или при температуре свыше 115 °С), а также уменьшают потери тепла.

Наряду с этим используется при защите от гидравлического удара принцип защиты временем, который сводится к установке в системе инерционных клапанов и задвижек, а также известный принцип дублирования принимающий на себя гидравлическую нагрузку в случае возникновения нештатных или аварийных режимов работы СТ, а также в случае проведения ремонтных работ без прекращения подачи теплоносителя. При этом все подобные принципы осуществления безопасности должны основываться на минимизации ущерба, т.е. сопоставления затрат и снижения рисков аварийности.

Далее, как известно, в основу СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» [5] положены четыре обязательных критерия, с помощью которых удастся детерминировать состояние, техническую оснащенность, надежность и качество ТС и СЦТ в целом. К этим критериям относятся:

Вероятность безотказной работы СТ [Р], являющаяся показателем совершенства СЦТ, характеризует способность системы не допускать более 14 аварийных отказов $N_{\text{отк. max}}=14$ за 100 лет функционирования системы (при максимально-допустимой $P \geq 0,86$), а в оптимистическом варианте, как минимум $N_{\text{отк. min}}=3$ (при минимально-допустимой $P \geq 0,97$), которые приводят к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, а в промышленных зданиях – ниже +8 °С. Надо подчеркнуть, что в процессе эксплуатации СЦТ этот показатель определяет безотказность работоспособности исключительно техническим состоянием самой системы.

Тогда количество аварийных отказов в течение одного календарного года или одного отопительного периода определится соотношением $N_{\text{отк.}}/100$ (лет), где $N_{\text{отк.}}$ – выбирается из СНиП 41-02-2003 [5]. Здесь интересно отметить, что принятие $P \geq 0,97$, т.е. 0,03 отказа за 1 год в условиях Крайнего Севера, где расчетная температура наружного воздуха в зимний период отопительного сезона колеблется в пределах от – 50 до – 60° С, приближает состояние СЦТ к критической ситуации, поскольку санкционирует излишне высокий уровень аварийности, а именно (расчет ориентировочный) $N_{\text{ав}} = 0,03 \cdot 1800 = 54$ аварии в год, где 1800 – ориентировочное число СЦТ на территории Якутии.

По данным статистического анализа [2] за последние 5 лет коэффициент аварийных отключений СЦТ – $K^1_{\text{ав.отк}}$ по причине нарушений электро-, водо- топливоснабжения, пожаров и др. отрицательных воздействий характеризуется величиной $K^1_{\text{ав.отк}} = 0,029$, а $K^2_{\text{ав.отк}} = 0,0078$ по причинам отказов элементов СЦТ. В таком случае $N_{\text{ср.год}} = N_{\text{отк. min}} / 100 + \dots$
 $\dots + (K^1_{\text{ав.отк}} + K^2_{\text{ав.отк}}) \cdot 1800 = 66,27$ аварии в течение 1 года, что в 1,23 раза превышает среднестатистическое значение, и без того приближая критическое состояние аварийности.

Коэффициент готовности или качества системы $K_r \geq 0,97$ – вероятность работо-

способного состояния системы в течение всего отопительного сезона, кроме 264 часов, допускаемых нормативами, поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру.

Критерий живучести СЦТ $[G]$ – способность системы сохранять свою работоспособность в экстремальных условиях, а также гарантия быстрого восстановления после длительных (более 54 ч) остановов. В качестве названного критерия выбирается условие снижения температуры воздуха в отапливаемых помещениях ниже ее критического значения $+3^\circ\text{C}$. Нерасчетные похолодания в СНиП 41-02-2003 [5] рассматриваются не только как стояние экстремально низких температур. Косвенно с этим фактором могут быть связаны некоторые объективные ограничения как в самих СЦТ, так и вне сферы их функционирования, которые не позволяют обеспечить требуемую температуру в отапливаемом помещении.

Срок службы ТС – период времени в календарных годах со дня ввода в эксплуатацию, по истечении которого [4] следует провести экспертное обследование технического состояния трубопровода с целью определения допустимости, параметров и условий его дальнейшей эксплуатации или необходимости его демонтажа.

Величина $[P]$ определяется по следующей формуле: $P = e^{-D}$,

где D – плотность потока возникающих отказов ТС, сопровождающихся снижением подачи тепла потребителям: $D = E \cdot K_c \cdot L^{0,2}$ 1/год. км, где: E – обобщенный коэффициент сложности системы, приведенный к потоку учитываемых отказов, определенный при нормативном уровне безотказности; K_c – коэффициент, учитывающий утрату или старение ресурса конкретного участка ТС, который рассчитывается в зависимости от времени живучести по формуле: $K_c = 3 \cdot I_{yp}^{2,6}$; $I_{yp} = n_t / n_p$, где: I_{yp} – индекс утраты ресурса; n_t – возраст теплопровода; n_p – расчетный срок службы теплопровода; L – приведенный показатель конструкции теплопроводов, вида прокладки, длины и диаметра теплопровода ТС.

Из СНиП 41-02-2003 [5] выбираются минимально-допустимые показатели вероятности безотказной работы, а именно:

$P_{ит} = 0,97$ – вероятность безотказного функционирования источника тепла;

$P_{тс} = 0,90$ – вероятность безотказного функционирования ТС;

$P_{аб} = 0,99$ – вероятность безотказного функционирования абонента;

$P_{сцт} = 0,86$ – вероятность безотказного функционирования СЦТ.

На рис. 2 показана расчетная схема ТС гипотетической СЦТ, безотказная работа которой определяется участками теплотрассы с заданными параметрами [3]. Полученные на их основе вероятности безотказной работы СЦТ сведены в табл. 1 при соблюдении следующих начальных условиях, а именно:

$\Delta t_1 = t_{комф} - t_{авар} = 8^\circ\text{C}$ (для общественных зданий);

$\Delta t_2 = t_{комф} - t_{авар} = 12^\circ\text{C}$ (для промышленных зданий);

$L = 6,2 \cdot 10^{-6}$; $E = 0,5$; $K_c = 1,0$; $K_{инт.вр} = 1,0$ (коэффициент интенсивности восстановительных работ).

Необходимо отметить, что приведенная на рис.2 гипотетическая схема является «закольцованной», что в значительной мере увеличивает общую надежность СЦТ.

Готовность или качество СЦТ – это, по существу, есть показатель фактического состояния и способности системы к качественному круглогодичному теплоснабжению. Вероятность качества СЦТ определяется по следующей формуле:

$$P_k = Q_{год} - \sum_{i=1}^{i=4} q_i / Q_{год} = \dots, \\ \dots = Q_{год} - q_1 - q_2 - q_3 - q_4 / Q_{год}$$

где: $Q_{год} = 365 \cdot 24 = 8760$ часов в году; q_1 – ожидание неготовности СЦТ в часах в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данном населенном пункте. Определяется по климатическим параметрам с учетом энергетического потенциала СЦТ; q_2 – ожидание неготовности источника тепла в часах; q_3 – ожидание неготовности ТС в часах; q_4 – ожидание неготовности абонента в часах.

Тогда минимально допустимая вероятность готовности СЦТ к исправной работе или вероятность ее качества $q_{год}$ должна приближаться к сумме всех ожиданий неготовности, т.е. определяться как $\sum_{i=1}^{i=4} q_i$. Таким образом $q_{год} \approx 264$ (часа).

Используя величину вероятности готовности СЦТ возможно определить условия штатного функционирования системы при нерасчетных похолоданиях, задавать источнику генерации тепла нормативное количество часов неготовности в течение отопительного сезона, а также рассчитывать радиус качественного теплоснабжения СЦТ $[R_{КТ}]$. В нашем гипотетическом случае $R_{КТ} = 24,3$ км.

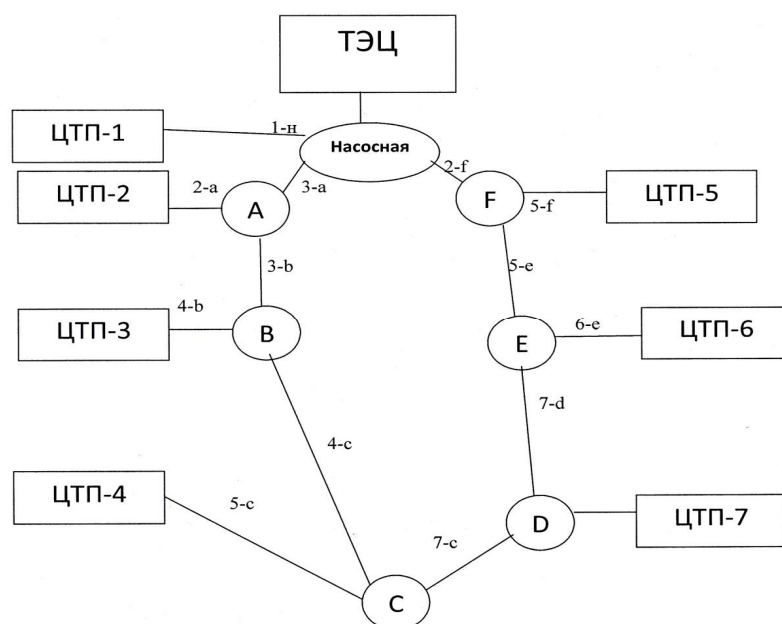


Рисунок 2. Гипотетическая схема распределительных теплопроводов СЦТ:

(ЦТП-1, ЦТП-2, ЦТП-7 – центральные тепловые пункты – на которых нагревается вода для систем горячего водоснабжения групп зданий. Размещается в отдельных зданиях внутри кварталов или жилых микрорайонов. Основное оборудование: центральная водоподогревательная установка и циркуляционные насосы горячего водоснабжения, повышающие насосы холодного водоснабжения, средства автоматизации и телеуправления, контрольно-измерительные приборы: самопишущие и показывающие манометры и термометры, расходомеры и водомеры)

Таблица 1. Данные расчета вероятности безотказной работы гипотетической СЦТ

Наименование участка СЦТ	Условный Ø теплопровода участка ТС (м)	Длина участка ТС (км)	Плотность аварийных отказов по участкам ТС (1/год. км)	Вероятность безотказной работы ТС
1-н	0,2	0,8	$2,10 \cdot 10^{-3}$	0,99
2-а	0,2	1,3	$7,35 \cdot 10^{-4}$	0,89
3-а	0,3	2,1	$6,88 \cdot 10^{-4}$	0,86
3-б	0,25	4,2	$5,31 \cdot 10^{-4}$	0,85
4-б	0,3	0,7	$1,18 \cdot 10^{-3}$	0,99
4-с	0,3	1,5	$6,24 \cdot 10^{-4}$	0,86
5-с	0,3	2,0	$4,81 \cdot 10^{-4}$	0,84
7-с	0,4	3,7	$1,08 \cdot 10^{-3}$	0,99
2-ф	0,5	0,8	$7,78 \cdot 10^{-4}$	0,82
5-ф	0,6	1,4	$8,95 \cdot 10^{-4}$	0,81
5-е	0,7	3,1	$5,10 \cdot 10^{-4}$	0,83
6-е	0,9	1,8	$0,87 \cdot 10^{-3}$	0,99
7-д	0,8	0,9	$1,23 \cdot 10^{-3}$	0,99

4. Расчет снижения риска центральных тепловых пунктов, оборудованных резервными энергогенераторами

Чтобы оценить экономическую целесообразность снижения риска аварийных ситуаций в рассмотренной выше гипотетической СЦТ, воспользуемся статистическим параметром плотности отказов условного ЦТП и его вероятностным значением, выбираемыми из СНиП 41-02-2003 [5]. Тогда плотность отказов из-за аварий на внешних электросетях составляет $D_{цтп} = 6,6 \cdot 10^{-3}$ 1/год, а соответствующее значение ее вероятности $P_{отк_{цтп}} = 0,9934$. Установлено, что по состоянию на 01.01.2011 г.

сумма прямых и косвенных потерь, учитывающих экологический и социальный ущерб от каждого функционального отказа ЦТП, составляет $C_{ущ_{цтп}} \approx 26,5$ млн. рублей. Затраты на доукомплектование одного ЦТП аварийным автономным дизель-электрическим агрегатом (ДЭА), например, «Азимут АД 16-Т400», составят – $C_{дэа} = 0,221$ млн. рублей. Для сравнения экономической эффективности принципа доукомплектования аварийными агрегатами ЦТП расчеты можно осуществлять по двум вариантам:

В-1 – доукомплектование нашей гипотетической СЦТ семью названными выше ДЭА по числу ЦТП в каждом из них, т.е. $J_1 = 7$.

В-2 – доукомплектование только одного условно доминантного ЦТП (скажет ЦТП-4) подобным ДЭА, при этом $J_2 = 1$.

Итак, математическое ожидание числа отказов на ЦТП из-за аварий на внешних электросетях составит:

$$MO_{\text{ЦТП}_1} = D_{\text{ЦТП}} \cdot P_{\text{отк}_{\text{ЦТП}}} \cdot J_1 = \dots \\ \dots = 7 \cdot 6,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9934 = 0,045895 \text{ аварий.}$$

Срок окупаемости предотвращенного суммарного ущерба составит:

$$T_{\text{ок1}} = J_1 \cdot C_{\text{дэа}} / MO_{\text{ЦТП}_1} \cdot C_{\text{ущ}_{\text{ЦТП}}} = \dots \\ \dots = 7 \cdot 0,221 / 0,045895 \cdot 26,5 = 1,3 \text{ года.}$$

При варианте В-2 аналогичные расчеты следующие:

Риск аварии в СЦТ по причине отключения электроэнергии будет вычисляться как:

$$6,6 \cdot 10^{-3} \cdot 6 / 7 = 5,65 \cdot 10^{-3};$$

$$MO_{\text{ЦТП}_2} = 5,65 \cdot 10^{-3} = 0,048428 \text{ аварий;}$$

Таким образом, срок окупаемости суммарного ущерба –

$$T_{\text{ок1}} = J_2 \cdot C_{\text{дэа}} / (MO_{\text{ЦТП}_2} - MO_{\text{ЦТП}_1}) \cdot C_{\text{ущ}_{\text{ЦТП}}} = \dots \\ \dots = 1 \cdot 0,221 / 0,002583 \cdot 26,5 = 4,6 \text{ лет.}$$

Срок окупаемости при расчете по варианту В-1 почти в три раза меньше.

Выводы

1. В результате анализа установлено, что в населенных пунктах РФ, численностью от 20,0 тыс. человек до 1,0 млн. жителей и выше доминирующей системой теплофикации является СЦТ. При этом почти вся Европейская часть РФ газифицирована, в то время как на большей территории Центральной и Восточной Сибири основным видом топлива является каменный уголь.

2. Существующие ТЭЦ и мощные котельные начинают осваивать комбинированную выработку тепла и электроэнергии, при этом организуют экологически чистое сжигание местных низкосортных видов топлива.

3. Высокая степень аварийности СТ связана в основном с износом 50-60 % всех входящих в их состав теплопроводов, что, в свою очередь, до 60-70 % снижает эффективность теплоснабжения, в т.ч. и за счет «недогрева» теплоносителя на 40 -55 °С. В то же самое время наблюдается повсеместное превышение

теплопотерь в 3 раза по сравнению с нормативными во вновь возводимых строениях.

4. Режим эксплуатации существующих стальных трубопроводов при содержании кислорода в циркулирующей в них сетевой воде, на порядок превышающий нормативное значение, является наиболее опасным фактором с точки зрения аварийности СЦТ.

5. К основным причинам аварийности котлоагрегатов относятся всевозможные нарушения водного режима, в т.ч. и утечка из них теплоносителя, т.е. сетевой воды.

6. 4 критерия надежности, сформулированные в СНиП 41-02-2003 [5], в целом удовлетворяют поставленной задаче, однако, если пользоваться критерием вероятности безотказной работы СТ, то в условиях Крайнего Севера при критических продолжительных зимних температурах, достигающих значений в 60 °С, то этот критерий повышает и без того реально существующий высокий уровень аварийности СТ.

7. Расчет снижения риска СТ, дооборудованных сопоставимо недорогими источниками электроэнергии, подтверждает их экономическую целесообразность.

Литература:

1. Зобов И.Б., Сербин Ю.В., Чистович А.С. Аппаратно-программный комплекс управления параметрами топочных процессов водогрейного котла. Тезисы доклада Десятого заседания постоянно действующего Всероссийского семинара «Повышение эффективности систем энергоснабжения городов, населенных пунктов и промышленных предприятий»/ - В. Новгород: НовГУ, 17-19 июня 2008. – С. 87-88.
2. Ковылянский Я.А., Красовский Б.М., Гришкова А.В. Критерии надежности и качества теплоснабжения в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». Информационный бюллетень «Теплоэнергоэффективные технологии». 2009, № 4. – С. 23-28.
3. Октябрьский Р.Д. О методических подходах к оценке рисков в системах жизнеобеспечения зданий и населенных мест. Информационный бюллетень «Теплоэнергоэффективные технологии». 2008, № 1. – С. 8-14.
4. ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, постановление Госгортехнадзора России от 10.06.03 N 80.
5. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

¹ Малинин Александр Маркович – доктор экономических наук, профессор СПбГУСЭ, тел.: (812) 706-12-35, e-mail: epse2011@yandex.ru;

² Чистович Александр Сергеевич – кандидат технических наук, доцент СПбГУСЭ, тел.: +7(812) 710-02-10, моб.: +7(921) 972 95 88, e-mail: chi1008ich@peterlink.ru;

³ Эмиров Игорь Халилович – доцент СПбГУСЭ, моб.: +7(921) 849 96 66, e-mail: riounise@yandex.ru.