АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

РЕКОМЕНДАЦИИ И ПРИМЕР РАСЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПО ПОКАЗАТЕЛЮ "ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ"

РД 153-34.1-20.597-2001

УДК 621.311

Дата введения 2001-12-01

РАЗРАБОТАНО Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

ИСПОЛНИТЕЛИ Л.Д. Сатанов, Ю.Н. Викторов, А.Р. Байбурин

УТВЕРЖДЕНО Департаментом научно-технической политики и развития РАО "ЕЭС России" 21.03.2001
Первый заместитель начальника А.П. ЛИВИНСКИЙ

ВВЕДЕНО впервые

1 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДЯНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ПО ПОКАЗАТЕЛЮ "ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ"

Настоящие Рекомендации разработаны в дополнение к части II РД 153-34.0-20.523-98 [5].

1.1 Для разработки энергетической характеристики (ЭХ) водяной тепловой сети (ТС) по показателю "тепловые потери" необходимо наличие результатов испытаний ТС на тепловые потери согласно требованиям раздела 4.12 РД 34.20.501-95 [4], проводимых в соответствии с РД 34.09.255-97 [6].

Для разработки ЭХ ТС могут быть использованы лишь результаты испытаний, проведенных с соблюдением условий и требований к представительности испытываемых участков ТС, метрологическому обеспечению измерений, подготовке и проведению испытаний, обработке полученных результатов и их анализу.

При первичной разработке ЭХ могут быть использованы результаты испытаний, проведенных в течение последних 5 лет (срока, определенного для периодичности их проведения РД 34.20.501-95 [4]). Если в этот период были выполнены работы по замене тепловой изоляции, перекладке или реконструкции части ТС, изменяющие теплотехнические характеристики теплоизоляционных конструкций по ТС в целом, то для этих участков следует провести корректировку значений тепловых потерь на основании расчетно-аналитических зависимостей с последующим уточнением тепловых потерь по результатам очередных испытаний.

1.2 Приведенные в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] порядок определения тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции и технологические алгоритмы разработаны исходя из возможности выполнения расчетов с использованием ПЭВМ, что позволяет значительно сократить затраты времени на выполнение работы, производить накопление данных и создание банка, а в последующем и базы данных, что не исключает также возможности проведения "ручного" расчета.

Рекомендуется придерживаться приведенного в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] порядка проведения расчетов, что позволяет унифицировать форму разработки и представления ЭХ ТС как в одной, так и в нескольких энергосистемах. В настоящих Рекомендациях конкретизируются основные положения и порядок выполнения работы, содержание и форма представления как исходных данных, так и результатов разработки.

1.3 Для определения тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции и разработки ЭХ по показателю "тепловые потери" используется принятый в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] метод оценки фактических тепловых потерь путем их сопоставления с нормами проектирования тепловой изоляции в приведенных (среднегодовых) температурных условиях работы ТС.

gost.e-ecolog.ru

Несмотря на то, что в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] этот метод нашел достаточное отражение, следует привести дополнительные разъяснения отдельных положений.

Практика нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также анализ разработанных ЭХ ТС показывает, что в большинстве случаев за эксплуатационные нормы тепловых потерь принимаются нормы проектирования тепловой изоляции ТС (как правило, нормы [1]) без введения поправок на результаты периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь.

Нормы проектирования тепловой изоляции в большинстве случаев не могут являться эксплуатационными нормами тепловых потерь для ТС, находящихся в работе. Эксплуатационные тепловые потери, равные по значениям нормам тепловых потерь, могут быть приняты лишь для вновь вводимых или реконструируемых ТС (участков), конструкции тепловой изоляции и прокладка которых в целом выполнены в полном соответствии с проектом и требованиями действующих нормативных документов к технологии производства строительно-монтажных работ, качеству примененных теплоизоляционных материалов, а также при соответствии реальных условий работы прокладки принятым при разработке проекта.

Во всех других случаях для разработки ЭХ ТС и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь необходимы данные по фактическим тепловым потерям в объеме требований РД 34.09.255-97 [6] и проведение их сопоставительного анализа с нормами проектирования.

В процессе работы ТС даже при обеспечении требуемых условий эксплуатации изоляционные свойства теплоизоляционных конструкций вследствие естественного старения претерпевают существенные изменения. При разработке норм потерь тепла при проектировании и их технико-экономическом обосновании это обстоятельство учитывается путем установления расчетного срока службы тепловой изоляции, который для традиционных видов теплоизоляционных конструкций, как правило, ниже срока службы трубопроводов. Так, нормами [1] для изоляции на основе изделий из минеральной ваты этот срок для различных видов прокладки устанавливался равным 10-15 годам исходя из предположения, что в течение этого срока службы теплоизоляционные свойства конструкций настолько ухудшаются по сравнению с первоначальным уровнем, что теряется их технико-экономическое значение, принятое при разработке норм потерь тепла.

С внедрением современных конструкций тепловой изоляции, в частности на основе пенополиуретана, ситуация может принципиально измениться (при условии соблюдения технологии изготовления и монтажа теплопроводов). Однако незначительные объем и срок их эксплуатации в нашей стране не позволяют сделать выводы как о соответствии фактических тепловых потерь таких прокладок в реальных условиях эксплуатации нормам проектирования, так и об изменениях значений тепловых потерь в процессе эксплуатации теплопроводов.

Использование в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] норм тепловых потерь для проектирования тепловой изоляции в качестве уровня отсчета для фактических тепловых потерь позволяет не только упростить алгоритм определения нормируемых эксплуатационных тепловых потерь, но и осуществлять накопление статистического материала для оценки динамики изменения тепловых потерь и эффективности мероприятий по их снижению.

1.4 Значения удельных тепловых потерь по нормам проектирования принимаются в зависимости от времени проектирования тепловых сетей — по нормам [1], [2] и [3]. Нормы [3] введены в действие уже после разработки РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] и значительно повышают требования к значению тепловых потерь при новом проектировании.

Нормы тепловых потерь по [2] и [3] приведены для двух режимов работы систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) в течение года по продолжительности более 5000 ч, 5000 ч и менее, что обусловлено различием требований к технико-экономической эффективности тепловой изоляции при различной продолжительности работы. Подавляющая часть СЦТ работает круглогодично (за исключением ремонтного периода), в то же время отдельные СЦТ работают только в отопительный период. Граница в 5000 ч является достаточно условной, поэтому при определении нормируемого периода работы ТС при использовании норм следует ориентироваться на статистические климатологические данные, т.е. на продолжительность периода со среднесуточной температурой +8°С и ниже для данного населенного пункта.

1.5 В разделе 3.1 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] приведены основные положения по разработке нормируемых эксплуатационных тепловых потерь для различных участков ТС в зависимости от методики определения фактических тепловых потерь: на основании проведенных испытаний характерных участков и распространения их результатов; аналитического расчета, проектной документации.

Условия выбора участков ТС для проведения испытаний и распространения полученных результатов приведены в РД 34.09.255-97 [6]. При оценке результатов определения фактических тепловых потерь следует руководствоваться указаниями раздела 3.2 и приложения 3 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II].

Определение тепловых потерь расчетно-аналитическим методом может осуществляться для отдельных участков, например:

— для участков, виды прокладки и конструкции тепловой изоляции которых не являются характерными для данной ТС, но занимают суммарно достаточно большой объем (до 10—15%) по материальной характеристике ТС (бесканальная прокладка, прокладка в проходных и полупроходных каналах, тоннелях и т.п.).

Примечание — По обобщенным статистическим данным, в структуре тепловых сетей АО-энерго подземная прокладка в непроходных каналах составляет около 50%, надземная — около 36%, остальное — другие виды прокладки, в том числе бесканальная — 2% Основным видом тепловой изоляции являются изделия из минеральной ваты Для конкретных ТС на балансе энергопредприятий эти соотношения могут быть иными,

— для участков, виды прокладки и конструкции тепловой изоляции которых являются характерными, но находятся в неблагоприятных условиях эксплуатации, имеют значительные сроки службы, подлежат замене или реконструкции в ближайшей перспективе.

Практически целесообразно определение тепловых потерь нехарактерных участков расчетно-аналитическим методом тогда, когда их доля в общей материальной характеристике ТС на балансе по каждому признаку составляет не ниже 5%. Для нехарактерных участков с меньшей долей материальной характеристики тепловые потери могут быть приняты по соответствующим нормам проектирования для основных видов прокладки (подземной канальной, бесканальной и надземной).

Для участков ТС, введенных в эксплуатацию после монтажа или реконструкции с заменой тепловой изоляции, тепловые потери принимаются по проектным данным, если качество строительно-монтажных работ и примененных изоляционных материалов соответствует требованиям нормативных документов и проекту, а при отсутствии данных — по значениям тепловых потерь в проекте в соответствии с нормами проектирования.

Для участков ТС, введенных в эксплуатацию с отступлениями от проекта, изменяющими теплотехнические характеристики изоляции и конструкции ТС в целом, значения тепловых потерь следует определять расчетно-аналитическим методом с введением ограничений при их нормировании (см. п. 1.6 настоящих Рекомендаций).

1.6 В соответствии с принятым в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] алгоритмом нормируемые эксплуатационные тепловые потери устанавливаются путем введения поправочных коэффициентов к часовым среднегодовым тепловым потерям для каждого участка, определенным по нормам проектирования. Поправочные коэффициенты определяются как отношения значений тепловых потерь, полученных различными методами (см. выше), к значениям тепловых потерь по нормам проектирования. Однако значения поправочных коэффициентов, принимаемых для нормирования, могут отличаться от полученных соотношений, если эти соотношения превышают определенные максимальные значения.

При определении максимальных (предельных) значений поправочных коэффициентов следует руководствоваться положениями п. 3.1.11 и приложения 3 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II], которые ограничивают максимальные значения коэффициентов в зависимости от соотношений основных видов прокладки (подземной и надземной) в общей материальной характеристике ТС на балансе энергопредприятия (без учета доли других видов прокладки). Значения предельных коэффициентов, как и других величин в упомянутом приложении, приведены в настоящих Рекомендациях на основании обобщения опыта испытаний по определению тепловых потерь, а также расчетов теплотехнических конструкций при их различных технических состояниях и носят рекомендательный характер.

Приложением 3 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] следует также руководствоваться при ежегодной корректировке нормируемых тепловых потерь в период между регламентными (1 раз в 5 лет) испытаниями по определению тепловых потерь, начиная со второго года после проведения испытаний.

Значения поправок ΔK приведены в зависимости от двух величин: соотношения долей подземной и надземной прокладки и отношения К фактических тепловых потерь по результатам испытаний и расчета к тепловым потерям по нормам проектирования. При этом чем больше доля того или иного вида прокладки и значение коэффициента К, тем меньше значение ежегодной поправки ΔK и предельное значение поправочного коэффициента $K + \Delta K$, принимаемого для нормирования для каждого соотношения фактических потерь и нормативных.

Абсолютные значения ежегодных поправок ΔK и предельных величин $K + \Delta K$ для подземной прокладки в общем случае ниже, чем для надземной, из-за менее интенсивного увеличения тепловых потерь при условно одинаковом ухудшении технического состояния тепловой изоляции.

Указанные поправки и поправочные коэффициенты применимы только для участков ТС, тепловая изоляция которых выполнена по нормам [1] и для которых проводилось обобщение результатов испытаний, и не могут быть распространены на участки, тепловая изоляция которых выполнена по нормам [2], из-за недостаточного их количества и соответственно опыта проведения их испытаний. Кроме того, нормы удельных тепловых потерь по [2] на 20 — 25% ниже норм для соответствующих видов прокладки по [1], что изменяет значения как коэффициента К, так и поправок ΔК и К + ΔК. При определении соотношений по видам прокладки из материальных характеристик подземной и надземной прокладки должны быть исключены участки, которые выполнены по нормам [2] или [3], если они составляют по каждому виду прокладки более 5% по материальной характеристике. Так как приведенные в приложении 3 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] данные являются усредненными для различных ТС, то для конкретных ТС ими можно руководствоваться только при первичном применении, в дальнейшем указанные поправки должны быть скорректированы исходя из результатов периодических испытаний по определению тепловых потерь, анализа статистики технического состояния ТС, их возрастной структуры.

Данные упомянутого приложения могут быть также использованы для оценки тепловых потерь, полученных на основании расчетно-аналитического метода, используемого для указанных выше случаев, при их сопоставлении с нормами [1].

1.7 В разделе 3.3 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] приведено определение показателей нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции, которые, соответственно, являются показателями теплотехнических характеристик и технического состояния как теплоизоляционных конструкций, так и того или иного вида прокладки в целом для ТС на балансе энергопредприятия. Рассматриваемые показатели могут быть использованы для укрупненной оценки значения тепловых потерь по видам прокладки при изменении температурного режима работы ТС или их материальной характеристики, а также по мере накопления статистических данных по абсолютным значениям показателей в течение ряда лет и их относительных значений (по отношению к показателям тепловых потерь по нормам проектирования) для оценки динамики изменения теплотехнического состояния ТС и эффективности выполняемых работ по снижению тепловых потерь.

Отсутствие нормативных значений показателей тепловых потерь, регламентируемых действующими нормативными документами, не позволяет непосредственно использовать эти показатели для нормирования эксплуатационных тепловых потерь и оценки работы ТС.

1.8 В разделе 3.4 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] приводится определение потерь тепловой энергии с потерями сетевой воды. Положения этого раздела и формулы для расчета потерь сетевой воды и тепла с ними предназначены для укрупненной оценки этих величин и применяются в случае, когда ЭХ по показателю "тепловые потери" по какой-либо причине разрабатывается до составления ЭХ по показателю "потери сетевой воды". Нормируемым значением потерь сетевой воды в этом случае учитывается только нормируемая утечка, которая является хотя и значительной, но не единственной составляющей эксплуатационных потерь (затрат) сетевой воды и соответствующих потерь (затрат) тепловой энергии на транспорт.

При одновременной разработке ЭХ по показателям "потери тепла" и "потери сетевой воды" составляющую потерь тепла с потерями сетевой воды следует определять, принимая количественное значение потерь сетевой воды в соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. III] для ТС на балансе энергоснабжающего предприятия.

Следует отметить, что потери сетевой воды с нормируемой утечкой как в данном разделе настоящих Рекомендаций, так и в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. III] должны определяться исходя из среднегодового объема (емкости) трубопроводов ТС и присоединенных к ней систем теплопотребления в соответствии с РД 34.20.501-95 [4]. Это не согласуется с требованием действующих Правил технической эксплуатации коммунальных сетей определять нормативную утечку от всего объема ТС и систем теплопотребления в СЦТ (так же устанавливалась нормативная утечка по ПТЭ до 14-го издания). При разработке ЭХ нормативное значение утечки следует принимать в соответствии с РД 34.20.501-95 [4].

1.9 Результаты разработки ЭХ по показателю "тепловые потери" должны быть представлены в виде графиков, данными для построения которых являются результаты расчетов нормируемых часовых среднегодовых и месячных тепловых потерь через тепловую изоляцию и с потерями сетевой воды, а также исходная информация по режимам работы ТС (температурам сетевой воды и окружающей среды, продолжительности работы по сезонам и т.п.).

Графическая форма ЭХ позволяет наглядно отразить изменение тепловых потерь по месяцам и сезонам в зависимости от изменения температурных условий и в меньшей степени от сезонного изменения материальной характеристики ТС.

График часовых тепловых потерь через тепловую изоляцию (см. рисунок 2 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]), являясь вспомогательным для построения ЭХ, в то же время позволяет по значению абсолютных часовых потерь и наклону их линий сделать самую общую оценку уровня

тепловых потерь по видам прокладки (подземной и надземной) в зависимости как от теплотехнических свойств изоляционных конструкций, так и от значения материальной характеристики на балансе энергопредприятия.

Графики часовых среднемесячных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции и с потерями сетевой воды (см. рисунки 3 и 4 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]) отражают сезонные изменения абсолютных потерь в зависимости от температурных условий работы ТС, а для потерь тепла с потерями сетевой воды также и от сезонного изменения материальной характеристики. Построение суммарного графика тепловых потерь через тепловую изоляцию и с потерями сетевой воды по месяцам и в целом за год (см. рисунок 5 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]), а также графика соотношения нормируемых потерь тепла с планируемым отпуском тепловой энергии (см. рисунок 6 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]) позволяет провести первичный анализ уровня нормируемых эксплуатационных тепловых потерь.

Построенные в определенном масштабе графики могут быть использованы для укрупненных расчетов значений тепловых потерь, в то же время для более точных расчетов должны применяться ПЭВМ с соответствующим программным обеспечением. При анализе значения тепловых потерь, их соотношений с отпуском тепловой энергии, а также динамики изменения следует рассматривать как абсолютные значения тепловых потерь, так и отпуск тепла, а также количество (по материальной характеристике) ТС, находящихся на балансе энергоснабжающей организации, по отношению ко всем ТС в системе теплоснабжения от данного источника тепла.

1.10 В разделе 5 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] приведены положения по определению фактических потерь тепла за прошедшие отрезки времени.

Тепловые потери через тепловую изоляцию за прошедший период, определенные согласно РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] являются фактическими условно, так как в большинстве случаев в реальных условиях отсутствует возможность составления баланса отпущенной от источника(ов) тепла и потребленной (или переданной на границах балансовой ответственности) тепловой энергии из-за недостаточной оснащенности приборами учета.

При определении тепловых потерь по формулам (23) — (26) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] необходимо осуществлять корректировку разработанных нормируемых значений эксплуатационных тепловых потерь с учетом изменения

— фактических температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах ТС, температур наружного воздуха и грунта за рассматриваемый прошедший период;

— значения материальной характеристики ТС, фактически находившихся в работе за рассматриваемый период, по сравнению со значением материальной характеристики на период разработки ЭХ или ее корректировки на планируемый год, в том числе с учетом вновь введенных ТС или переданных с баланса на баланс;

— теплотехнических характеристик отдельных участков ТС в результате реконструкции или модернизации существующих ТС, а также замены тепловой изоляции.

На участках ТС, для которых при нормировании вводились ограничения по максимальным значениям поправочных коэффициентов к нормам тепловых потерь для проектирования, фактические тепловые потери следует определять исходя из значений поправочных коэффициентов, определенных по результатам испытаний или расчета.

Формула (43) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] для определения потерь тепла с потерями сетевой воды за прошедший месяц работы ТС применима только для ориентировочной оценки этой величины для закрытых СЦТ. При этом следует иметь в виду, что величина $G_{ут}^{ср\ м\ ф}$ относится к системе теплоснабжения в целом. Для выделения доли потерь сетевой воды, приходящейся на ТС на балансе энергопредприятия, могут быть использованы алгоритмы РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. III].

2 ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМИРУЕМЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ И ПОСТРОЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДЯНОЙ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ПО ПОКАЗАТЕЛЮ "ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ"

2.1 Исходные данные

2.1.1 Источником теплоснабжения является ТЭЦ в составе АО-энерго, входящего в РАО "ЕЭС России".

На балансе АО-энерго находятся магистральные и часть распределительных водяных ТС, основная часть распределительных и квартальные сети эксплуатируются муниципальным предприятием; ТС на промпредприятия, составляющие незначительную долю всех ТС, находятся на балансе промпредприятий.

Присоединенная тепловая нагрузка по договорам составляет 1258 Гкал/ч; в том числе

коммунально-бытовая 1093 и промышленная 165 Ткал/ч; отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка составляет 955 Гкал/ч, максимальная нагрузка на горячее водоснабжение (по закрытой схеме) — 303 Гкал/ч; отопительно-вентиляционная нагрузка коммунально-бытового сектора — 790 Гкал/ч, в том числе отопительная — 650 и вентиляционная — 140 Гкал/ч.

Утвержденный АО-энерго температурный график отпуска тепла (рисунок Б.1 настоящих Рекомендаций) — повышенный, расчетными температурами воды 150/70°С при расчетной температуре наружного воздуха $t_{н\,р}$ = -30°С, со срезкой 135°С, спрямлением для горячего водоснабжения (ГВС) 75°С.

2.1.2 Тепловая сеть двухтрубная тупиковая; ТС выполнены в основном подземной канальной и надземной на низких опорах прокладкой, другие виды прокладки (бесканальная, в проходных каналах и т.п.) занимают незначительный объем (по материальной характеристике). Тепловая изоляция выполнена из минераловатных изделий.

Продолжительность отопительного периода 5808 ч, летнего — 2448, ремонтного — 504 ч.

2.1.3 Материальная характеристика ТС на балансе АО-энерго по участкам представлена в таблице А.1 настоящих Рекомендаций.

2.1.4 Среднемесячные и среднегодовые значения температуры наружного воздуха и грунта (на средней глубине залегания трубопроводов) по данным местной метеорологической станции или климатических справочников, усредненным за последние 5 лет, приведены в таблице А.2 настоящих Рекомендаций.

2.1.5 Среднемесячные значения температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах по утвержденному температурному графику отпуска тепла при среднемесячных значениях температуры наружного воздуха и среднегодовые значения температуры сетевой воды приведены в таблице А.2 настоящих Рекомендаций.

2.1.6 Результаты испытаний по определению тепловых потерь в виде поправочных коэффициентов к удельным тепловым потерям по нормам проектирования составляют: в среднем по надземной прокладке — 0,91; по подземной — 0,87. Испытания проводились в 1997 г. в соответствии с РД 34.09.255-97 [6].

Испытаниям подвергались участки магистрали № 1 ТЭЦ÷ТК-1 и ТК-1÷ТК-2 надземной прокладки с наружными диаметрами 920 и 720 мм протяженностью соответственно 1092 и 671 м и участки магистрали № 2 ТК-1÷ТК-4 и ТК-4÷ТК-6 подземной канальной прокладки с наружными диаметрами 920 и 720 мм протяженностью соответственно 88 и 4108 м. Материальная характеристика испытанных сетей составляет 38% всей материальной характеристики ТС на балансе АО-энерго.

2.1.7 Ожидаемый (планируемый) отпуск тепловой энергии, определяемый планово-экономическими службами энергоснабжающей организации по месяцам и за год, приведен в таблице А.4 настоящих Рекомендаций (без учета количества тепла на промпредприятия).

2.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь

Эксплуатационные тепловые потери в водяных ТС состоят из двух видов потерь — через теплоизоляционные конструкции и с утечками сетевой воды.

2.2.1 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции осуществляется для ТС на балансе энергоснабжающей организации в виде часовых (при среднегодовых условиях работы ТС) [МВт (Гкал/ч)] и среднемесячных [МВт (Гкал/ч)] тепловых потерь по участкам ТС (см. п. 3.1.6 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]) в соответствии с материальной характеристикой (см. таблицу А.3 настоящих Рекомендаций), а также месячных и годовых потерь [ГДж (Гкал)] в целом по ТС на балансе:

— тепловые потери через изоляцию определяются раздельно по видам прокладки (подземная и надземная) вследствие различных алгоритмов их зависимости от температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха) (см. пп. 3.1.6 и 3.1.8 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]);

— нормируемые часовые среднегодовые потери по участкам ТС в общем виде определяются формулой (1) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]

$$Q^{ср\ г}_{норм} = q_н K L \beta$$

Значения удельных (на 1 м длины) часовых тепловых потерь $q_н$, Вт/м [ккал/(м·ч)], по видам прокладки определяются по нормам [1] и [2] в зависимости от срока ввода ТС в эксплуатацию (см. п. 3.1.7 и таблицы П1.1-П1.5 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]):

— к удельным тепловым потерям вводятся поправочные коэффициенты К, полученные на основании результатов испытаний или расчета согласно положениям п. 3.1.11 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II], и β - на дополнительные потери тепла арматурой, компенсаторами, опорами (см. п. 3.1.6 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]);

— нормируемые часовые тепловые потери при среднегодовых условиях работы в целом по ТС на балансе энергопредприятия определяются путем суммирования часовых среднегодовых потерь по участкам (по видам прокладки);

— нормируемые часовые среднемесячные $Q_н^{ср\ м}$ [МВт (Гкал/ч)] и месячные $Q_н^м$ [ГДж (Гкал)] тепловые потери по видам прокладки определяются путем пересчета часовых среднегодовых тепловых потерь на среднемесячные температурные условия работы ТС (см. таблицу А.2 настоящих Рекомендаций) и число часов работы в данном месяце;

— составляющая ЭХ по тепловым потерям через изоляцию строится в виде графика часовых среднемесячных [МВт (Гкал/ч)] (см. рисунок Б.3 настоящих Рекомендаций) и месячных [ГДж (Гкал)] тепловых потерь в разрезе года раздельно по видам прокладки для тепловой сети на балансе энергоснабжающей организации.

2.2.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды в настоящих Рекомендациях в соответствии с РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] осуществляется только для потерь с нормируемой утечкой в виде годовых тепловых потерь $Q_{ут}^г$ [ГДж (Гкал)] по формуле (36) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] (см. рисунок Б.4 данных Рекомендаций):

$$Q_{ут}^г = a \cdot V^{ср\ г} c\rho^{ср\ г} \left(\frac{t_п^{ср\ г} + t_о^{ср\ г}}{2} - t_х^{ср\ г} \right) n_{год} \cdot 10^{-6}$$

При этом:

— нормируемая среднегодовая утечка сетевой воды a [$м^3/(ч \cdot м^3)$] принимается по РД 34.20.501-95 [4] в размере 0,25% среднегодового объема (емкости) ТС и систем теплопотребления;

— среднегодовой объем сетевой воды $V^{ср\ г}$ ($м^3$) определяется исходя из объема ТС и систем теплопотребления в отопительном и летнем периодах работы СЦТ и соответствующего числа часов работы n;

— расчет производится в целом для ТС и подключенных систем теплопотребления на балансе энергоснабжающей организации;

— определяются нормируемые эксплуатационные месячные тепловые потери с утечкой сетевой воды $Q_{ут}^м$. [ГДж (Гкал)] исходя из сезонных потерь и соответствующих средних температур сетевой и холодной воды и числа часов работы;

— составляющая ЭХ по потерям тепла с потерями сетевой воды строится в виде графика месячных тепловых потерь ТС на балансе энергоснабжающей организации.

2.2.3 Энергетическая характеристика водяных ТС по показателю "тепловые потери" определяется путем суммирования нормируемых месячных значений тепловых потерь через тепловую изоляцию с потерями сетевой воды, а также их годовых значений.

Для оценки доли тепловых потерь от количества переданной тепловой энергии могут быть определены их относительные значения по месяцам и в целом за год работы ТС.

2.3 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы ТС $Q_{норм}^{ср\ г}$, $Q_{норм\ п}^{ср\ г}$ и $Q_{норм\ о}^{ср\ г}$ [Вт (ккал/ч)] по нормам [1] и [2] осуществляется раздельно для подземной и надземной прокладки.

2.3.1 Удельные часовые тепловые потери определяются по нормам [1] и таблицам П1.1 и П1.2 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]) для участков ТС, введенных в эксплуатацию до 01.01.90 г. (или позже по проектам, выполненным до этого времени), и по нормам [2] и таблицам П1.3-П1.5 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]) для участков ТС, выполненных по соответствующим проектам.

Магистраль № 1

Участок ТЭЦ÷ТК-1 надземной прокладки $d_н$ 920 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.2 и формулам (6) и (7) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_{н\ п} = q_{н\ п}^{т1} + (q_{н\ п}^{т2} - q_{н\ п}^{т1}) \cdot \frac{\Delta t_п^{ср\ г} - \Delta t_п^{т1}}{\Delta t_п^{т2} - \Delta t_п^{т1}} = 220 + \frac{261 - 220}{95 - 70} \cdot \left[(83,27 - 5,37) - 70 \right] = 232,95 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,п} = 190 + \frac{225-190}{95-70}\cdot\left[(83,27-5,37)-70\right] = 200,30 \text{ ккал/}(\text{м}\cdot\text{ч})$$

$$q_{н\,о} = q_{н\,о}^{т1} + (q_{н\,о}^{т2} - q_{н\,о}^{т1})\cdot\frac{\Delta t_{о}^{ср\,г} - \Delta t_{о}^{т1}}{\Delta t_{о}^{т2} - \Delta t_{о}^{т1}} = 180 + \frac{220-180}{70-45}\cdot\left[(47,07-5,37)-45\right] = 174,71 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,о} = 155 + \frac{190-155}{70-45}\cdot\left[(47,07-5,37)-45\right] = 150,23 \text{ ккал/}(\text{м}\cdot\text{ч})$$

Участок ТК-1÷ТК-2 надземной прокладки $d_н$ 720 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.2 и формулам (6) и (7) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$q_{н\,п}$ = 179,37 Вт/м или $q_{н\,п}$ = 154,23 ккал/(м·ч);

$q_{н\,о}$ = 128,38 Вт/м или $q_{н\,о}$ = 110,38 ккал/(м·ч).

Участок ТК-2÷ТК-3 надземной прокладки $D_у$ 500 мм переложен в 1995 г.; удельные часовые тепловые потери определяются при числе часов работы в год более 5000 по таблице П1.5 и формулам (6) и (7) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II].

Предварительно определяется разность среднегодовых температур сетевой воды и наружного воздуха для определения диапазона использования табличных данных:

— меньшая разность температур (°С) сетевой воды и наружного воздуха

$$\Delta t^{т1} = t^{т1} - t_{в}^{ср\,г} = 50 - 5 = 45;$$

— большая разность температур (°С) сетевой воды и наружного воздуха

$$\Delta t^{т2} = t^{т2} - t_{в}^{ср\,г} = 100 - 5 = 95,$$

где $t_{в}^{ср\,г}$ — расчетная среднегодовая температура наружного воздуха 5°С.

$$q_{н\,п} = 71 + \frac{119-71}{95-45}\cdot[(83,27 - 5,37) - 45] = 102,58 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,п} = 61 + \frac{102-61}{95-45}\cdot[(83,27 - 5,37) - 45] = 88,20 \text{ ккал/(м·ч)};$$

$$q_{н\,о} = 71 + \frac{119-71}{95-45}\cdot[(47,07 - 5,37) - 45] = 67,83 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,о} = 61 + \frac{102-61}{95-45}\cdot[(47,07 - 5,37) - 45] = 58,32 \text{ ккал/(м·ч)}.$$

Магистраль № 2

Участок ТК-1÷ТК-4 подземной канальной прокладки $d_н$ 920 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.1 и формуле (4) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]

$$q_н = q_н^{т1} + (q_н^{т2} - q_н^{т1}) \cdot \frac{\Delta t_{ср}^{ср\ г} - \Delta t_{ср}^{т1}}{\Delta t_{ср}^{т2} - \Delta t_{ср}^{т1}}.$$

Предварительно определяется среднегодовая разность температур сетевой воды и грунта для определения диапазона использования табличных данных:

— меньшая разность температур (°С) сетевой воды и грунта

$$\Delta t_{ср}^{т1} = \frac{t_п^{т1} + t_о^{т1}}{2} - t_{гр}^{ср\ г} = \frac{65+50}{2} - 5 = 52,5;$$

— большая разность температур (°С) сетевой воды и наружного воздуха

$$\Delta t_{ср}^{т2} = \frac{t_п^{т2} + t_о^{т2}}{2} - t_{гр}^{ср\ г} = \frac{90+50}{2} - 5 = 65,$$

где $t_{гр}^{ср\ г}$ — расчетная среднегодовая температура грунта 5°С.

$$q_н = 387 + \frac{433-387}{65-52,5} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 408,42 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = 333 + \frac{373-333}{65-52,5} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 351,18 \text{ ккал/(м·ч)}$$

Участок ТК-4÷ТК-6 подземной канальной прокладки $d_н$ 720 м; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.1 и формуле (4) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$q_н$= 334,16 Вт/м или $q_н$ = 287,32 ккал/(м·ч).

Участок ТК-6÷ТК-7 подземной канальной прокладки D_y 600 мм переложен в 1995 г.; удельные часовые тепловые потери определяются при числе часов работы более 5000 по таблице П1.3 и формуле (4) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_н = (79+50) + \frac{(109+41)-(79+50)}{(65-52,5)} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 138,77 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = (68+43) + \frac{(94+35)-(68+43)}{(65-52,5)} \cdot \left[\left(\frac{83,27+47,07}{2} - 6,85 \right) - 52,50 \right] = 119,32 \text{ ккал/(м·ч).}$$

Магистраль № 3

Участок ТЭЦ÷ТК-9 надземной прокладки $d_н$ 720 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.2 и формулам (6) и (7) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_{н\,п} = 168 + \frac{204-168}{95-70} \cdot [(83,27 - 5,37) - 70] = 179,37 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,п} = 145 + \frac{176-145}{95-70} \cdot [(83,27 - 5,37) - 70] = 154,23 \text{ ккал/(м·ч)};$$

$$q_{н\,о} = 133 + \frac{168-133}{70-45}\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 128{,}38 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,о} = 115 + \frac{145-115}{70-45}\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 110{,}38 \text{ ккал/(м·ч)}.$$

Участок ТК-9÷ТК-10 подземной канальной прокладки $d_н$ 720 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.1 и формуле (4) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_н = 316 + \frac{(355-316)}{(65-52{,}5)} \cdot \left[\left(\frac{83{,}27+47{,}07}{2} - 6{,}85\right) - 52{,}50\right] = 334{,}16 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = 272 + \frac{(306-272)}{(65-52{,}5)} \cdot \left[\left(\frac{83{,}27+47{,}07}{2} - 6{,}85\right) - 52{,}50\right] = 287{,}32 \text{ ккал/(м·ч)}.$$

Участок ТК-10÷ТК-11 подземной канальной прокладки $d_н$ 529 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.1 и формуле (4) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$q_н$ = 265,43 Вт/м или $q_н$ = 228,23 ккал/(м·ч).

Магистраль № 4

Участок ТЭЦ÷ТК-12 подземной канальной прокладки $d_н$ 529 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.1 и формуле (4) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$q_н$ = 265,43 Вт/м или $q_н$ = 228,23 ккал/(м·ч).

Магистраль № 5

Участок ТЭЦ÷ТК-13 подземной канальной прокладки $d_н$ 325 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.1 и формуле (4) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_н = 173 + \frac{195-173}{65-52{,}5}\left[\left(\frac{83{,}27+47{,}07}{2} - 6{,}85\right) - 52{,}50\right] = 183{,}25 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_н = 149 + \frac{168-149}{65-52{,}5}\left[\left(\frac{83{,}27+47{,}07}{2} - 6{,}85\right) - 52{,}50\right] = 157{,}56 \text{ ккал/(м·ч)}.$$

Участок ТК-13÷ТК-14 надземной прокладки $d_н$ 325 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.2 и формулам (6) и (7) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_{н\,п} = 93 + \frac{116-93}{95-70}\,[(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 100{,}26 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,п} = 80 + \frac{100-93}{95-70}\,[(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 86{,}21 \text{ ккал/(м·ч)};$$

$$q_{н\,о} = 70 + \frac{93-70}{70-45}\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 66{,}96 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,о} = 60 + \frac{80-60}{70-45}\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 57{,}58 \text{ ккал/(м·ч)}.$$

Участок ТК-14÷ТК-15 надземной прокладки $d_н$ 273 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.2 и формулам (6) и (7) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_{н\,п} = 81 + \frac{101-81}{95-70}\,[(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 87{,}32 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,п} = 70 + \frac{87-70}{95-70}\,[(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 75{,}08 \text{ ккал/(м·ч)};$$

$$q_{н\,о} = 61 + \square\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 58{,}36 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,о} = 53 + \frac{70-53}{70-45}\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 50{,}18 \text{ ккал/(м·ч)}.$$

Участок ТК-15÷ТК-16 надземной прокладки $d_н$ 219 мм; удельные часовые тепловые потери определяются по таблице П1.2 и формулам (6) и (7) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_{н\,п} = 70 + \frac{90-70}{95-70}\,[(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 76{,}32 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,п} = 60 + \frac{78-60}{95-70}\,[(83{,}27 - 5{,}37) - 70] = 65{,}62 \text{ ккал/(м·ч)};$$

$$q_{н\,о} = 53 + \frac{70-53}{70-45}\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] = 50{,}75 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_{н\,о} = 46 + \frac{60-46}{70-45}\,[(47{,}07 - 5{,}37) - 45] - 43{,}64 \text{ ккал/ (м·ч)}.$$

2.3.2 Участок ТК-16÷ТК-17 длиной 646 м $d_н$ 219 мм подземной бесканальной прокладки с изоляцией из пенополимербетона, толщина изоляции δ = 50 мм; глубина заложения от поверхности до оси трубопроводов 1,6 м. Удельные часовые тепловые потери этого участка определяются путем расчета согласно приложению 2 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II].

Коэффициент теплопроводности изоляции принимается по таблице П2.1 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$\lambda_{из} = 0{,}07 \text{ Вт/(м·°С)} \text{ или } \lambda_{из} = 0{,}0602 \text{ ккал/(м·ч·°С)}.$$

Вводится поправка на техническое состояние изоляции по результатам эксплуатационных данных (незначительное разрушение основного слоя изоляции) согласно справочной таблице

П2.2. РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]. $K_\lambda = 1,3$.

$$\lambda_{из} = \lambda_{из} \cdot K_\lambda = 0,07 \cdot 1,3 = 0,091 \text{ Вт/(м·°С)}$$

или

$$\lambda_{из} = 0,0782 \text{ ккал/(м·ч·°С)}.$$

Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{гр}$ принимается по таблице П2.3 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] для суглинка во влажном состоянии:

$$\lambda_{гр} = 2,56 \text{ Вт/(м·°С)} \text{ или } \lambda_{гр} = 2,2012 \text{ ккал/(м·ч·°С)}.$$

Термическое сопротивление изоляции $R_{из}$ определяется по формуле (44) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$R_{из} = \frac{\ln(1+2\delta/d_н)}{2\pi\lambda_{из}} = \frac{\ln\left(1+2\cdot 0,05/0,219\right)}{2\pi\cdot 0,091} = 0,6578 \text{ (м·°С)/Вт}$$

или

$$R_{из} = \frac{\ln\left(1+2\cdot 0,05/0,219\right)}{2\pi\cdot 0,0782} = 0,7655 \text{ (м·ч·°С)/ккал.}$$

Термическое сопротивление массива грунта $R_{гр}$ определяется по формуле (51) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$R_{гр} = \frac{\ln[4\cdot H/(d_н+2\cdot\delta)]}{2\pi\cdot\lambda_{гр}} = \frac{\ln\left[4\cdot 1,6/\left(0,219+2\cdot 0,05\right)\right]}{2\pi\cdot 2,56} = 0,1864 \text{ (м·°С)/Вт}$$

или

$$R_{гр} = \frac{\ln\left[4\cdot 1,6/\left(0,219+2\cdot 0,05\right)\right]}{2\pi\cdot 2,2012} = 0,2168 \text{ (м·ч·°С)/ккал}$$

Термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние подающего и обратного трубопроводов $R_{по}$, определяется по формуле (52) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$R_{по} = \frac{\ln\sqrt{1+(2\cdot H/S)^2}}{2\pi\lambda_{гр}} = \frac{\ln\sqrt{1+(2\cdot 1,6/0,5)^2}}{2\pi\cdot 2,56} = 0,1162 \text{ (м·°С)/Вт}$$

или

$$R_{по} = \frac{\ln\sqrt{1+(2\cdot 1,6/0,5)^2}}{2\pi\cdot 2,2012} = 0,1351 \text{ (м·ч·°С)/ккал}$$

Среднегодовые часовые удельные тепловые потери подающего $q_п$ и обратного $q_о$ трубопроводов участка бесканальной прокладки определяются по формулам (53) и (54) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_п = \frac{(t_п^{ср\,г} - t_{гр}^{ср\,г})(R_{из}^о + R_{гр}^о) - (t_о^{ср\,г} - t_{гр}^{ср\,г})R_{по}}{(R_{из}^п + R_{гр}^п)\cdot(R_{из}^о + R_{гр}^о) - R_{по}^2} =$$

$$= \frac{\left(83,27-6,85\right)\cdot\left(0,6578+0,1864\right) - \left(47,07-6,85\right)\cdot 0,1162}{\left(0,6578+0,1864\right)\cdot\left(0,6578+0,1864\right) - \left(0,1162\right)^2} = 85,58 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_п = \frac{(83,27-6,85)\cdot(0,7655+0,2168)-(47,07-6,85)\cdot 0,1351}{(0,7655+0,2168)\cdot(0,7655+0,2168)-(0,1351)^2} = 73,59 \text{ ккал/}(м\cdot ч);$$

$$q_о = \frac{(t_о^{ср\,г} - t_{гр}^{ср\,г})(R_{из}^{п}+R_{гр}^{п}) - (t_п^{ср\,г} - t_{гр}^{ср\,г})R_{по}}{(R_{из}^{п}+R_{гр}^{п})\cdot(R_{из}^{о}+R_{гр}^{о}) - R_{по}^2} =$$

$$= \frac{(47,07-6,85)\cdot(0,6578+0,1864)-(83,27-6,85)\cdot 0,1162}{(0,6578+0,1864)\cdot(0,6578+0,1864)-(0,1162)^2} = 35,86 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_о = \frac{(47,07-6,85)\cdot(0,7650+0,2168)-(83,27-6,85)\cdot 0,1351}{(0,7655+0,2168)\cdot(0,7655+0,2168)-(0,1351)^2} = 30,84 \text{ ккал/(м·ч)}$$

Среднегодовые часовые удельные тепловые потери участка бесканальной прокладки определяются по формуле (55) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$q_р = q_п + q_о = 85,58 + 35,86 = 121,44 \text{ Вт/м}$$

или

$$q_р = q_п + q_о = 73,59 + 30,84 = 104,42 \text{ ккал/(м·ч)}.$$

2.3.3 К значениям удельных тепловых потерь принимаются поправочные коэффициенты К. По результатам испытаний получены следующие коэффициенты:

— для участков подземной прокладки

$$К_{подз} = 0,87;$$

— для участков надземной прокладки:

$$К_{надз}^{п} = 0,93;$$

$$К_{надз}^{о} = 0,89.$$

Указанные поправочные коэффициенты принимаются для нормирования эксплуатационных тепловых потерь в том году, в котором проводились испытания (1997 г.).

На период между очередными испытаниями по определению тепловых потерь начиная с года (отопительного сезона), следующего за тем, в котором проводились испытания, вводятся ежегодные поправки.

Значения ежегодных поправок определяются по приложению 3 РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] в зависимости от соотношения материальных характеристик подземной и надземной прокладок в целом для ТС на балансе АО-энерго и значений поправочных коэффициентов по результатам испытаний.

Для рассматриваемой ТС соотношение по материальной характеристике (бесканальная прокладка включена в подземную) составляет 0,80:0,20.

Значение ежегодной поправки составляет:

— для подземной прокладки ΔК = 0,07;

— для надземной прокладки (при среднем значении между подающим и обратным трубопроводами К = 0,91) ΔК = 0,13.

Для нормирования могут быть приняты в каждом последующем (после испытаний) году поправочные коэффициенты К + ΔК, не превышающие предельных значений, указанных в приложении 3 [5, ч. II]в графах, соответствующих К по видам прокладки, т. е. для подземной прокладки 1,10, для надземной 1,30.

В 2000 г. на период разработки ЭХ поправочные коэффициенты составляют:

$$К_{подз} = 0,87 + (3\cdot 0,07) = 1,08;$$

$$К^{п}_{надз} = К^{о}_{надз} = 0,91 + (3 \cdot 0,13) = 1,30.$$

2.3.4 Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию по участкам ТС определялись по формулам (17)-(20) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

Магистраль № 1

Участок ТЭЦ÷ТК-1 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формулам (18) и (19) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q^{ср\,г}_{н\,п} = \Sigma(q_{н\,п} K^{н}_{п} L\beta) = 232,95 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 380297 \text{ Вт}$$

или

$$Q^{ср\,г}_{н\,п} = 200,30 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 326997 \text{ ккал/ч};$$

$$Q^{ср\,г}_{н\,о} = \Sigma(q_{н\,о} K^{н}_{о} L\beta) = 174,71 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 285227 \text{ Вт}$$

или

$$Q^{ср\,г}_{н\,о} = 150,23 \cdot 1,30 \cdot 1092 \cdot 1,15 = 245251 \text{ ккал / ч}.$$

Участок ТК-1÷ТК-2 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формулам (18) и (19) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q^{ср\,г}_{н\,п} = 179933 \text{ Вт или } Q^{ср\,г}_{н\,п} = 154714 \text{ ккал/ч};$$

$$Q^{ср\,г}_{н\,о} = 128777 \text{ Вт или } Q^{ср\,г}_{н\,о} = 110729 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-2÷ТК-3 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формулам (18) и (19) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q^{ср\,г}_{н\,п} = 58429 \text{ Вт или } Q^{ср\,г}_{н\,п} = 50240 \text{ ккал/ч};$$

$$Q^{ср\,г}_{н\,о} = 38635 \text{ Вт или } Q^{ср\,г}_{н\,о} = 33220 \text{ ккал/ч}.$$

Магистраль № 2

Участок ТК-1÷ТК-4 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (17) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q^{ср\,г}_{н} = \Sigma(q_{н} K^{н} L\beta) = 44639 \text{ Вт или } Q^{ср\,г}_{н} = 38382 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-4÷ТК-6 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (17) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q^{ср\,г}_{н} = 1704919 \text{ Вт или } Q^{ср\,г}_{н} = 1465967 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-6÷ТК-7 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (17) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q^{ср\,г}_{н} = 223546 \text{ Вт или } Q^{ср\,г}_{н} = 192215 \text{ ккал/ч}.$$

Магистраль № 3

Участок ТЭЦ÷ТК-9 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формулам (18) и (19) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н\,п}^{ср\,г} = 146146 \text{ Вт или } Q_{н\,п}^{ср\,г} = 125662 \text{ ккал/ч};$$

$$Q_{н\,о}^{ср\,г} = 104597 \text{ Вт или } Q_{н\,о}^{ср\,г} = 89937 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-9÷ТК-10 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (17) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н}^{ср\,г} = 1675037 \text{ Вт или } Q_{н}^{ср\,г} = 1440273 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-10÷ТК-11 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (17) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н}^{ср\,г} = 635930 \text{ Вт или } Q_{н}^{ср\,г} = 546801 \text{ ккал/ч}.$$

Магистраль № 4

Участок ТЭЦ-кГК-12 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (17) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н}^{ср\,г} = 1017026 \text{ Вт или } Q_{н}^{ср\,г} = 874485 \text{ ккал/ч}.$$

Магистраль № 5

Участок ТЭЦ÷ТК-13 подземной канальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (17) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н}^{ср\,г} = 20483 \text{ Вт или } Q_{н}^{ср\,г} = 17613 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-13÷ТК-14 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формулам (18) и (19) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н\,п}^{ср\,г} = 42420 \text{ Вт или } Q_{н\,п}^{ср\,г} = 36474 \text{ ккал/ч}.$$

$$Q_{н\,о}^{ср\,г} = 28330 \text{ Вт или } Q_{н\,о}^{ср\,г} = 24359 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-14÷ТК-15 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формулам (18) и (19) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н\,п}^{ср\,г} = 52216 \text{ Вт или } Q_{н\,п}^{ср\,г} = 44897 \text{ ккал/ч}.$$

$$Q_{н\,о}^{ср\,г} = 34897 \text{ Вт или } Q_{н\,о}^{ср\,г} = 30007 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-15÷ТК-16 надземной прокладки; нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формулам (18) и (19) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н\,п}^{ср\,г} = 28523 \text{ Вт или } Q_{н\,п}^{ср\,г} = 24526 \text{ ккал/ч};$$

$$Q_{н\,о}^{ср\,г} = 18970 \text{ Вт или } Q_{н\,о}^{ср\,г} = 16311 \text{ ккал/ч}.$$

Участок ТК-16÷ТК-17 подземной бесканальной прокладки; эксплуатационные часовые тепловые потери через тепловую изоляцию определяются по формуле (20) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н}^{ср\ г} = q_{н}K_{р}^{н}L\beta = 121{,}44 \cdot 1{,}00 \cdot 646 \cdot 1{,}15 = 90221 \text{ Вт}$$

или

$$Q_{н}^{ср\ г} = 77576 \text{ ккал/ч.}$$

2.3.5 Нормируемые эксплуатационные часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции по видам прокладки в целом для тепловой сети при среднегодовых температурных условиях ее работы определяются:

— для участков подземной прокладки путем суммирования тепловых потерь по двум трубопроводам (подающему и обратному) $Q_{н}^{ср\ г}$ [МВт (Гкал/ч)] по формуле (14) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н}^{ср\ г} = 0{,}0446 + 1{,}7049 + 0{,}2235 + 1{,}6750 + 0{,}6359 + 1{,}0170 + 0{,}0205 + 0{,}0902 = 5{,}4118 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н}^{ср\ г} = 0{,}0384 + 1{,}4660 + 0{,}1922 + 1{,}4403 + 0{,}5468 + 0{,}8745 + 0{,}0176 + 0{,}0776 = 4{,}6533 \text{ Гкал/ч;}$$

— для участков надземной прокладки раздельно для подающего и обратного трубопроводов:

для подающего $Q_{н\,п}^{ср\ г}$ [МВт (Гкал/ч)] по формуле (15) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] путем суммирования тепловых потерь по подающим трубопроводам:

$$Q_{н\,п}^{ср\ г} = 0{,}3803 + 0{,}1799 + 0{,}0584 + 0{,}1461 + 0{,}0424 + 0{,}0522 + 0{,}0285 = 0{,}8880 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н\,п}^{ср\ г} = 0{,}3270 + 0{,}1547 + 0{,}0502 + 0{,}1257 + 0{,}0365 + 0{,}0449 + 0{,}0245 = 0{,}7635 \text{ Гкал/ч.}$$

для обратного трубопровода $Q_{н\,о}^{ср\ г}$ [МВт (Гкал/ч)] по формуле (16) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] путем суммирования тепловых потерь по обратным трубопроводам участков:

$$Q_{н\,о}^{ср\ г} = 0{,}2852 + 0{,}1288 + 0{,}0386 + 0{,}1046 + 0{,}0283 + 0{,}0349 + 0{,}0190 = 0{,}6394 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н\,о}^{ср\ г} = 0{,}2453 + 0{,}1107 + 0{,}0332 + 0{,}0899 + 0{,}0244 + 0{,}0300 + 0{,}0163 = 0{,}5498 \text{ Гкал/ч.}$$

Значения $Q_{н}^{ср\ г}$, $Q_{н\,п}^{ср\ г}$ и $Q_{н\,о}^{ср\ г}$ в [МВт (Гкал/ч)] приведены в таблице А.4 настоящих Рекомендаций.

2.3.6 Нормируемые эксплуатационные часовые потери при среднемесячных условиях работы ТС определяются:

— для участков подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $Q_{п}^{ср\ м}$ [МВт (Гкал/ч)] по формуле (24) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] (для января):

$$Q_{п}^{ср\ м} = Q_{п}^{ср\ г} \times \frac{t_{п}^{ср\ м} + t_{о}^{ср\ м} - 2t_{гр}^{ср\ м}}{t_{п}^{ср\ г} + t_{о}^{ср\ г} - 2t_{гр}^{ср\ г}} = 5{,}4118 \cdot \frac{103{,}33 + 52{,}08 - 2 \cdot 3{,}40}{83{,}27 + 47{,}07 - 2 \cdot 6{,}85} = 6{,}8946 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{п}^{ср\ м} = 4,6533 \times \frac{103,33 + 52,08 - 2 \times 3,40}{83,27 + 47,07 - 2 \times 6,85} = 5,9283 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются часовые среднемесячные тепловые потери для других месяцев, результаты приведены в таблице А.4 настоящих Рекомендаций,

— для участков надземной прокладки раздельно по подающему $Q_{н\,п}^{ср\ м}$ и обратному трубопроводам $Q_{н\,о}^{ср\ м}$ [МВт (Гкал/ч)] по формулам (25) и (26) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] (для января):

$$Q_{н\,п}^{ср\ м} = Q_{н\,п}^{ср\ г} \times \frac{t_{п}^{ср\ м} - t_{в}^{ср\ м}}{t_{п}^{ср\ г} - t_{в}^{ср\ г}} = 0,8880 \times \frac{103,33 - (-6,86)}{83,27 - 5,37} = 1,2560 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н\,п}^{ср\ м} = 0,7635 \times \frac{103,33 - (-6,86)}{83,27 - 5,37} = 1,0800 \text{ Гкал/ч;}$$

$$Q_{н\,о}^{ср\ м} = Q_{н\,о}^{ср\ г} \times \frac{t_{о}^{ср\ м} - t_{в}^{ср\ м}}{t_{о}^{ср\ г} - t_{в}^{ср\ г}} = 0,6394 \times \frac{52,08 - (-6,86)}{47,07 - 5,37} = 0,9038 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н\,о}^{ср\ м} = 0,5498 \times \frac{52,08 - (-6,86)}{47,07 - 5,37} = 0,7771 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются часовые среднемесячные тепловые потери для других месяцев, результаты приведены в таблице А.4 настоящих Рекомендаций.

Как вспомогательные могут быть построены графики часовых тепловых потерь в зависимости от разности температур сетевой воды и окружающей среды $\Delta t_{ср}$ (см. рисунок 2) в МВт (Гкал/ч),

2.3.7 Нормируемые эксплуатационные месячные (для января) тепловые потери через теплоизоляционные конструкции прокладки в целом для тепловой сети $Q_{из}^{м}$ [ГДж (Гкал)] - определяются по формуле (23) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{из}^{м} = 3,6 \cdot (Q_{п}^{ср\ м} + Q_{н\,п}^{ср\ м} + Q_{н\,о}^{ср\ м}) \cdot n_{м} = 3,6 \cdot (6,8946 + 1,2560 + 0,9038) \cdot 744 = 24251 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{из}^{м} = (Q_{п}^{ср\ м} + Q_{н\,п}^{ср\ м} + Q_{н\,о}^{ср\ м}) \cdot n_{м} = (5,9283 + 1,0800 + 0,7771) \cdot 744 = 5793 \text{ Гкал.}$$

Аналогично определяются нормируемые месячные тепловые потери для других месяцев, результаты приведены в таблице А.4 настоящих Рекомендаций.

2.3.8 Определяются показатели нормируемых часовых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях по видам прокладки для всей ТС:

- для участков подземной прокладки $П_{т\,и}^{подз}$, Вт/(м^2·°С) [ккал/(ч·м^2·°С)], по формуле (27) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$П_{т\,и}^{подз} = \frac{Q_{п}^{ср\ г}}{\pi M_{п} (\frac{t_{п}^{ср\ г} + t_{о}^{ср\ г}}{2} - t_{гр}^{ср\ г})} = \frac{5,4118 \times 10^{6}}{\pi \times 19181 \times (\frac{83,27 + 47,07}{2} - 6,85)} = 1,5399 \text{ Вт/(м}^2\text{·°С)}$$

или

$$\Pi_{т\,и}^{подз} = \frac{4,6533 \times 10^6}{\pi \times 19181 \times (\frac{83,27 + 47,07}{2} - 6,85)} = 1,3241 \text{ ккал/(ч·м}^2\text{·°С)}$$

- для участков надземной прокладки $\Pi_{т\,и}^{надз}$, Вт/(м^2·°С) [ккал/(ч·м^2·°С)], по формуле (30) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$\Pi_{т\,и}^{надз} = \frac{Q_{н\,п}^{ср\,г} + Q_{н\,о}^{ср\,г}}{\pi(M_{н\,п} + M_{н\,о})(\frac{t_п^{ср\,г} + t_о^{ср\,г}}{2} - t_в^{ср\,г})} =$$

$$= \frac{(0,8880 + 0,6394) \times 10^6}{\pi \times (2338 + 2338) \times (\frac{83,27 + 47,07}{2} - 5,37)} = 1,7387 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°С)}$$

или

$$\Pi_{т\,и}^{надз} = \frac{(0,7635 + 0,5498) \times 10^6}{\pi \times (2338 + 2338) \times (\frac{83,27 + 47,07}{2} - 5,37)} = 1,4950 \text{ ккал/(ч·м}^2 \cdot \text{°С)}.$$

2.3.9 По результатам расчета нормируемых часовых потерь тепла при среднемесячных условиях строятся графики (см. рисунок Б.3 настоящих Рекомендаций) суммарных потерь по подающим и обратным трубопроводам подземной прокладки $Q_{норм}^{ср\,м}$ и раздельно потерь по подающим, $Q_{норм\,п}^{ср\,м}$, и обратным $Q_{норм}^{ср\,м}$, трубопроводам надземной прокладки в МВт (Гкал/ч).

По результатам расчета нормируемых эксплуатационных месячных и годовых потерь тепла через тепловую изоляцию строятся соответствующие графики (см. рисунок Б.4 настоящих Рекомендаций) также суммарных потерь для подземной и надземной прокладок $Q_{т\,и}^{м}$ и $Q_{т\,и}^{г}$ в [МВт (Гкал/ч)] или [ГДж (Гкал)].

2.4 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

2.4.1 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с потерями сетевой воды определяются в целом по системе теплоснабжения, т.е. с учетом внутреннего объема трубопроводов ТС, находящихся как на балансе энергоснабжающей организации, так и на балансе других организаций, а также объема систем теплопотребления, с выделением тепловых потерь с потерями сетевой воды в ТС на балансе энергоснабжающей организации.

Объем ТС на балансе энергоснабжающей организации в составе АО-энерго составляет (см. таблицу А.1 настоящих Рекомендаций)

$$V_{т\,с} = 11974 \text{ м}^3.$$

Объем ТС на балансе других, в основном муниципальных, организаций составляет (по эксплуатационным данным)

$$V_{г\,т\,с} = 10875 \text{ м}^3.$$

Объем систем теплопотребления составляет (по эксплуатационным данным)

$$V_{с\,т\,п} = 14858 \text{ м}^3.$$

Суммарные объемы сетевой воды составляют по сезонам:

— отопительный сезон:

$$V_{от} = V_{т\,с} + V_{г\,т\,с} + V_{с\,т\,п} = 11974 + 10875 + 14858 = 37707 \text{ м}^3;$$

— летний сезон (ремонтный период учтен в числе часов работы ТС в летнем сезоне при определении $V^{ср\,г}$):

$$V_{л} = V_{т\,с} + V_{г\,т\,с} = 11974 + 10875 = 22849\ м^3.$$

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах ТС и системах теплопотребления $V^{ср\,г}$ определяется по формуле (37) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$V^{ср\,г} = \frac{V_{от}n_{от} + V_{л}n_{л}}{n_{от} + n_{л}} = \frac{37707 \cdot 5808 + 22849 \cdot 2448}{5808 + 2448} = 33301\ м^3.$$

В том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$V_{э\,о}^{ср\,г} = \frac{V_{э\,о}^{ср\,г}n_{от} + V_{э\,о}^{л}n_{л}}{n_{от} + n_{л}} = \frac{11974 \cdot 5808 + 11974 \cdot 2448}{5808 + 2448} = 11974\ м^3.$$

2.4.2 Нормируемые эксплуатационные годовые тепловые потери с нормируемой утечкой сетевой воды $Q_{ут}^{г}$ [ГДж (Гкал)] определялись по формуле (36) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{ут}^{г} = aV^{ср\,г}c\rho^{ср\,г}\left(\frac{t_{п}^{ср\,г} + t_{о}^{ср\,г}}{2} - t_{х}^{ср\,г}\right) \times n_{год} \times 10^{-6}$$

где $\rho^{ср\,г}$ — среднегодовая плотность воды, кг/м^3; определяется при температуре $\frac{t_{п}^{ср\,г} + t_{о}^{ср\,г}}{2}$, °С;

с — удельная теплоемкость сетевой воды; принимается равной 4,1868 кДж/(кг·°С) или 1 ккал/(кг · °С).

Среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для последующей обработки с целью подпитки ТС, $t_{х}^{ср\,г}$ (°С) определяется по формуле (38) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$t_{х}^{ср\,г} = \frac{t_{х}^{от}n_{от} + t_{х}^{л}n_{л}}{n_{от} + n_{л}}$$

Температура холодной воды в отопительный период принимается $t_{х}^{от}$ = 5°С; в летний период $t_{х}^{л}$ = 15°С.

Годовые потери тепла $Q_{ут}^{г}$ всего по системе теплоснабжения составляют

$$Q_{ут}^{г} = 0{,}0025 \cdot 33301 \cdot 4{,}1868 \cdot 980{,}50 \cdot \left(\frac{83{,}27 + 47{,}07}{2} - \frac{5 \cdot 5808 + 15 \cdot 2448}{5808 + 2448}\right) \times$$
$$\times (5808 + 2448) \cdot 10^{-6} = 161410\ ГДж$$

или

$$Q_{ут}^{г} = 38552\ Гкал,$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут\,т\,с}^{г\,э\,о} = 0{,}0025 \cdot 11974 \cdot 4{,}1868 \cdot 980{,}50 \cdot \left(\frac{83{,}27 + 47{,}07}{2} - \frac{5 \cdot 5808 + 15 \cdot 2448}{5808 + 2448}\right) \times$$
$$\times (5808 + 2448) \cdot 10^{-6} = 58079\ ГДж$$

или

$$Q_{ут\,т\,с}^{г\,э\,о} = 13872\ Гкал.$$

2.4.3 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с нормируемой утечкой сетевой воды по сезонам работы ТС — отопительному $Q_{ут}^{от}$ и летнему $Q_{ут}^{л}$ [ГДж (Гкал)] определяются по формулам (39) и (40) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

— для отопительного сезона

$$Q_{ут}^{от} = Q_{ут}^{г} \times \frac{V_{от} n_{от}}{V^{ср\,г} n_{год}} = 161410 \times \frac{37707 \times 5808}{33301 \times 8256} = 128574 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{норм}^{ср\,м} = 30709 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{от\,э\,о} = Q_{ут\,э\,о}^{г} \times \frac{V_{от}^{э\,о} n_{от}}{V_{э\,о}^{ср\,г} n_{год}} = 58079 \times \frac{11974 \times 5808}{11974 \times 8256} = 40858 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{от\,э\,о} = 9759 \text{ Гкал};$$

— для летнего сезона

$$Q_{ут}^{л} = Q_{ут}^{г} \times \frac{V_{л} n_{л}}{V^{ср\,г} n_{год}} = 161410 \times \frac{22849 \times 2448}{33301 \times 8256} = 32836 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{л} = 7843 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{л\,э\,о} = Q_{ут\,э\,о}^{г} \times \frac{V_{л}^{э\,о} n_{л}}{V_{э\,о}^{ср\,г} n_{год}} = 58079 \times \frac{11974 \times 2448}{11974 \times 8256} = 17221 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{л\,э\,о} = 4113 \text{ Гкал}.$$

2.4.4 Нормируемые эксплуатационные тепловые потери с утечкой сетевой воды по месяцам в отопительном $Q_{ут}^{м\,от}$ и летнем $Q_{ут}^{м\,л}$ [ГДж (Гкал)] сезонах определялись по формулам (41) и (42) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

— для отопительного сезона (января)

$$Q_{ут}^{м\,от} = Q_{ут}^{от} \frac{(t_{п}^{ср\,м} + t_{о}^{ср\,м} - 2t_{х}^{ср\,м}) n_{м}}{(t_{п}^{от} + t_{о}^{от} - 2t_{х}^{от}) n_{от}} = 128574 \cdot \frac{(103{,}33 + 52{,}08 - 2 \cdot 5) \cdot 744}{(87{,}40 + 48{,}10 - 2 \cdot 5) \cdot 5808} = 19084 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{м\,от} = 4558 \text{ Гкал},$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{м\ от\ э\ о} = Q_{ут}^{от\ э\ о}\frac{(t_п^{ср\ м} + t_о^{ср\ м} - 2t_х^{ср\ м})n_м}{(t_п^{от} + t_о^{от} - 2t_х^{от})n_{от}} = 40858 \cdot \frac{(103,33 + 52,08 - 2 \cdot 5) \cdot 744}{(86,40 + 48610 - 2 \cdot 5) \cdot 5808} = 6064 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{м\ от\ э\ о} = 1448 \text{ Гкал.}$$

Аналогично определяются тепловые потери по другим месяцам, например для летнего сезона (июня):

$$Q_{ут}^{м\ л} = Q_{ут}^{л}\frac{n_м}{n_л} = 32836 \cdot \frac{552}{2448} = 7404 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_{ут}^{м\ л} = 1768 \text{ Гкал,}$$

в том числе в ТС на балансе энергоснабжающей организации

$$Q_{ут}^{м\ л\ э\ о} = Q_{ут}^{л\ э\ о}\frac{n_м}{n_л} = 17221 \cdot \frac{552}{2448} = 3883 \text{ ГДж}$$

или

$$Q_п^{ср.г} = 927 \text{ Гкал.}$$

Аналогично определяются тепловые потери по другим месяцам, результаты приведены в таблице А.4 настоящих Рекомендаций,

2.4.5 По результатам расчета строятся графики (см. рисунок Б.4 настоящих Рекомендаций) месячных $Q_{ут}^{м}$ и годовых $Q_{ут}^{от}$ тепловых потерь с утечкой сетевой воды по системе теплоснабжения в целом и на балансе энергоснабжающей организации.

В таблице А.4 приведены значения потерь тепла в процентах к планируемому количеству транспортируемой тепловой энергии. Невысокие значения отношения потерь тепла к его отпуску объясняется небольшой долей ТС (по материальной характеристике) на балансе энергоснабжающей организации по сравнению со всеми сетями в системе теплоснабжения.

2.5 Определение фактических эксплуатационных потерь тепла

2.5.1 Определение потерь тепла через теплоизоляционные конструкции

Потери тепла за прошедший месяц работы ТС по видам прокладки определяются по формулам (24)-(26) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II].

Фактические (за январь) среднемесячные температуры сетевой воды и окружающей среды составили:

$$t_п^{ср\ м} = 90,70\ °C;\ t_о^{ср\ м} = 48,30°C;$$

$$t_в^{ср\ м} = 5,50°C;\ t_{гр}^{ср\ м} = 3,05°C.$$

Для участков подземной прокладки при фактических среднемесячных температурах сетевой воды и грунта суммарно по подающему и обратному трубопроводам $Q_п^{ср\ м}$ [МВт (Гкал/ч)] потери тепла (для января) определяются по формуле (24) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_п^{ср\ м} = Q_п^{ср\ г} \times \frac{t_п^{ср\ м} + t_о^{ср\ м} - 2t_{гр}^{ср\ м}}{t_п^{ср\ г} + t_о^{ср\ г} - 2t_{гр}^{ср\ г}} = 5,4118 \times \frac{90,70 + 48,30 - 2 \times 3,05}{83,27 + 47,07 - 2 \times 6,85} = 6,1662 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{п}^{ср\ м} = 4,6533 \times \frac{90,70 + 48,30 - 2 \times 3,05}{83,27 + 47,07 - 2 \times 6,85} = 5,3020 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются часовые среднемесячные тепловые потери для других месяцев.

Для участков надземной прокладки раздельно по подающему $Q_{н\,п}^{ср\ м}$ и обратному трубопроводам $Q_{н\,о}^{ср\ м}$ потери тепла (для января) определяются по формулам (25) и (26) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II]:

$$Q_{н\,п}^{ср\ м} = Q_{н\,п}^{ср\ г} \times \frac{t_{п}^{ср\ м} - t_{в}^{ср\ м}}{t_{п}^{ср\ г} - t_{в}^{ср\ г}} = 0,8880 \times \frac{90,7 + 5,5}{83,27 - 5,37} = 1,0966 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н\,п}^{ср\ м} = 0,7635 \times \frac{90,70 + 5,50}{83,27 - 5,37} = 0,9428 \text{ Гкал/ч;}$$

$$Q_{н\,о}^{ср\ м} = Q_{н\,о}^{ср\ г} \times \frac{t_{о}^{ср\ м} - t_{в}^{ср\ м}}{t_{о}^{ср\ г} - t_{в}^{ср\ г}} = 0,6394 \times \frac{48,30 + 5,50}{47,07 - 5,37} = 0,8249 \text{ МВт}$$

или

$$Q_{н\,о}^{ср\ м} = 0,5498 \times \frac{48,30 + 5,50}{47,07 - 5,37} = 0,7094 \text{ Гкал/ч.}$$

Аналогично определяются тепловые потери для других месяцев.

Примечание — Расчет выполнен из условия, что в рассматриваемом месяце и в целом за год не произошло существенных изменений в материальной характеристике ТС или их теплотехнических свойствах, например: ввод новых систем, реконструкция отдельных участков, передача сетей с баланса на баланс и т. п. В противном случае необходимо скорректировать соответствующие значения величин $Q_{п}^{ср\ г}$, $Q_{н\,п}^{ср\ г}$ и $Q_{н\,о}^{ср\ г}$ в приведенных формулах.

2.5.2 Определение потерь тепла с потерями сетевой воды

Определение потерь тепла с потерями (утечкой) сетевой воды за прошедшие месяцы работы ТС осуществляется по формуле (43) РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. II] исходя из фактических значений количества подпиточной воды, температур сетевой и холодной воды на источнике тепловой энергии.

Указанная формула применима лишь для оценки фактических потерь тепла с утечкой сетевой воды для закрытой системы теплоснабжения в целом. Для открытой системы непосредственно эта формула не может быть использована, так как необходимо выделение из общего значения подпитки составляющих горячего водоснабжения и потерь сетевой воды. Поэтому определение фактических потерь тепла с потерями сетевой воды в ТС на балансе энергопредприятия может производиться после распределения потерь сетевой воды по составляющим, включая утечку. Распределение может осуществляться по алгоритмам, приведенным в РД 153-34.0-20.523-98 [5, ч. III].

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(*рекомендуемое*)

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

Таблица А-1 **Материальная характеристика ТС**

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция тепловой изоляции, трубопровод	Год ввода в эксплуатацию участка ТС	Диаметр трубопровода, м	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Объем трубопроводов V, $м^3$	Материальная характеристика участка ТС $d_н \cdot L$, $м^2$

			наружный $d_н$	внутренний $d_{вн}$			
Магистраль № 1							
ТЭЦ÷ТК-1	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1983	0,920	0,902	1092	698	1005
	обратный	1983	0,920	0,902	1092	698	1005
ТК÷ТК-2	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1983	0,720	0,704	671	261	483
	обратный	1983	0,720	0,704	671	261	483
ТК-2÷ТК-3	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1995	0,530	0,515	381	79	202
	обратный	1995	0,530	0,515	381	79	202
Всего по магистрали № 1					2144	2076	3380
Магистраль № 2							
ТК-1÷ТК-4	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1983	0,920	0,902	88	112	162
ТК-4÷ТК-6	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1985	0,720	0,704	4108	3198	5916
ТК-6÷ТК-7	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1995	0,630	0,614	1297	768	1634
Всего по магистрали № 2					5493	4078	7712
Магистраль № 3							
ТЭЦ÷ТК-9	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1980	0,720	0,704	545	212	392
	обратный	1980	0,720	0,704	545	212	392
ТК-9÷ТК-10	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1983	0,720	0,704	4036	3142	5812
ТК-10÷ТК-11	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1983	0,530	0,515	1929	804	2045
Всего по магистрали № 3					6510	4370	8641
Магистраль № 4							
ТЭЦ÷ТК-12	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1987	0,530	0,515	3085	1285	3270
Всего по магистрали № 4					3085	1285	3270
Магистраль № 5							
ТЭЦ÷ТК-13	Подземная канальная, минеральная вата (подающий и обратный трубопроводы)	1988	0,325	0,309	90	13	59
ТК-13÷ТК-14	Надземная, минеральная вата,						
	подающий	1988	0,325	0,309	283	21	92
	обратный	1988	0,325	0,309	283	21	92
ТК-14÷ТК-15	Надземная, минеральная						

	вата, подающий обратный	1988 1988	0,273 0,273	0,259 0,259	400 400	21 21	109 109
ТК-15÷ТК-16	Надземная, минеральная вата, подающий обратный	1988 1988	0,219 0,219	0,207 0,207	250 250	8 8	55 55
ТК-16÷ТК-17	Подземная бесканальная, пенополимер-бетон (подающий и обратный трубопроводы)	1980	0,219	0,207	646	43	283
Всего по магистрали № 5					1669	156	854
Итого по подземной прокладке					15279	9365	19181
Итого по надземной прокладке подающий трубопровод					3622	1300	2338
обратный трубопровод					3622	1300	2338
Всего по ТС					18901	11974	23857
Доля материальной характеристики по видам прокладки надземная прокладка подземная прокладка							0,20 0,80

Таблица А.2 - **Среднемесячные и среднегодовые значения температуры окружающей среды и сетевой воды**

Месяц	Значение температуры, усредненное за 5 лет, °С		Значение температуры сетевой воды (по температурному графику) в трубопроводе, °С	
	грунта на средней глубине заложения $t_{гр}$	наружного воздуха $t_в$	подающем $t_п$	обратном $t_о$
Январь	3,40	-6,86	103,33	52,08
Февраль	2,60	-3,78	95,30	50,08
Март	2,55	-1,06	88,20	48,30
Апрель	2,30	5,60	75,00	45,00
Май	4,90	12,08	75,00	45,00
Июнь	8,40	16,44	75,00	45,00
Июль	11,40	17,28	75,00	45,00
Август	12,35	15,34	75,00	45,00
Сентябрь	11,65	10,60	75,00	45,00
Октябрь	9,65	5,12	75,00	45,00
Ноябрь	6,35	-1,32	88,88	48,47
Декабрь	6,60	-5,00	98,48	50,87
Среднегодовые температуры, °С	6,85	5,37	83,27	47,07

Таблица А.3 - **Расчетные тепловые потери по участкам ТС**

Участок ТС	Тип прокладки, конструкция изоляции	Трубопровод	Наружный диаметр трубопровода $d_н$, м	Длина трубопровода в двухтрубном исчислении L, м	Таблица, раздел РД 253-34 0-20 523-98	Удельные часовые тепловые потери $q_н$, Вт/м ккал/(м·ч)	Поправочный коэффициент	Среднегодовые потери тепла $Q^{ср\ г}$, Вт ккал/ч
Магистраль № 1								
ТЭЦ÷ТК-1	Надземная, минеральная вата	Подающий Обратный	0,920 0,920	1092 1092	П1 2 П1 2	232,95 200,30 174,71 150,23	1,30 1,30 	380297 326997 285227 245251
ТК1÷ТК-2	Надземная, минеральная вата	Подающий Обратный	0,720 0,720	671 671	П1 2 П1 2	179,37 154,23 128,38 110,38	1,30 1,30 	179933 154714 128777 110729
ТК-2÷ТК-3	Надземная, минеральная вата	Подающий Обратный	0,530 0,530	381 381	П1 5 П1 5	102,58 88,20 67,83 58,32	1,30 1,30 	58429 50240 38635 33220
Магистраль № 2								

ТК-1÷ ТК-4	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,920	88	П1 1	408,42 351,18	1,08	44639 38382
ТК-4÷ ТК-6	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный суммарно)	0,720	4108	П1 1	334,16 287,32	1,08	1704919 1465967
ТК-6÷ ТК-7	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный суммарно)	0,630	1297	П1 3	138,77 119,32	1,08	223546 192215
Магистраль № 3								
ТЭЦ÷ ТК-9	Надземная, минеральная вата	Подающий Обратный	0,720 0,720	545 545	П1 2 П1 2	179,37 154,23 128,38 110,38	1,30 1,30	146146 125662 104597 89937
ТК-9÷ ТК-10	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,720	4036	П1 1	334,16 287,32	1,08	1674037 1440273
ТК-10÷ ТК-11	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,530	1929	П1 1	265,43 228,23	1,08	635930 546801
Магистраль № 4								
ТЭЦ÷ ТК-12	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,530	3085	П1 1	265,43 228,23	1,08	1017026 874485
Магистраль № 5								
ТЭЦ÷ ТК-13	Подземная канальная, минеральная вата	Подающий и обратный (суммарно)	0,325	90	П1 1	183,25 157,56	1,08	20483 17613
ТК-13÷ ТК-14	Надземная, минеральная вата	Подающий Обратный	0,325 0,325	283 283	П1 2 П1 2	100,26 86,21 66,96 57,58	1,30 1,30	42420 36474 28330 24359
ТК-14÷- ТК-15	Надземная, минеральная вата	Подающий Обратный	0,273 0,273	400 400	П 1 2 П1 2	87,32 75,08 58,36 50,18	1,30 1,30	52216 44897 34897 30007
ТК-15÷ ТК-16	Надземная, минеральная вата	Подающий Обратный	0,219 0,219	250 250	П1 2 П1 2	76,32 65,62 50,75 43,64	1,30 1,30	28523 24526 18970 16311
ТК-16÷ ТК-17	Подземная бесканальная, пенополимер бетон	Подающий и обратный суммарно)	0,219	646	2 2 (приложение 2)	121,44 104,42	1,00	90221 77576
Итого по подземной прокладке								5411801 4653312
Итого по подающему трубопроводу надземной прокладке								887963 763510
Итого по обратному трубопроводу надземной прокладки								639433 549814
Суммарные тепловые потери								6939197 5966636

Таблица А.4 - **Среднемесячные часовые, месячные и годовые потери тепла через тепловую изоляцию, с потерями сетевой воды, суммарные для ТС на балансе ТЭЦ и их соотношение с отпуском тепла**

Месяц	Среднемесячные часовые тепловые потери $Q^{ср\,м}$, МВт / Гкал/ч				Продолжительность работы ТС в данном месяце n, ч	Месячные тепловые потери всей сети по видам прокладки $Q^{мес}$, ГДж / Гкал		Месячные суммарные тепловые потери через тепловую изоляцию $Q_{из}^{мес}$ ГДж / Гкал	Месячные тепловые потери с потерями сетевой воды $Q_{п\,с\,в}^{р}$ ГДж / Гкал	Суммарные тепловые потери, ГДж / Гкал	Планируемый отпуск тепла, ГДж / Гкал	Тепловые потери, % отпуска тепла
	Подземка прокладка $Q_{п}^{ср\,м}$	Надземная прокладка: Подающий трубопровод $Q_{п}^{ср\,м}$	Надземная прокладка: Обратный трубопровод $Q_{п}^{ср\,м}$	Надземная прокладка: Всего по надземной прокладке $Q_{п}^{ср\,м} + Q_{но}^{ср\,м}$		Подземная прокладка	Надземная прокладка					
Январь	6,8946 / 5,9283	1,2560 / 1,0800	0,9038 / 0,7771	2,1598 / 1,8571	744		5785 / 1382	24251 / 5793	6064 / 1448	30315 / 7241	1746415 / 417124	1,7
Февраль	6,5035 / 5,5920	1,1294 / 0,9711	0,8259 / 0,7101	1,9553 / 1,6812	672	15733 / 3758	4730 / 1130	20463 / 4888	5101 / 1218	25564 / 6104	1434787 / 342693	1,8
Март	6,0962 / 5,2418	1,0175 / 0,8749	0,7569 / 0,6508	1,7744 / 1,5257	744	16328 / 3900	4753 / 1135	21081 / 5035	5276 / 1260	26357 / 6295	1449089 / 346109	1,8
Апрель	5,3539 / 4,6035	0,7911 / 0,6802	0,6042 / 0,5195	1,3953 / 1,1997	720	13877 / 3315	3617 / 864	17494 / 4179	4439 / 1060	21933 / 5239	1058147 / 252734	2,1
Май	5,1126 / 4,3961	0,7172 / 0,6167	0,5048 / 0,4340	1,2220 / 1,0507	744	13694 / 3271	3273 / 782	16967 / 4053	4911 / 1173	21878 / 5226	623666 / 148960	3,5
Июнь	4,7879 / 4,1168	0,6675 / 0,5740	0,4379 / 0,3766	1,1054 / 0,9506	552	9515 / 2272	2197 / 525	11712 / 2797	3883 / 927	15595 / 3724	242667 / 57960	6,4
Июль	4,5095 / 3,8775	0,6579 / 0,5657	0,4251 / 0,3655	1,0830 / 0,9312	576	9351 / 2233	2246 / 535	11597 / 2769	4052 / 968	15649 / 3737	253218 / 60480	6,2
Август	4,4214 / 3,8017	0,6800 / 0,5847	0,4548 / 0,3911	1,1348 / 0,9758	576	9168 / 2190	2353 / 562	11521 / 2752	4052 / 968	15573 / 3720	253218 / 60480	6,2
Сентябрь	4,4863 / 3,8575	0,7341 / 0,6312	0,5275 / 0,4536	1,2616 / 1,0848	720	11628 / 2777	3270 / 781	14898 / 3558	4763 / 1138	19661 / 4696	634145 / 151463	3,1
Октябрь	4,6719 / 4,0171	0,7965 / 0,6849	0,6115 / 0,5258	1,4080 / 1,2107	744	12513 / 2989	3771 / 901	16284 / 3890	4587 / 1096	20871 / 4986	1132232 / 270429	1,8
Ноябрь	5,7830 / 4,9725	1,0282 / 0,8841	0,7635 / 0,6565	1,7917 / 1,5406	720	14990 / 3580	4644 / 1109	19634 / 4689	5140 / 1228	24774 / 5917	1415247 / 338026	1,8
Декабрь	6,3166 / 5,4313	1,1795 / 1,0142	0,8567 / 0,7366	2,0362 / 1,7508	744	16918 / 4041	5454 / 1303	22372 / 5317	5811 / 1388	28183 / 6705	1651065 / 394350	1,7
Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери	5,4118 / 4,6533	0,8880 / 0,7635	0,6394 / 0,5498	1,5274 / 1,3133								
Годовые значения					8256	162181 / 38710	46093 / 11010	208274 / 49720	58079 / 13872	266353 / 63592	11893896 / 2840808	2,2

Приложение Б
(*рекомендуемое*)

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ФОРМЫ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ ГРАФИЧЕСКИХ ДАННЫХ

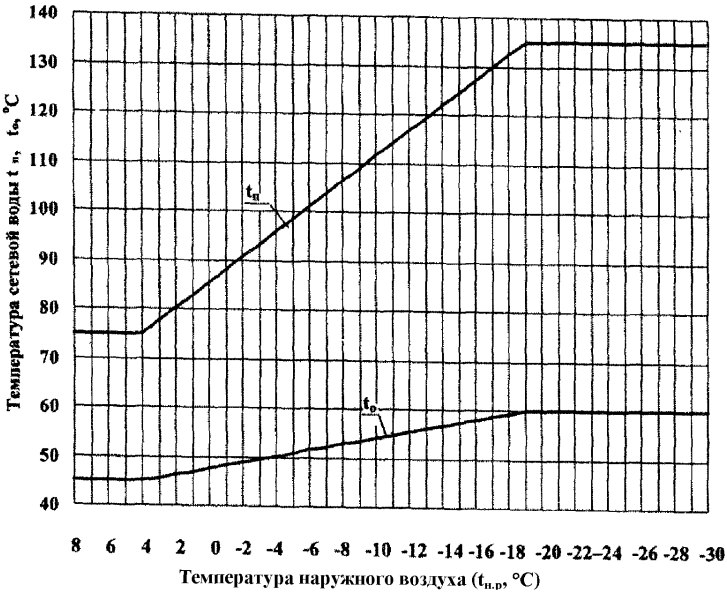


Рисунок Б.1 - Эксплуатационный температурный график регулирования отпуска тепла в тепловой сети

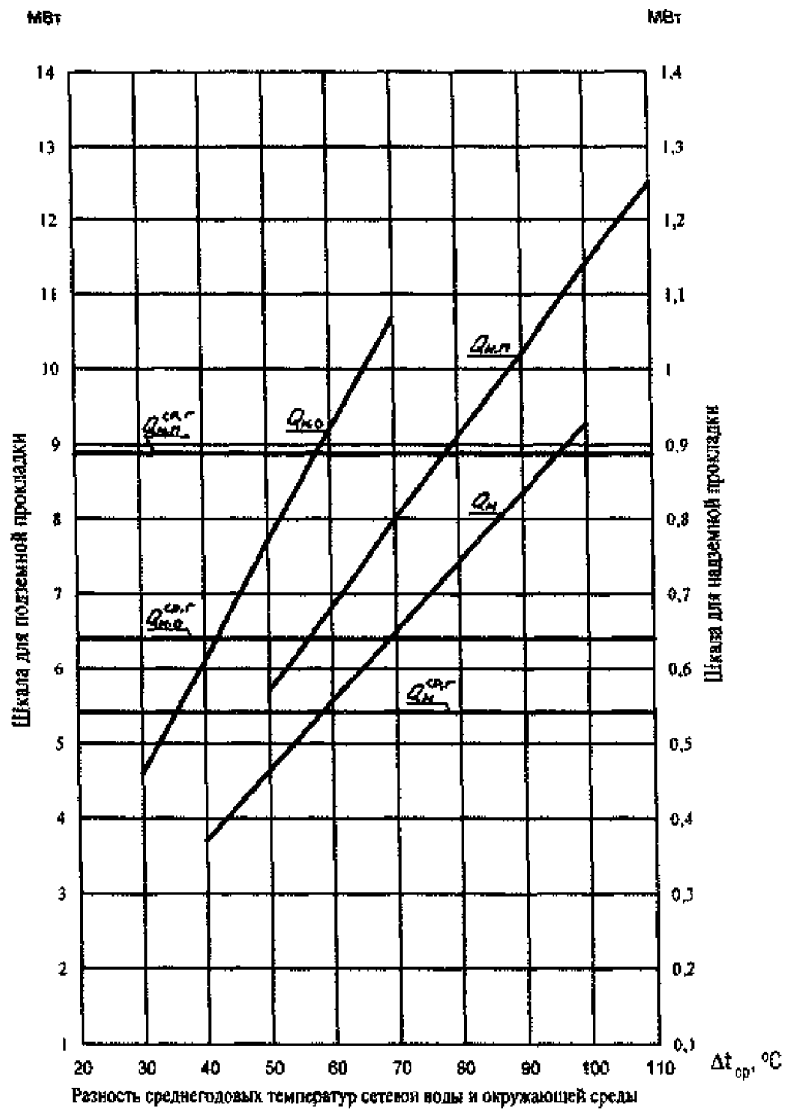


Рисунок Б.2 - Часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции

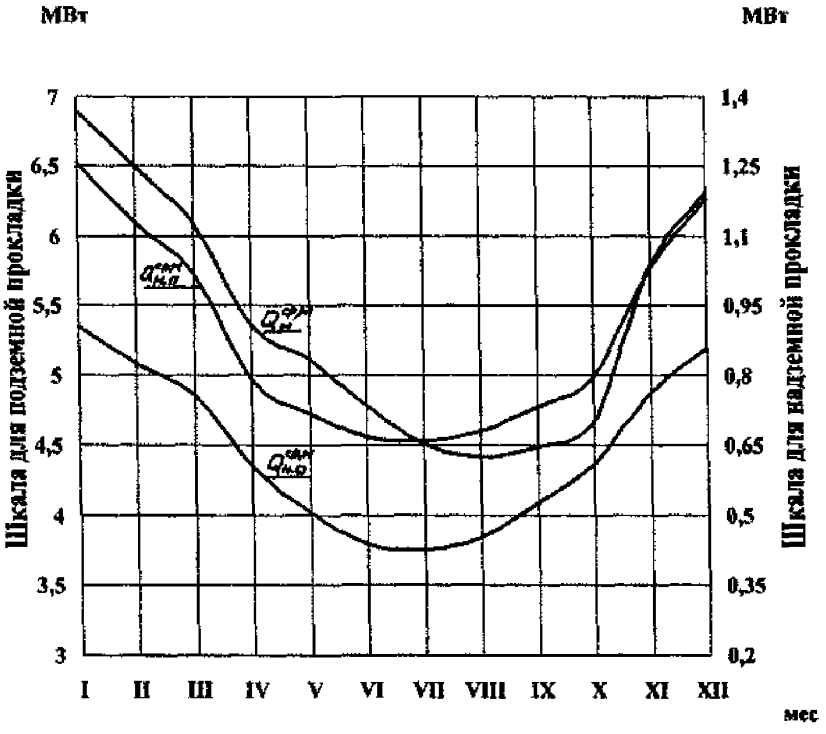


Рисунок Б 3 - Нормируемые часовые тепловые потери
через теплоизоляционные конструкции
при среднемесячных условиях

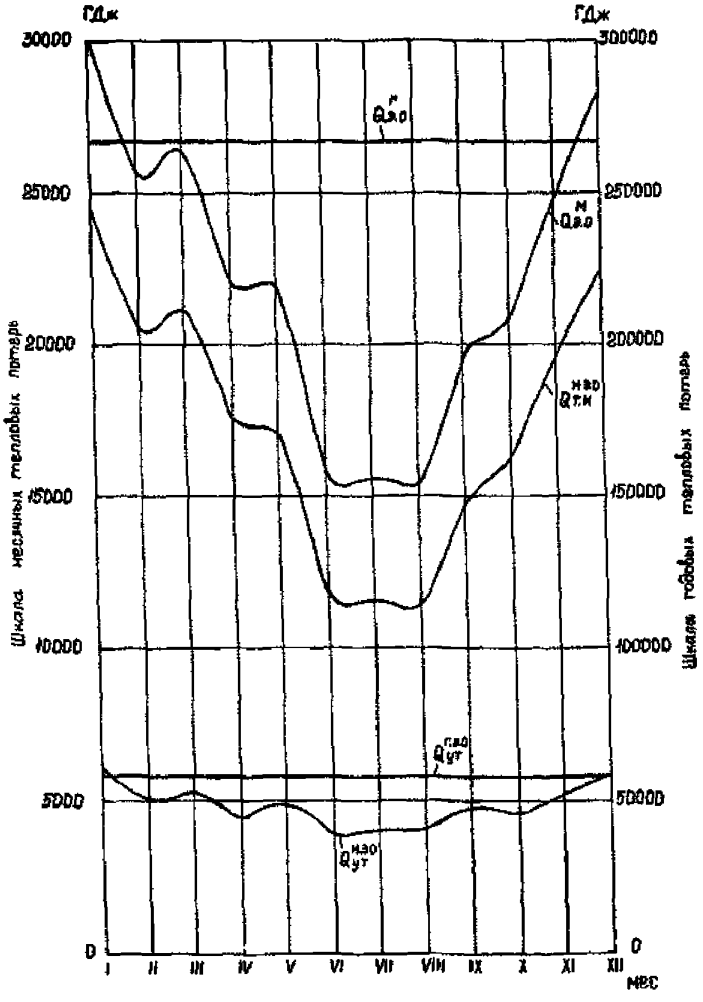


Рисунок Б.4 - Нормируемые месячные и годовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции и с утечкой сетевой воды

Список использованной литературы

1. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. — М: Госстройиздат, 1959.

2. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

3. Изменение № 1 от 31.12.97 СНиП 2.04.14-88 "Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов".

4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: РД 34.20.501-95. - М.: СПО ОРГРЭС, 1996

5. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (в трех частях): РД 153-34.0-20.523-98. - М.: СПО ОРГРЭС, 1999.

Часть I. Методические указания по составлению режимных характеристик систем теплоснабжения и гидравлической энергетической характеристики тепловой сети.

Часть II. Методические указания по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю "тепловые потери".

Часть III. Методические указания по составлению энергетической характеристики по показателю "потери сетевой воды".

6. Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях: РД 34.09.255-97.- М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

Ключевые слова: энергетическая характеристика, тепловая сеть, показатель "тепловые потери", теплоизоляционная конструкция, нормы тепловых потерь, потери сетевой воды.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Рекомендации по составлению энергетической характеристики водяных тепловых сетей по показателю "тепловые потери"

2 Пример определения нормируемых тепловых потерь и построения энергетической характеристики водяной тепловой сети по показателю "тепловые потери"

2.1 Исходные данные

2.2 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь

2.3 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции

2.4 Определение нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с потерями сетевой воды

2.5 Определение фактических эксплуатационных потерь тепла

Приложение А Рекомендуемые формы представления исходных данных и результатов расчета тепловых потерь

Приложение Б Рекомендуемые формы представления расчетных графических данных

Список использованной литературы

gost.e-ecolog.ru