

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. Основные термины и определения	7
2. Жизнеобеспечение северных районов	7
2.1 Особенности прокладки инженерных коммуникаций в условиях крайнего севера	9
2.2 Надземная прокладка	12
2.3 Источники водоснабжения	14
3. Экономическая составляющая в вопросах формирования тарифов в северных районах России	17
3.1 Масштабы перекрестного субсидирования потребителей	25
3.2 Суммарные расходы на энергоснабжения и их доля в ВРП Северных районов	27
4. Преимущества и недостатки централизованного теплоснабжения (СЦТ) в условиях крайнего севера	31
4.1 Расчет с помощью программного комплекса Zulu Thermo	36
Заключение	56
Список использованных источников	58

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время российская Арктика является основным ресурсным регионом РФ. Север России - это не только большая часть территории государства, но и глобальный экологический и стратегический ресурс всей планеты. На территории Крайнего Севера и приравненных к нему местностей РФ приходится почти 80% запасов всех полезных ископаемых России. Здесь добывается почти 100% алмазов, платиноидов, кобальта; более 90% природного газа; 90% меди, никеля и апатитов; 75% нефти и газового конденсата; более 60% золота; 50% рыбы и морепродуктов; 50% товарного леса. Таким образом, северные территории – это стратегический резерв и опора для развития экономики и социальной сферы всего государства.

Северные территории Российской Федерации занимают 11,4 млн. кв. км (64% общей площади страны), в них проживает 10,5 млн. человек (7,4% населения страны), в числе которых 250 тыс. (2,4 % населения Севера) представляют 40 коренных малочисленных народов Севера. Они вносят значительный вклад в экономическое развитие и доходы бюджетной системы страны. 60% всех валютных поступлений России - с северных территорий. Север не только природная кладовая, но и мощный производственный потенциал - здесь производится более 40 % ВВП. 93% российского природного газа, 75% нефти, 100% алмазов, 90% меди и никеля, половина леса, 2/3 золота добывается на Севере.

Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года утверждена Президентом Российской Федерации. К приоритетным направлениям развития Арктической зоны относятся: комплексное социально-экономическое развитие региона, развитие науки и технологий, создание современной информационно-телекоммуникационной инфраструктуры, возлагается миссия финансово-экономической поддержки начального

перехода страны на инновационный путь развития и своего движения в этом направлении. Успешное выполнение этой миссии зависит от социального и экономического развития северных территорий, от создания условий для достойной жизни и работы.

Таблица 1 - Перечень проводимых мероприятий по проблемам и развитию Северных районов в 2018 году.

15 января -18 января 2018 г.	Пятый международный симпозиум по арктическим исследованиям <i>Fifth International Symposium on Arctic Research (ISAR-5)</i>	Токио, Япония
23 января - 25 января 2018 г.	<i>Международная Ежегодная конференция «Арктические рубежи науки» 2018 Arctic Frontiers 2018</i>	The Arctic Frontiers secretariat, Университет Тромсё. Норвегия, Тромсё (Tromsø)
28 января – 03 февраля 2018 г.	«Северное сияние» <i>Northern Lights 2018</i>	
11-14 февраля 2018 г.	57-я ежегодная встреча WRSA «Развитие удаленных и северных регионов». <i>57th annual meeting «WRSA Remote Regions/Northern Development Sessions»</i>	Научная Ассоциация Западного региона. Место проведения: г. Пасадена, США
20-21 февраля 2018 г.	II Международная Конференция АРКТИКА-2018 «Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов»	г. Москва
2-9 марта 2018 г.	Международная арктическая полевая школа «Изменчивая криосфера: от измерений до принятия решения». <i>International Arctic Field School The Changing Cryosphere: From Sensors to Decision-making</i>	Университет Лавала. г. Нунавут, Канада.
25 марта- 28 марта 2018 г.	I Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Актуальные проблемы метрологического обеспечения научно-практической деятельности»	Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова.г. Архангельск
25-29 марта 2018 г.	27-я Международная полярная конференция «Полярные системы в условиях давления» <i>27th International Polar Conference «Polar Systems Under Pressure»</i>	Ростокский университет.г. Росток, Германия

1 апреля 2018 г.	Научно-практический семинар «Проблемы современной антропологии»	Центр гуманитарных проблем Баренц Региона г. Апатиты Мурманской области
9-10 апреля 2018 г.	I Всероссийская (с международным участием) научная конференция «Проблемы минерального обмена в организме человека на территориях Арктической зоны»	Научно-исследовательский центр медико-биологических проблем адаптации человека в Арктике
9-10 апреля 2018 г.	Международная научная конференция "Медико-биологические проблемы в Арктике"	Научно-исследовательский центр медико-биологических проблем адаптации человека в Арктике
25 апреля-28 апреля 2018 г.	Международный семинар «Коренные малочисленные народы Севера и промышленное освоение российской Арктики: подходы к компенсации ущерба»	Международная научная координационная сеть Arctic-FROST; Институт прикладной экологии севера Северо-Восточного федерального университета (СВФУ); Центр устойчивого развития территорий
01 мая – 03 мая 2018 г.	Конференция AIC 2018 — Организация транспортной инфраструктуры в регионах с холодным климатом <i>AIC 2018 - TransportationInfrastructureEngineeringinColdRegions</i>	Arctic Technology Centre - Technical University of Denmark. Sisimiut, Greenland
24-26 мая 2018 г.	Конференция по экономическому развитию Арктики в рамках Петербургского международного экономического форума	Россконгерсс, г. Санкт-Петербург
15 июня – 26 июня 2018 г.	POLAR2018 A joint SCAR, IASC and ASSW conference https://ru.uarctic.org/novosti/2017/9/priem-dokladov-na-konferenfiyu-polar-2018/	Научный комитет по антарктическим исследованиям (SCAR) и Международный арктический научный комитет (IASC). Давос, Швейцария
июнь - июль 2018 г.	Экспедиция «Арктический плавучий университет – 2018»	Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова, ФГБУ Северное управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.
23 июня — 1 июля 2018 г.	5-я Европейская конференция по мерзлотоведению.	Международная Ассоциация

	<i>5th European Conference on Permafrost (EUCOP 2018)</i>	Мерзлотоведения, Французская Ассоциация Мерзлотоведения.г. Шамони-Монблан, Франция
12 августа– 15 августа 2018 г.	17 международной конференции по проблемам приполярного здоровья <i>17th International Congress of Circumpolar Health (ICCH17)</i>	Копенгаген, Дания.
3 по 7 сентября 2018 г.	Конгресс Университета Арктики 2018 <i>UArctic Congress 2018</i>	Университет Арктики, Университет Оулу и Университет Хельсинки
24-28 сентября 2018 г.	X Международная научно- практическая конференция "Север и Арктика в новой парадигме мирового развития. Лузинские чтения - 2018"	Кольский научный центр Российской академии наук, КНЦ РАН, Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук, ИЭП КНЦ РАН, Северный центр пространственного развития (Nordregio). г. Апатиты Мурманской области,
19 октября- 21 октября 2018 г.	2018 Arctic Circle Assembly	Рейкьявик, Исландия
09 ноября – 11 ноября 2018 г.	Конгресс по арктическому биоразнообразию <i>Arctic Biodiversity Congress 2018</i>	SAFF Secretariat в сотрудничестве с Министерством окружающей среды Финляндии Рованиеми, Финляндия
декабрь 2018 г.	VIII Международный форум Арктика: настоящее и будущее	Межрегиональная общественная организация «Ассоциация полярников». г. Санкт- Петербург
Дата не определена	Международный молодёжный образовательный форум "Арктика. Сделано в России - 2018"	Республика Саха

1. Основные термины и определения

Циркумполярный—означает находящийся за полярным кругом.

Север и Арктика Российской Федерации расположенные в высоких и ультравысоких широтах отдаленные от центров промышленного и сельскохозяйственного производства области страны, характеризующиеся суровыми природно-климатическими условиями, незначительной заселенностью, повышенными затратами на производство продукции и жизнеобеспечение населения.

Обеспечение населения системами централизованной инженерной инфраструктурой сильно осложняется наличием на таких территориях вечной (многолетней) мерзлоты.

В России наиболее крупные территории построенные в многолетней мерзлоте это:

Норильск, Республика Саха (Якутия), Мурманская область.

Отопительный период в таких местах может достигать 300 дней в году. Всё это требует особых инженерных решений для достижения наименьшей вероятности аварий и наименьшего влияния на вечномерзлый грунт.

Промышленное и инновационное развитие этих районов не может быть успешным без применения оборудования и инженерных конструкций, адаптированных к условиям Севера.

2. Жизнеобеспечение северных районов

Жизнеобеспечение северных районов, развитие муниципальных образований в них - имеют специфические особенности, вызванные экстремальными природно-климатическими условиями, низкой плотностью заселения, большими территориями, значительная часть которых фактически не освоена, слабой транспортной доступностью. Многие северные районы являются депрессивными и высокодотационными. В ходе реформы местного самоуправления в субъектах Российской Федерации полностью или частично

отнесенных к северным районам образовано около 5 тыс. муниципальных образований, почти 90 % которых относятся к поселениям.

К наиболее острым проблемам муниципальных образований в северных районах относится обеспечение деятельности коммунального комплекса (систем электро-, тепло-, газо- и водоснабжения, водоотведения, снабжения топливом), а также содержания муниципального жилого фонда.

Главными проблемами эксплуатации тепловых сетей, находящихся в северных районах, являются:

- высокий уровень потерь;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей: в целом они составляют около 50 % всех затрат в системах теплоснабжения;
- избыточная централизация, которая обуславливает завышение даже нормативных потерь на 5–10 %;
- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов;
- неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей, нарушение тепловой изоляции и высокие потери тепловой энергии;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и сопутствующие ему недотопы и перетопы отдельных зданий.

Отопительный сезон в таких регионах длится не менее 9 месяцев в году, а кое-где доходит до 11-ти. Например, в Республике Саха (Якутия) отопительный период составляет более 250 дней, а в Норильске - 302 дня. Строительство зданий и объектов городской инфраструктуры сильно осложняет наличие вечной (или, правильнее говоря, многолетней) мерзлоты, которая выходит далеко за пределы Северного полярного круга.

Многие из удаленных территорий (Чукотка, Камчатка, Магаданская область, северные районы Якутии и т.п.) не имеют постоянного наземного сообщения с центральными регионами России и сильно зависят от привозного топлива, доставляемого в непродолжительный период летней навигации (лишь 3-4 месяца в году). Из-за этого стоимость энергии здесь в разы выше, чем в центральных регионах, а вопрос энергосбережения приобретает особое значение.

В наследство от советской эпохи северным регионам досталось энергорасточительное коммунальное хозяйство. Жилые и административные здания строились по типовым проектам, слабо адаптированным к климатическим условиям Крайнего Севера.

2.1 Особенности прокладки инженерных коммуникаций в условиях крайнего севера

Прежде всего, наличие мерзлоты сильно осложняет обеспечение проектного положения трубопроводов. Значительная – до 2 м и более глубина слоя сезонного протаивания, низкая несущая способность талых грунтов и нестабильность мерзлоты, интенсивные мерзлотные процессы вынуждают прокладывать практически все трубопроводы над поверхностью грунта – на опорах или по эстакадам. Возможен другой способ: в Норильске все трубы уложены под землей на глубине 6 м. Коллекторы проходят в отдалении от домов, чтобы уберечь от тепла мерзлые грунты под зданиями. Дорогу, под которой проведены коммуникации, чистят от снега особенно тщательно, чтобы ветер остужал землю.

Трубопровод, проложенный над поверхностью грунта, подвергается гораздо более сильным колебаниям температуры, чем при подземной прокладке. Особенно критичными при этом оказываются зимние холода, когда тепловые потери с поверхности труб возрастают до недопустимых

значений, и угроза их замерзания становится более чем реальной. Это вынуждает теплоизолировать трубы, прокладывать водопроводы с теплоспутниками, строить промежуточные котельные на водоводах и т.п. Все эти меры, во-первых, требуют немалых затрат, во-вторых, не обеспечивают полной безаварийности сетей. Любая остановка подачи воды в зимний период может обернуться аварией с тяжелыми последствиями, связанными с размораживанием труб и выходом их из строя...

Еще одна особенность эксплуатации водопроводов и теплотрасс в северных регионах связана с особенностями гидрохимического состава природных вод, характерными для заболоченных ландшафтов, в частности, с низкими значениями рН и высоким содержанием железа. Стальные трубы, транспортирующие такую воду, подвергаются интенсивному зарастанию и служат значительно меньше своего нормативного срока.

В зависимости от изменения физико-механических свойств мерзлых грунтов при оттаивании, температурных режимов трубопроводов и грунтов по трассе, а также температурного режима оснований зданий и сооружений, расположенных вблизи трубопроводов, надлежит принимать один из двух принципов использования вечномерзлых грунтов в качестве оснований:

принцип (1) – вечномерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации;

принцип (2) – вечномерзлые грунты основания используются в оттаивающем и оттаявшем состоянии.

Проектирование сетей по принципу (1) следует принимать, когда грунты характеризуются значительными осадками при оттаивании и оттаивание грунтов вокруг трубопровода влияет на устойчивость расположенных вблизи

зданий и сооружений, строящихся с сохранением основания в мерзлом состоянии.

Проектирование сетей по принципу (2) следует принимать, когда грунты характеризуются незначительными осадками на всю расчетную глубину оттаивания; здания и сооружения по трассе трубопроводов расположены на значительном расстоянии от трубопроводов или строящихся с допущением оттаивания вечномерзлых грунтов в их основаниях.

Выбор способа прокладки сетей должен производиться с учетом:

1) способа предохранения трубопроводов от замерзания при расчетном тепловом режиме, при отклонении теплового режима от нормы и в случаях аварий;

2) мер по обеспечению устойчивости трубопроводов и близко расположенных зданий;

3) мер по увеличению надежности работы систем водоснабжения и канализации;

4) удобства эксплуатации.

Размещение сетей на плане следует предусматривать исходя из обеспечения:

1) максимального совмещения инженерных коммуникаций;

2) минимальной протяженности сетей;

3) блокировки зданий, позволяющей прокладывать сети на подвесках в проветриваемых подпольях;

4) сокращения числа подключений к сети водопровода за счет присоединения нескольких зданий к одному вводу водопровода, а также сокращения числа выпусков в канализацию.

2.2 Надземная прокладка

При проектировании вводов в здание необходимо учитывать возможность изменения мерзлотно-грунтовых условий и температурного режима вечномерзлых грунтов, которые могут произойти в результате строительства и эксплуатации запроектированных сооружений, а также предусматривать исключение теплового воздействия на грунты оснований соседних зданий и сооружений, которое может привести к недопустимым деформациям зданий и сооружений в нормальных эксплуатационных и аварийных режимах работы трубопроводов.

При прокладке трубопроводов следует принимать меры, обеспечивающие исключение или ограничение механического воздействия вечномерзлых грунтов (просадку, пучения, термокарстовых провалов, солифлюкции, морозобойных трещин и т.д.) на конструкции трубопроводов. Прокладку вводов следует предусматривать надземной или в вентилируемых каналах, совмещая с прокладкой различных инженерных сетей. Следует максимально применять прокладку трубопроводов в подпольях зданий.

Наземную прокладку вводов следует предусматривать во всех случаях, когда требуется исключить тепловое воздействие трубопроводов на грунты оснований, учитывая ее относительно низкую стоимость и удобство в эксплуатации.

Наземную прокладку трубопроводов следует предусматривать:

1) на мачтах, эстакадах и по конструкциям зданий. Специальные устройства для обслуживания трубопроводов (лестницы, площадки, мостики и т.д.) следует проектировать с учетом эксплуатации трубопроводов в условиях низких температур, сильных зимних ветров и полярной ночи;

2) в проветриваемых подпольях зданий высотой не менее 1,2 м, предусматривая водоотводящие лотки.

В сложных грунтовых условиях и при сейсмической активности вне населенных пунктов следует предусматривать подвесную зигзагообразную прокладку трубопроводов. При надземной прокладке трубопроводов надлежит принимать кольцевую тепловую изоляцию из нестареющего теплоизоляционного материала с гидроизоляцией и защитой от механических повреждений. Водоводы и сети, прокладываемые надземно, при любых способах компенсации температурных деформаций трубопроводов надлежит прокладывать ближе к поверхности земли в слое снежного покрова.

Подземную прокладку трубопроводов следует производить только в случаях, когда наземная и надземная прокладка недопустима. Подземную прокладку трубопроводов следует производить только в каналах или тоннелях.

Примером продуманного решения, дающего минимальную протяженность инженерных сетей, является планировка и застройка жилых кварталов Норильска. Здесь целиком исключены случаи прокладки внешних сетей внутри квартала, так как при внутриквартальной прокладке санитарно-технических коммуникаций они оказывают вредное тепловое воздействие на близко расположенные здания. В свою очередь внутриквартальная прокладка инженерных коммуникаций из-за надобности отдалять их от зданий неизбежно влечет за собой повышение разрывов меж зданиями, что уменьшает плотность застройки.

Отопление. Проблема простейшей и экономичной системы обогрева — одна из важнейших на Крайнем Севере. Годовая потребность в топливе для обогрева зданий в 2,5—3 раза больше, чем в местностях с умеренным климатом, а доставка топлива в отдаленные места Крайнего Севера обходится в 5—10 раз дороже. Города и крупные поселки зарубежного Крайнего Севера имеют централизованное отопление, но к сетям теплоснабжения подключаются

только общественные, административные здания и жилые дома административных служащих.

В Советском Союзе все города и поселки, возникшие на Крайнем Севере с 40-х годов, обеспечены центральной системой отопления, к которой подключено большая часть зданий.

Электрическое отопление могло бы широко применяться на Крайнем Севере, если бы не некоторые экономические соображения: дизельный генератор (преимущественный источник электроэнергии в северных поселениях) превращает в электрическую энергию лишь 1/3 тепла, заключающегося в жидком топливе, в то время как нефтяной обогреватель отдает около 2/3 содержащейся в топливе тепловой энергии. Все-таки для условий Крайнего Севера такой подсчет является односторонним, так как не учитываются сложность прокладки и повышенные эксплуатационные расходы тепловых сетей в условиях вечномерзлых грунтов.

2.3. Источник водоснабжения

Схемы водоснабжения и отдельные элементы на Севере могут быть весьма различными в зависимости от мерзлотно-климатических условий и технико-экономических соображений.

Нормы и коэффициенты неравномерности водопотребления следует принимать в соответствии с требованиями глав СНиП по проектированию наружных сетей и сооружений водоснабжения и по проектированию внутреннего водопровода и канализации зданий.

При ограниченном дебите источника водоснабжения расчетные расходы воды допускается снижать по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы. Расчетные расходы воды могут быть увеличены до 20% за счет сброса воды из водопровода в канализацию для

предохранения сетей от замерзания. Целесообразность сбросов воды должна обосновываться технико-экономическим расчетом. При определении общего коэффициента неравномерности притока бытовых сточных вод сбросы воды из системы водопровода не учитываются, однако сброс следует добавлять к расчетному расходу при проектировании насосных станций и очистных сооружений.

При использовании в качестве источника водоснабжения подземных вод (надмерзлотных, межмерзлотных, подмерзлотных) следует использовать источники с более высокой температурой воды. При определении диаметра водозаборных скважин надлежит (при необходимости) учитывать размеры устройств для их обогрева. На водотоках, промерзающих до дна, следует принимать водозаборы из подруслых вод.

Схемы водозабора надлежит принимать:

1) С сильно развитым фронтом берегового или затопленного водоприемника, в месте расположения которого русло следует регулировать системой невысоких запруд, размещаемых у противоположного берега;

2) Фильтрующим водоприемником, входное отверстие которого расположено на уровне русла водотока;

3) Комбинированную, приспособленную для забора поверхностных и подруслых вод.

В вечномерзлых грунтах на водотоках, имеющих постоянный поверхностный сток и устойчивое русло, тип водозаборных сооружений должен приниматься с учетом:

1. Степени промерзания водотоков;
2. Формирования зоны оттаивания и изменения в связи с этим качества воды;

3. Мер защиты воды в водоприемных и водоотводящих элементах водозабора от замерзания.

Для поселений целесообразнее добыча подрусловых вод, а также фильтрационных вод из водохранилищ на перемерзающих реках. Сложнее получить поверхностные воды незарегулированных источников. В настоящее время все более увеличивается ориентация на специально создаваемые водохранилища, пруды и водоемы-копани. При выборе воды из любых источников должны учитываться возможность резкого сокращения их глубин и расходов, высокая вероятность перемерзания. Наиболее надежны схемы, базирующиеся на комбинированных водозаборах с приемом и поверхностных, и подрусловых вод. Эти схемы и наиболее экономичны, т.к. упрощается водоочистка и можно широко использовать более доступные поверхностные источники, несмотря на необходимость в ряде случаев их регулирования.

Различия схем водоснабжения обусловлены надежностью водоисточников, набором сооружений, степенью соответствия условиям эксплуатации, сложностью обеспечения теплового режима элементов системы. Схемы водоснабжения из перемерзающих рек с забором воды из подрусловых отложений или из искусственно созданных фильтрующих слоев с регулированием поверхностного и подруслового стока наиболее распространены и перспективны на Севере для относительно малых объектов (рис. 1). Водоохранилища здесь не только аккумулируют поверхностный сток, но и обводняют подрусловые водовмещающие отложения, улучшая гидротерметику отбора и очистки воды. Эти схемы испытаны временем, некоторые из них эксплуатируются свыше 40 лет.

3. Экономическая составляющая в вопросе формирования тарифов в северных районах России

Субсидии в системах теплоснабжения удаленных муниципальных образований Крайнего Севера в 2017 году можно оценить примерно в 18–24 млрд руб. В более чем 1 000 поселений с общим населением около 5 млн чел. суммарное потребление тепловой энергии равно 100 млн Гкал. Если допустить, что средняя цена тепловой энергии находится в диапазоне 3–4 тыс. руб., а в отдельных поселениях она превышает 10 тыс. руб., то получим стоимость тепловой энергии для этих регионов равной 300–400 млрд руб.

Расходы на топливо равны 150–200 млрд руб.

Снижение объема субсидий на энергоснабжение от топливных источников должно стать одной из ключевых целей государства при модернизации систем энергоснабжения изолированных регионов.

Анализ проблем котельных изолированных поселений позволяет поставить следующий диагноз:

- низкий уровень технической инвентаризации и паспортизации котельных;
- недостаточная оснащенность приборным учетом как потребления топлива, так и отпуска тепловой энергии;
- низкий остаточный ресурс и изношенность оборудования;
- отсутствие на многих котельных работ по наладке режимов котлов;
- нарушение качества топлива, вызывающее отказы горелок;
- низкий уровень автоматизации, отсутствие автоматики или применение непрофильной автоматики;

- высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- отсутствие или низкое качество водоподготовки, несоблюдение температурного графика;
- высокая стоимость топлива;
- нехватка и недостаточная квалификация персонала котельных.

Во многих локальных системах теплоснабжения отмечается значительный избыток мощностей. Важной причиной низких значений КПД систем отопления в целом и котельных в частности является практически полное отсутствие контрольно-измерительного оборудования во всех элементах системы теплоснабжения. Это не позволяет производить эффективную и быструю наладку режимов работы оборудования и системы. Нормативные потери в тепловых сетях небольших систем теплоснабжения могут достигать и превышать 20 %, тогда как реальные – 50–80 %.

Главными проблемами эксплуатации тепловых сетей, находящихся в населенных пунктах с изолированными системами теплоснабжения, являются:

- высокий уровень потерь;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей: в целом они составляют около 50 % всех затрат в системах теплоснабжения;
- избыточная централизация, которая обуславливает завышение даже нормативных потерь на 5–10 %;
- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов;

- неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей, нарушение тепловой изоляции и высокие потери тепловой энергии;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и сопутствующие ему недотопы и перетопы отдельных зданий.

Техническое состояние котельных, тепловых сетей и внутридомовых систем отопления, горячего и холодного водоснабжения имеет ярко выраженную деградационную составляющую. Многие системы теплоснабжения обладают одним характерным недостатком – отсутствием систем подготовки теплоносителя, что существенно сокращает срок жизни котлов, теплопроводов и внутридомовых систем. В таких системах затраты на ремонт и восстановление оборудования в 3–4 раза превышают нормативные.

Доля централизованного теплоснабжения в северных поселках сильно варьируется. Она может составлять только 15–20 % при использовании для остальных зданий печного отопления или газовых котлов (при наличии газа, например, в Якутии). В других поселках доля централизованного теплоснабжения может достигать до 40–50 % и даже до 100 %. В значительной мере эта доля зависит от характеристик жилого фонда. Так, в Верхневиллюйском улусе Якутии доминирует одноэтажный жилой фонд (97 % зданий), а в Эвенске Магаданской области – многоэтажный (рисунок 5). Доля централизованного теплоснабжения организаций социальной сферы существенно выше.

Огромные затраты регионов Крайнего Севера определяются как низким уровнем энергетической эффективности в этих регионах с дорогостоящим децентрализованным энергоснабжением, так и высокими тарифами. За счет повышения энергоэффективности можно ежегодно экономить около 100 млрд руб. бюджетных средств на субсидиях и расходах на оплату счетов за

энергоснабжение бюджетных организаций, расположенных в данных регионах. И чтобы дальше этими сэкономленными средствами не продолжать затыкать дыры, а сделать энергию более доступной для потребителей Севера и Дальнего Востока.

Цены на топливо, электрическую и тепловую энергию в российских изолированных системах энергоснабжения – одни из самых высоких в мире. Именно по этой причине если где-то энергоэффективные технологические решения и развитие ВИЭ окупаются, то это на российском Крайнем Севере, в зонах с децентрализованным энергоснабжением.

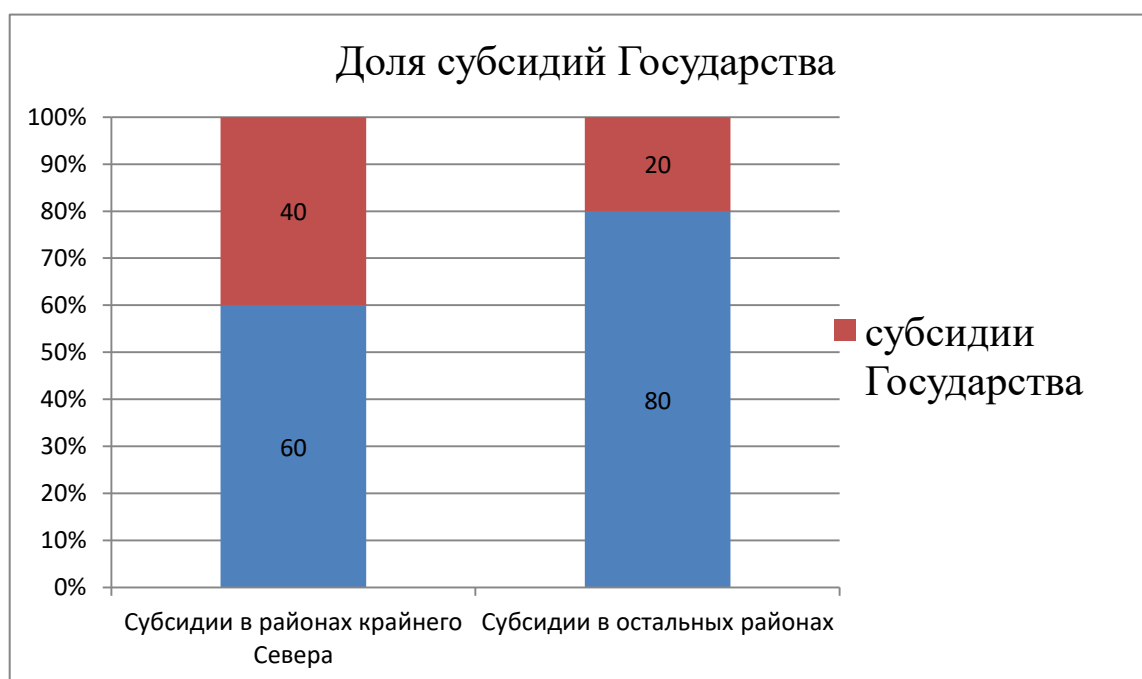
По данным центра статистики:

Совокупный объем затрат на энергоснабжение всех потребителей 15 регионов Крайнего Севера равен 1,7 трлн руб. Тарифы на электроэнергию достигают 20–237 руб./кВт•ч, что в 5–55 раз выше средних по России, а по тепловой энергии – 3–20 тыс. руб./Гкал (с выбросами далеко за верхнюю границу диапазона), что в 3–17 раз выше средних по России. Значительная часть (2/3) расходов на энергоснабжение приходится на крупную промышленность и трубопроводные системы. Доходы коммунальных организаций от продажи электроэнергии, тепловой энергии и природного газа равны 464 млрд руб. Из них на суммарные расходы бюджетов всех уровней на финансирование энергоснабжения регионов Крайнего Севера в 2017 году пришлось более 150 млрд руб. Доля расходов бюджета в оплате услуг энергоснабжающих организаций многих регионов Крайнего Севера превышает 40 %, а в ряде случаев – даже 60 % при среднем по России уровне около 20 %. Размеры перекрестного субсидирования и убытки компаний, снабжающих энергией потребителей Крайнего Севера,

превышают 40 млрд руб. Примерно половина этой суммы приходится на субсидирование потребителей территорий с изолированными системами энергоснабжения.

Практически во всех регионах Крайнего Севера (за исключением добывающих нефть и газ) доля расходов на энергоснабжение в ВРП составляет 20–37 % и кратно превышает пороги экономической доступности энергии, что не позволяет экономике динамично развиваться. Для населенных пунктов с изолированными системами энергоснабжения отношение расходов на энергоснабжение к муниципальному продукту часто превышает 40 %.

Рисунок 2 – Доля субсидий Государства на покрытие высоких тарифов



Так, дизельное топливо стоит 50–100 тыс. руб./т при удельном расходе на выработку электроэнергии 320–500 г у. т./кВт·ч; получаем топливную составляющую (без стоимости масла) 11–34 руб./кВт·ч. Как правило, она

составляет около половины стоимости выработки электроэнергии. Тогда получим ее полную стоимость в диапазоне 22-68 руб./кВт•ч.

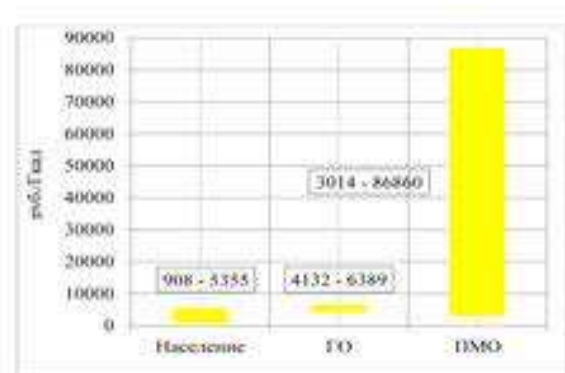
Если речь идет о тепловой энергии, вырабатываемой на угле, то стоимость 1 т угля с учетом доставки в эти районы равна 3–8 тыс. руб. При удельном расходе топлива 180–240 кг у. т./Гкал, доле прочих расходов на теплоснабжение 50 % и доле потерь в тепловых сетях 20 % тариф на тепловую энергию получается равным 2–7 тыс. руб./Гкал, что, при этом, ниже потолка реальных значений тарифов.

Ниже приведены данные о действующих тарифах на электрическую и тепловую энергию в регионах Крайнего Севера, в т.ч. в зонах децентрализованного энергоснабжения. Для задания шкалы приведем тарифы, которые, как ожидает МЭР, будут средними по России в 2018 году: электроэнергия для населения – 3,86 руб./кВт•ч (без электроплит), для промышленности – 2,53 руб./кВт•ч; тепловая энергия для населения – 1 184 руб./Гкал, для промышленности – 1 806 руб./Гкал.

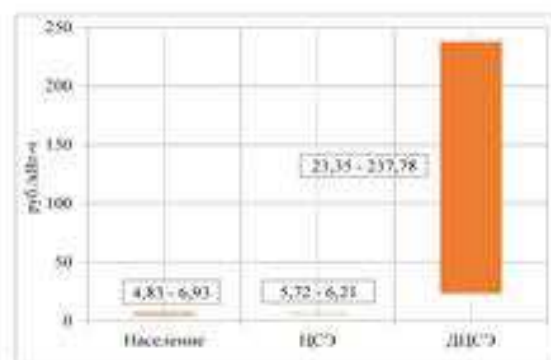
Одноставочный тариф на электрическую энергию для населения Архангельской области на первое полугодие 2018 года установлен в размере 4,41 руб./кВт•ч. Тарифы на тепловую энергию для населения по муниципальным образованиям варьируются в пределах 725–2 276 руб./Гкал. Установленная на 2018 год цена на электрическую энергию для населения Вологодской области равна 4,05 руб./кВт•ч. Цены на тепловую энергию установлены в пределах 802–16 476 руб./Гкал². В Камчатском крае тарифы на электрическую энергию, поставляемую населению центрального электроузла, и для изолированных электроузлов равны 6,69 руб./кВт•ч. Экономически обоснованные тарифы для изолированных электроузлов равны: генераторное напряжение – 17,04 руб./кВт•ч, среднее первое напряжение – 19,35 руб./кВт•ч, среднее второе напряжение – 20,73 руб./кВт•ч, низкое напряжение – 30,57 руб./кВт•ч. Тарифы на тепловую

энергию для населения варьируются от 904 руб./Гкал до 4 835 руб./Гкал. Экономически обоснованные тарифы в зонах децентрализованного электроснабжения Магаданской области заметно выше установленных для населения (6,93 руб./кВт•ч) и варьируются в пределах 23,35–237,78 руб./кВт•ч (рис. 2). Тарифы на тепловую энергию для населения составляют по муниципальным образованиям от 9 до 72 % от экономически обоснованного уровня, который варьируется в пределах 3 014–86 860 руб./Гкал.

Рисунок 3 - Интервалы значений тарифов на тепловую энергию для населения и ЭОТ для городских округов и прочих муниципальных образований Магаданской области в 2017 году



Тарифы на тепловую энергию для населения и ЭОТ для городских округов и прочих муниципальных образований



Тарифы для населения и ЭОТ для централизованных и децентрализованных систем электроснабжения

Экономически обоснованный уровень тарифов на электрическую энергию, вырабатываемую на дизельных электростанциях, в населенных пунктах Чаваньга, Чапома, Тетрино и Пялица Терского района Мурманской области составил 20,53 руб./кВт•ч, а действующий для потребителей – 7,95 руб./кВт•ч. Тарифы на тепловую энергию для населения по области варьируются в пределах 910–6 021 руб./Гкал. В зонах децентрализованного электроснабжения Ненецкого автономного округа тарифы для населения равны 3,96 руб./кВт•ч, а для прочих потребителей – 5,63–29,85 руб./кВт•ч.

Экономически обоснованные тарифы кратно выше: 34,44–49,42 руб./кВт•ч. Тарифы на тепловую энергию для населения составляют только 8–19 % от экономически обоснованных уровней, которые варьируются в пределах 8 650–16 953 руб./Гкал.

Тарифы на тепловую энергию для населения Республики Коми варьируются в пределах 875–3 354 руб./Гкал. Тарифы для населения составляют только 7–88 % от экономически обоснованного уровня, который варьируется в пределах 1 598–18 949 руб./Гкал.

Например, тарифы на электроэнергию для населения в Республике Саха (Якутия) в изолированных энергосистемах установлены в пределах 3,83–5,47 руб./кВт•ч, для индивидуальных предпринимателей и сельхозпроизводителей – 7,80 руб./кВт•ч. Экономически обоснованные тарифы находятся в интервале от 16 до 206 руб./кВт•ч (рис. 3). Тарифы на тепловую энергию очень широко варьируются: от 803 до 45 574 руб./Гкал.

В ЯНАОв зонах децентрализованного электроснабжения экономически обоснованные тарифы достигают 30 руб./кВт•ч, а на тепловую энергию в отдельных МО превышают 5 200 руб./Гкал. Тарифы на тепловую энергию для населения Сахалинской области варьируются в пределах 1 023–2 096 руб./Гкал, тогда как для организаций, финансируемых из бюджета, и прочих потребителей они варьируются в пределах 386–14 481 руб./Гкал. Тарифы на тепло для населения Томской области и прочих потребителей варьируются в пределах 687–14 341 руб./Гкал, для ХМАО – 249–11 946 руб./Гкал. Для Чукотки тарифы на тепло для населения равны 400–1 425 руб./Гкал, а экономически обоснованные – 2 956–99 219 руб./Гкал.

Проанализировав данные по разным удаленным регионам, можно сделать вывод, что в изолированных системах энергоснабжения Крайнего Севера тарифы:

- на электроэнергию достигают 22–237 руб./кВт•ч, а это в 5–55 раз выше средних по России,

- на тепловую энергию варьируются в пределах 3–20 тыс. руб./Гкал (и выше), что в 3–17 раз выше средних по России.

Данных для оценки доли расходов бюджета в оплате энергоснабжения во многих населенных пунктах с изолированными системами энергоснабжения мало. Поскольку доля потребления энергии бюджетными организациями и жилищным фондом в них выше, а также существенно выше тарифы на энергоресурсы, эту долю можно оценить в диапазоне от 40 до 80 % от суммарных расходов на энергоснабжение.

3.1 Масштабы перекрестного субсидирования потребителей

Субсидии из бюджета – это не единственный источник субсидирования потребления энергии населением. Существует также перекрестное субсидирование, когда тарифы для населения территорий Крайнего Севера и особенно для населения изолированных территорий снижаются за счет повышения тарифов для прочих групп потребителей, включая промышленных. Бюджетные организации также платят по повышенным тарифам, тем самым часть расходов на энергоснабжение населения перекладывается на бюджет.

Размеры перекрестного субсидирования и убытки компаний, снабжающих энергией потребителей Крайнего Севера, превышают 40 млрд руб. Примерно половина этой суммы приходится на субсидирование потребителей территорий с изолированными системами энергоснабжения.

В Республике Саха (Якутия) объемы перекрестного субсидирования дизельной энергетики составили в 2014 году 5,5 млрд руб., в 2015 году – 6

млрд руб., а в 2016 году – 6,8 млрд руб. Это значительная дополнительная ценовая нагрузка на промышленных потребителей [1].

За счет перекрестного субсидирования при «котловом» принципе ценообразования средние тарифы увеличиваются с 4,31 до 6,15 руб./кВт•ч, поскольку средний тариф в зоне децентрализованного энергоснабжения равен 35,8 руб./кВт•ч. Каждый киловатт-час, потребляемый промышленными потребителями, несет 2,48 руб. (или 38 % от тарифа) перекрестного субсидирования дизельной энергетики, что:

- стимулирует потребителей к уходу на оптовый рынок электрической энергии и мощности;
- дает сигнал крупным промышленным потребителям о необходимости инвестиций в создание собственной генерации;
- снижает экономическую привлекательность инвестиционных проектов по разработке месторождений и созданию перерабатывающих производств.

В целом по Дальнему Востоку перекрестные субсидии оценены равными почти 30 млрд руб. К ним следует добавить объемы перекрестного субсидирования в Республиках Коми и Карелия – 2,3 и 1,6 млрд руб. соответственно, в Архангельской области – 1,4 млрд руб., в Мурманской области – 1,4 млрд руб., в Вологодской области – 0,3 млрд руб. Итого получается 37 млрд руб. без учета Тюменской и Томской областей и Красноярского края. С их учетом размер перекрестных субсидий только на

16 декабря 2016 года Госдума РФ приняла закон № 508-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон "Об электроэнергетике"», который был одобрен Советом Федерации 23 декабря 2016 года. Закон призван постепенно в течение трех лет (с 1 января 2017 года до 1 января 2020 года) ввести специальную надбавку в цену на электрическую мощность по всей стране

для компенсации снижения тарифов на электроэнергию до среднероссийского уровня. За пределами 2020 года ожидается, что тарифы снизятся до среднероссийского уровня за счет роста количества потребителей, которому сейчас препятствует высокая стоимость электроэнергии. Рост тарифов для конечных потребителей остальной части России в связи с выравниванием тарифов в регионах Дальнего Востока, по расчетам ФАС, не превысит 1,8 %.

Но и это еще не все. Перекрестное субсидирование существует и в ценах на тепло и на газ (Якутия и Камчатка). Так, на Камчатке цена природного газа в 2016 году была равна 5 416 руб. за 1 000 м³. «Газпром» сообщал об убытках от реализации газа в размере 8 330 руб. за 1 000 м³. То есть реальная стоимость газоснабжения была равна 13 716 руб. за 1 000 м³, а суммарные убытки в системе газоснабжения – 3,3 млрд руб.

3.2 Суммарные расходы на энергоснабжение и их доля в ВРП регионов Крайнего Севера

Анализ в разных странах показал, что «доля» затрат на энергию в ВПП или ВРП колеблется вокруг довольно схожих уровней для отдельных стран (с центром колебаний в диапазоне 8–12 %) и определяется структурой экономики. Однако эта «доля» мало зависит от уровня цен на энергию, поскольку в результате действия правила «минус единица» более высокие цены с течением времени полностью компенсируются низкой энергоемкостью [3]. Доля расходов на энергию в ВРП выше 12 % находится за пределами порогов платежеспособности и тормозит развитие экономики.

В ряде случаев для отдельных регионов эта «доля» может быть несколько более высокой и достигать 14–16 %, но, как правило, только в ограниченный промежуток времени. Данные по отдельным штатам США показывают, что отношение расходов на энергию к ВРП в основном

находится в диапазоне от 7 до 14 % с некоторыми исключениями. Отношение «энергетические затраты – ВВП» в основном зависит от вклада сектора услуг в ВВП.

Приводя результаты первой попытки оценить для расходов на ВРП. Использовано два метода оценки:

- В первом случае затраты потребителей на приобретение ТЭР определялись как произведение объемов конечного потребления разных видов ТЭР для разных групп потребителей на соответствующие цены и тарифы. Конечное потребление ТЭР определено для 2017 года по единым топливно-энергетическим балансам, сформированным ЦЭНЭФ для рассматриваемых регионов. Цены на топливо определены по данным Росстата за 2017 год, а экономически обоснованные тарифы на электрическую и тепловую энергию – по данным статической формы 22-ЖКХ.
- Во втором случае оценка затрат потребителей на приобретение ТЭР проводилась на основе данных формы 4-ТЭР о расходах предприятий и организаций на приобретение ТЭР. Во избежание двойного счета расходы по виду деятельности «производство и распределение электроэнергии, газа и воды» не учитывались, поскольку они входят в цены для конечных потребителей. Данные формы 4-ТЭР не отражают расходов на энергоресурсы малого бизнеса и населения, поэтому эти составляющие были добавлены. Расходы субъектов малого предпринимательства были оценены ЦЭНЭФ, а расходы на энергоснабжение населения были взяты из формы 22-ЖКХ. Анализ показал, что первый метод дает более надежную оценку⁶.

Практически во всех регионах Крайнего Севера (за исключением добывающих нефть и газ) доля расходов на энергоснабжение в ВРП существенно превышает пороги экономической доступности энергии (8–

12 %) и среднее для России значение – 10,7 %. Наиболее высока доля затрат на приобретение ТЭР в ВРП Камчатского края – 37 % . В восьми регионах она превышает 20 %. В большинстве регионов Крайнего Севера эта доля в 1,8–3,7 раза превышает порог экономической доступности энергии. Если определить его равным 10 %, то для обеспечения доступности энергии субсидии всех видов для энергоснабжения всех групп потребителей должны составить в 2016 году 163 млрд руб. Это довольно близко к полученной выше оценке суммарных расходов бюджета на финансирование энергоснабжения регионов Крайнего Севера (более 150 млрд руб.).

Для населенных пунктов с изолированными системами энергоснабжения «доля» расходов на энергоснабжение в муниципальном продукте должна превышать 40 % и может достигать 50–60 %. Размер необходимого субсидирования энергоснабжения этих населенных пунктов достигает 40–50 % от муниципального продукта.

Существует четкая взаимосвязь между коэффициентом самообеспеченности региона собственными ТЭР и показателем «доли» расходов на энергоснабжение в ВРП. Коэффициент самообеспеченности – величина, обратная зависимости региона от завоза топлива. То есть чем выше доля завоза топлива, тем выше доля затрат на энергоснабжение в ВРП, и для регионов, которые полностью зависят от завоза топлива, она достигает 25–37 %. В исследованиях воздействия на экономику высоких цен на энергоносители, как правило, не затрагивается вопрос о наличии порогов доступности энергий⁸.

Когда «доля» затрат на энергию в ВРП находится ниже порога доступности, нет корреляции между бременем расходов на энергию, энергоэффективностью и уровнем экономической активности. Последняя замедляется, когда превышен верхний порог, и ускоряется, когда отношение меньше нижнего порога.

Пока «доля» затрат на энергию в ВВП не достигает порога, наличие и доступность энергии не ставят никаких «пределов роста», и темпы экономического роста обусловлены другими факторами. В результате диапазон функций «крыла» довольно широкий, а соотношение в этой зоне весьма неопределенное. В этот период доминирует тип поведения «игнорируй и сохраняй статус-кво». Основные решения относительно использования энергии принимаются на основе сформировавшихся стереотипов, а расходы на энергию (и возможности их оптимизации) не учитываются, поскольку относительно малы и позволяют приобретать другие ресурсы и удовлетворять другие потребности.

При приближении к верхнему порогу схема принятия решений меняется на «компенсируй и оптимизируй». Следование стереотипам в этом случае ведет к нехватке средств на решение других задач, поэтому требуется замещать ресурсы путем оптимизации их использования. Только в этой зоне решения определяются подходами неоклассической теории.

Когда «доля» затрат на энергию в ВВП выходит за верхний порог, снижение экономической доступности энергии нейтрализует влияние прочих факторов, которые потенциально могли бы способствовать расширению экономической активности, и тем самым замедляет ее, так что потенциал экономического роста не реализуется в полном объеме. При заметном выходе за верхний порог потребности в замещении энергии превышают краткосрочные возможности, что подрывает экономический рост и выводит на первый план вопросы экономической и энергетической безопасности. Это требует уже новой модели принятия решений – «обеспечивай безопасность и трансформируй систему», причем проблемы среднесрочной оптимизации отходят на второй план, уступая приоритет решению стратегических задач.

Для регионов Крайнего Севера обеспечение экономической доступности энергии за счет реализации мер по повышению эффективности ее

использования и замены дизельной генерации на зеленую (ВИЭ) – это стратегическая задача и главный способ обеспечения энергетической и экономической безопасности этих территорий. Высокие темпы экономического роста нельзя обеспечить при высокой доле затрат на энергию. При выходе за порог начинается резкое замедление роста или спад.

4. Преимущества и недостатки централизованного теплоснабжения (СЦТ) в условия крайнего севера.

Производственный характер структуры СЦТ с ТЭЦ с котельными, необоснованность масштабов подключения потребителей и практическая неуправляемость режимами работы СЦТ во многом обесценили преимущества централизованного теплоснабжения. Так, техническая оснащённость и уровень технологических решений при строительстве тепловых сетей соответствует состоянию 1960-х годов. С тех лет, существенно увеличились радиусы теплоснабжения и произошел переход на новые типоразмеры труб.

На современном этапе остро стоит вопрос конкурентоспособности СЦТ

Принимаемые на практике традиционные режимы работы централизованного теплоснабжения имеют следующие недостатки:

- практическое отсутствие регулирования отпуска теплоты на отопление зданий в переходные периоды, когда особенно большое влияние на тепловой режим отапливаемых помещений оказывают ветер, солнечная радиация, бытовые тепловыделения;

- перерасход топлива и перетоп зданий в теплые периоды отопительного сезона;

- большие потери теплоты при его транспортировке (около 10%), а во многих случаях - намного больше;

- нерациональный расход электроэнергии на перекачку теплоносителя, обусловленный самим принципом центрального качественного регулирования;

- длительная эксплуатация подающих трубопроводов теплосети в неблагоприятном режиме температур, характеризующимся нарастанием коррозионных процессов и другое.

Рисунок 4 – Пример типового фонда зданий на Крайнем севере.



Достоинствами децентрализованного теплоснабжения являются:

- отсутствие необходимости отводов земли под тепловые сети и котельные;

- снижение потерь теплоты из-за отсутствия внешних тепловых сетей, снижение потерь сетевой воды, уменьшение затрат на водоподготовку;

- значительное снижение затрат на ремонт и обслуживание оборудование;

- полная автоматизация режимов потребления.

Таблица 1 – сравнительный анализ централизованного теплоснабжения и децентрализованного

Показатели	Центр- ноетеплоснабж.	Децентр- ноетеплоснабж.
1. Экономические		
а) источник тепловой и электроэнергии	+	—
б) котел	+	+
в) тепловые и электрические сети	+	—
г) ЦТП (МТП, ИТП, ТП)	+	—
д) насосы	+	+
е) теплообменники	+	—
ж) баки аккумуляторы	+	+
з) местные системы теплоснабжения	+	+
и) газовая сеть	—	+
Эксплуатационные расходы		
а) ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и ТБ.	+	—
б) расход топлива	+	+
в) тепловые потери	+	—
г) перекачка теплоносителя	+	—
д) теплоноситель (вода)	+	+
е) ХВО подпиточной воды	+	+
ж) обслуживание систем теплоснабжения	+	+
з) отчуждение земли	+	—

и) зарплата работникам	+	—
2. Экологические		
1) Количество вредных веществ (CO ₂ , NO ₂ , зола) удаляемые в атмосферу	+	+
2) -//- удаляемые в водоем	+	+
3) потребность в невозобновляемых (природных) энергоресурсах	+	+
3. Надежные		
1) Надежность систем	+	+
4. Комфортные		
1) Колебания внутренней температуры воздуха в течение суток	—	+
2) Среднесуточные затраты времени населения на обслуживание	—	+
3) Безопасность (последствия аварий)	+	+
5. Металлоемкость		
6. Площадь здания занимаемая оборудованием	+	+
7. Срок строительства систем теплоснабжения до ввода в эксплуатацию	+	+
8. Срок службы основного оборудования до полной замены	+	+
9. Годовой расход топлива	+	+
10. Расход электроэнергии		
1) На перекачку теплоносителя в тепловой сети	+	—

В крупных административных и промышленных центрах сложившейся система теплоснабжения, вероятно, нуждается в реконструкции и перекладке тепловых сетей.

Удельный расход тепловой энергии на отопление жилого фонда равен 0,25-0,9 Гкал/м²/год при среднем по России 0,18 Гкал/м²/год

При выборе метода подключения абонентов пользуются таким понятием как радиус эффективного теплоснабжения (РЭТ). В соответствии с законом

«О теплоснабжении» РЭТ – это максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нерационально.

4.1 Расчет с помощью программного комплекса ZuluThermo

Программный комплекс ГИС Zulu, его основные характеристики и возможности.

Геоинформационная система Zulu 7.0 написана на языке программирования Visual C++.

Геоинформационная система Zulu предназначена для редактирования и разработки ГИС приложений, требующих визуализации пространственных данных в векторном и растровом виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных.

С помощью Zulu можно создавать всевозможные карты, планы и схемы, включая планы и схемы инженерных сетей с поддержкой их топологии, работать с растрами, использовать данные и получать данные из различных источников BDE, ODBC и ADO.

ГИС Zulu позволяет импортировать данные из таких программ как MapInfo, AutoCADRelease 12, ArcView. В результате импорта будут получены векторные слои с готовыми объектами, при этом все характеристики, такие как масштаб, цвет и др. будут сохранены.

Если к объектам в обменном формате была прикреплена база данных, то она так же импортируется в Zulu.

Помимо импорта Zulu имеет возможность экспорта графических данных в такие программы как MapInfo, AutoCADRelease 12 и ArcView. Экспорт семантических данных возможен в электронную таблицу MicrosoftExcel или страницу HTML.

В системе Zulu также могут без преобразования использоваться описатели растровых объектов в форматах MapInfo и OziExplorer.

Система обладает широкими возможностями.

Создавать карты местности в различных географических системах

координат и картографических проекциях, отображать векторные графические данные со сглаживанием и без.

Осуществлять обработку растровых изображений форматов BMP, TIFF, PCX, JPG, GIF, PNG при помощи встроенного графического редактора.

Пользоваться данными с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (WebMapService).

С помощью создаваемых векторных слоев с собственным бинарным форматом, обеспечивающим высокую скорость работы, векторизовать растровые изображения.

При векторизации использовать как примитивные объекты (символьные, текстовые, линейные, площадные) так и типовые объекты, описываемые самостоятельно в структуре слоя.

Работать с семантическими данными, подключаемыми к слою из внешних источников BDE, ODBC или ADO через описатели баз данных (получать данные можно из таблиц Paradox, dBase, FoxPro; Microsoft Access; Microsoft SQL Server; ORACLE и других источников ODBC или ADO).

Выполнять запросы к базам данных с отображением результатов на карте (поиск определенной информации, нахождение суммы, максимального, минимального значения, и т.д.).

Выполнять пространственные запросы по объектам карты в соответствии со спецификациями OGC.

Создавать модель рельефа местности и строить на ее основе изолинии, зоны затопления профили и растры рельефа, рассчитывать площади и объемы.

Экспортировать данные из семантической базы или результаты запроса в электронную таблицу Microsoft Excel или страницу HTML.

Программно или по семантическим данным создавать тематические раскраски, с помощью которых меняется стиль отображения объектов.

Выводить для всех объектов слоя надписи или бирки, текст надписи может как браться из семантической базы данных, так и переопределяться программно.

Создавать и использовать библиотеку графических элементов систем тепло-водо-парогазо-электроснабжения и режимов их функционирования.

Создавать расчетные схемы инженерных коммуникаций с автоматическим формированием топологии сети и соответствующих баз данных.

Изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов.

Решать топологические задачи (изменение состояния объектов (переключения), поиск отключающих устройств, поиск кратчайших путей, поиск связанных объектов, поиск колец).

Решать транспортные задачи с учетом правил дорожного движения.

Для быстрого перемещения в нужное место карты устанавливать закладки (закладка на точку на местности с определенным масштабом отображения и закладка на определенный объект слоя (весьма удобно, если объект - движущийся по карте)).

С помощью проектов раскрывать структуру того или иного объекта, изображенного на карте схематично.

Создавать макеты печати.

Импортировать графические данные из MapInfo (MIF/MID), AutoCADRelease 12(DXF) и ArcView (SHP).

Экспортировать графические данные в MapInfo (MIF/MID), AutoCADRelease 12 (DXF), ArcView (SHP) и Windows Bitmap (BMP).

Создавать макросы на языках VB Script или JavaScript.

Осуществлять программный доступ к данным через объектную модель для написания собственных конвертеров.

Создавать собственные приложения, работающие под управлением Zulu.

Основные характеристики и особенности системы.

Одной из основных особенностей Zulu является высокая скорость работы.

Система сочетает современный уровень возможностей с быстроту их исполнения. Требования системы Zulu к ПК совпадают с требованиями операционной системы, на которой она выполняется.

Помимо этого Zulu имеет возможность организовывать так называемые слои в памяти (trackinglayers). Это слои, все объекты которых созданы в оперативной памяти, не требуют дискового пространства, отображаются и изменяются чрезвычайно быстро, что позволяет делать с их использованием анимированные карты – например, отображать движущиеся объекты или данные телеметрии.

Наряду с обычным для ГИС разделением объектов на контуры, ломаные, поликонтуры, полиломаные, Zulu поддерживает линейно-узловую топологию, что позволяет вместе с прочими пространственными данными (улицы, дома, реки, районы, озера и проч.) моделировать и инженерные сети. Ввод сетей производится с автоматическим кодированием топологии. Нарисованная на экране сеть сразу становится готовой для топологического анализа. Это исключает длительный и нудный этап занесения информации о

связях между объектами, да еще и в табличном виде (как это делалось в прошлом веке).

Объектная модель Zulu открыта для расширения приложениями пользователя через механизм COM. Zulu предоставляет возможность использовать и расширять свою функциональность двумя способами - это написание модулей расширения системы (plug-ins) или использование ActiveXкомпонентов в своих готовых приложениях.

Программный модуль для выполнения теплогидравлических расчетов тепловых сетей ZuluThermo.

Расчет величины тепловых потерь производился в программном комплексе ZuluThermo. Целью данного расчета является определение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов.

Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП), по различным владельцам (балансодержателям).

Расчет эффективного радиуса проводится методом последовательных приближений. Независимым параметром является расстояние от точки подключения к существующей системе теплоснабжения до границы района новой застройки. Если объекты новой застройки подключены непосредственно к коллектору источника, то это расстояние равно радиусу теплоснабжения. Если объекты новой застройки подключены к тепловой камере, расположенной на некотором расстоянии от источника, то радиус теплоснабжения равен сумме расстояний от источника до тепловой камеры и от тепловой камеры до границы района новой застройки. В качестве первого приближения указанное расстояние принимается равным 50 метрам и увеличивается с шагом 10 метров. Расчет проводится до тех пор, пока совокупные затраты по первому варианту не превысят совокупные затраты по второму варианту.

Определяется расход сетевой воды к объектам новой застройки. При этом все объекты новой застройки рассматриваются как один обобщенный потребитель, подключенный к магистральному участку тепловой сети по закрытой независимой схеме. Расход сетевой воды вычисляется для

отопительного периода кг/с. Расчеты проводятся с использованием рекомендаций

Расчет эффективного радиуса проводится методом последовательных приближений. Независимым параметром является расстояние от точки подключения к существующей системе теплоснабжения до границы района новой застройки. Если объекты новой застройки подключены непосредственно к коллектору источника, то это расстояние равно радиусу теплоснабжения. Если объекты новой застройки подключены к тепловой камере и от тепловой камеры до границы района новой застройки. В качестве первого приближения указанное расстояние принимается равным 50 метрам и увеличивается с шагом 10 метров. Расчет проводится до тех пор, пока совокупные затраты по первому варианту не превысят совокупные затраты по второму варианту.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты. Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников. Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России. Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции. Расчет величины тепловых потерь произведенный в программном комплексе ZuluThermo по уровню

детализацииравняется фактическим потерям в тепловой сети.

Конструкторский расчет трубопроводов тепловой сети открытой системы теплоснабжения для зимнего периода выполняют для двух режимов:

1. При отсутствии водоразбора на горячее водоснабжение, когда расчетный расход теплоносителя, а следовательно, и потери давления в подающем и обратном трубопроводах будут равными (диаметры подающего и обратного трубопровода одинаковые).

2. При максимальномводоразборе на горячее водоснабжение из обратного трубопровода (диаметры подающего и обратного трубопровода разные).

Конструкторский расчет тепловой сети закрытой системы теплоснабжения выполняется из условия, что диаметры подающего и обратного трубопроводов одинаковые.

Расходы теплоносителя на участках тепловой сети определяются в зависимости от схемы присоединения потребителей и способа регулирования отпуска теплоты.

Конструкторский расчет тепловой сети может быть выполнен двумя способами:

1. по известной разности располагаемых напоров в начале и конце рассчитываемой сети. При этом за основную магистраль при расчете разветвленной тепловой сети выбирают ветвь с наименьшими удельными потерями напора.

2. по задаваемым удельным потерям давления на основной магистрали и ответвлениях. В этом случае за основную магистраль принимается наиболее протяженная ветвь. Удельные потери на магистрали выбирают так, чтобы давления в узлах ответвлений обеспечивало нормальную работу всех потребителей.

В первом случае решение задачи сводится к определению расчетных удельных потерь напора и подбору таких диаметров трубопроводов, при которых фактические удельные потери напора не превышают расчетных. Под расчетным участком разветвленной сети будем понимать трубопровод, в котором расход теплоносителя не изменяется. Расчетный участок располагается, как правило, между соседними ответвлениями. Расчетный участок делится на два или несколько, если в его пределах требуется изменить диаметры труб или вид прокладки.

При этом конструкторский расчет тепловой сети распадается на два этапа: предварительный и поверочный.

Предварительный расчет

1. Определяются расчетные расходы теплоносителя на всех участках расчетной магистрали тепловой сети путем последовательного суммирования расходов теплоносителя по всем потребителям и ответвлениям.

2. Определяется расчетный располагаемый напор на каждом потребителе $\Delta H_{nom.}$

3. Определяется ориентировочная доля потерь давления в местных сопротивлениях по формуле Б.Л. Шифринсона:

$$\alpha_i = z \cdot \sqrt{G_i} \quad , \quad (1.1)$$

где G_i – расход теплоносителя на участке, кг/с;

z – коэффициент, зависящий от вида теплоносителя, для воды $z = 0.03 - 0.05$.

4. Определяется предварительное удельное линейное падение давления на расчетной магистрали по формуле [13]:

$$R_{л.уд.} = \frac{(\Delta H_{исч.} - \Delta H_{ном.}) \cdot \gamma_{ср.}}{(1 + \alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i} = \frac{(\Delta H_{исч.} - \Delta H_{ном.}) \cdot g \cdot \rho}{(1 + \alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i}, \text{ Па/м} \quad (1.2)$$

где $2 \cdot \sum_1^n l_i$ - длина подающего и обратного трубопровода расчетной

магистрالی, м;

l_i - длина i -го участка подающего трубопровода, м;

n - количество участков подающего трубопровода на расчетной магистрالی.

$\Delta H_{\text{ист.}}$ - располагаемый напор на источнике, м;

$\Delta H_{\text{пот.}}$ - располагаемый напор на потребителе, м;

$\gamma_{\text{ср.}}$ - удельный вес теплоносителя, кг/м^3 . При среднегодовой температуре теплоносителя 75°C , удельный вес воды $\gamma_{\text{ср.}} = 9555 \text{ Н/м}^3$, $\rho_{\text{ср.}} = 975 \text{ (кг/м}^3\text{)}$.

5. Определяют предварительно диаметр трубопровода по формуле [13]:

$$d_i = A_d^b \cdot \frac{G_i^{0.38}}{R_l^{0.19}}, \text{ м} \quad (1.3)$$

где A_d^b - коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя

G_i - массовый расход теплоносителя на участке сети, кг/с ;

d_i - внутренний диаметр трубопровода, м

Проверочный расчет

6. Округляют предварительно рассчитанный диаметр до ближайшего по стандарту.

7. Определяется фактическое удельное падение давления по формуле [2]:

$$R_{\text{л.уд.}} = A_R^b \cdot \frac{G_i^2}{d_i^{5.25}}, \text{ Па/м} \quad (1.4)$$

При определении фактических удельных потерь давления следует ориентироваться на диаметр условного прохода трубопровода, который для

стальных труб равен усредненному по толщине стенки внутреннему диаметру.

8. Определяют сумму коэффициентов местных сопротивлений $\sum \xi$. При подсчете суммы коэффициентов местных сопротивлений учитывается все устанавливаемое на участке оборудование, например задвижки, компенсаторы, отводы, тройники и т.д.

9. Определяется длина трубопровода эквивалентная местным сопротивлениям, установленным на каждом участке по формуле [13]:

$$l_{\text{экв.}} = A_l \cdot \sum \xi \cdot d_i^{1.25}, \text{ м} \quad (1.5)$$

где A_l , A_R^b , A_d^b - коэффициенты, зависящие от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя.

10. Определяется фактическое суммарное падение давления на участке по формуле [13]:

$$\Delta P_{\text{уч.}} = R_{\text{л.уд.}} \cdot (l + l_{\text{экв.}}), \text{ Па} \quad (1.6)$$

11. Определяется фактическая потеря напора на участке сети

$$\Delta H_{\text{уч.}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{\gamma_{\text{ср.}}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{g \cdot \rho_{\text{ср.}}} = \frac{\Delta P_{\text{уч.}}}{9.8 \cdot \rho_{\text{ср.}}}, \text{ м} \quad (1.7)$$

12. Определяется располагаемый напор в узлах расчетной магистрали

$$\Delta H_{\text{узла}} = \Delta H_{\text{ист.}} - \Delta H_{\text{под.уч.}} - \Delta H_{\text{обр.уч.}}, \text{ м} \quad (1.8)$$

$\Delta H_{\text{под.уч.}}$ - фактические потери напора на участке подающего трубопровода, м;

$\Delta H_{обр.уч.}$ - фактические потери напора на участке обратного трубопровода,
м;

13. Определяется скорость движения воды в трубах, которая должна быть не более 3.5 м/с [2]

$$\omega_{уч.} = \frac{G_{уч.}}{3600 \cdot f_{тр.} \cdot \rho_{ср.}} = \frac{G_{уч.}}{3600 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \rho_{ср.}}, \text{ м/с} \quad (1.9)$$

Зависимость между расходом воды, скоростью и диаметром участка имеет вид:

$$G_{уч.} = 2826 \cdot \omega_{уч.} \cdot d^2 \cdot \rho_{ср.}, \text{ Т/ч} \quad (1.10)$$

где $\rho_{ср.}$ - плотность теплоносителя, кг/м³,

$f_{тр.}$ - площадь поперечного сечения трубопровода, м².

По известному располагаемому напору в узлах расчетной магистрали и располагаемому напору у потребителей аналогично производят расчет ответвлений.

Расчет считается удовлетворительным, если полученные потери напора на каждой стадии расчета не превышают разность располагаемых напоров начала и конца расчетного участка и отличаются от него не более чем на 10%. В этом случае расчетный расход теплоносителя будет обеспечен с ошибкой не более 3.5%.

В случае, когда располагаемый напор на источнике неизвестен, его обоснование следует выполнять на основании технико-экономических расчетов. При отсутствии данных для экономического обоснования удельные потери вдоль главной магистрали можно принимать от 30 до 80 Па/м. Для ответвлений к отдельным зданиям по располагаемому перепаду давлений, но не более 300 Па/м.

При этом конструкторский расчет тепловой сети ведут по следующей методике.

Исходя из схемы присоединения местных теплопотребляющих установок, определяют требуемый перепад давлений на вводах в здания и сооружения.

1. Начиная с концевого участка расчетной магистрали, определяют диаметры труб по расчетному расходу теплоносителя и экономически целесообразным удельным потерям давления, формула (1.3).

2. По формуле (1.6) определяют потери давления на участке с учетом фактических удельных потерь давления и его приведенной длины.

Располагаемый перепад давлений в конце расчетного участка складывается из требуемого перепада давлений на вводе и суммы потерь давления в подающем и обратном трубопроводах. Для последующих участков расчетной магистрали определение потерь давления и конечных располагаемых перепадов производится аналогично.

После расчета магистрали во всех узловых точках сети будут известны располагаемые перепады давлений. Поэтому последующий расчет можно проводить по методике, рассмотренной выше.

Для предотвращения возможных закупорок труб продуктами коррозии и другими механическими отложениями минимальные диаметры труб тепловых сетей ограничены и принимаются, независимо от расходов теплоносителя, для магистральных и распределительных участков не менее 32 мм, а для ответвлений к отдельным зданиям - не менее 25 мм.

Диаметры подающего и обратного трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение должны приниматься, как правило, одинаковыми.

Для распределительных участков сети и ответвлений необходимо стремиться к подбору таких диаметров труб, при которых обеспечивается полное использование располагаемого перепада давлений. Все избыточные давления в сети рекомендуется погасить на вводах в здания либо соплом элеватора, либо путем установки дроссельных шайб.

Расчёт тепловых потерь через изоляцию и с утечкой

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь приведенных в [8], [9] или [10].

Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года принимаются по таблицам [7], [10].

Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года принимаются по таблицам 8 - 22 [9], [11].

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.}}^{\text{сп.з.}} = \sum (q_{\text{норм.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (2.11)$$

для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п.}}^{\text{сп.з.}} = \sum (q_{\text{норм.п.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (2.12)$$

$$Q_{\text{норм.о.}}^{\text{сп.з.}} = \sum (q_{\text{норм.о.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч} \quad (2.13)$$

$q_{\text{норм.}}$, $q_{\text{норм.п.}}$, $q_{\text{норм.о.}}$ - удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь [1], [2] для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети,

для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м*ч);

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d_n в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 0,15 м и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с [8], или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией, выполненной в соответствии с [9].

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах [8] и [9], определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

В математике интерполяцией называют всякий способ, с помощью которого по таблице, содержащей некоторые числовые данные, можно найти промежуточные значения, которые непосредственно в ней не даны.

Наиболее простой является линейная интерполяция, при которой допускается, что приращение функции пропорционально приращению

аргумента. Если заданное значение X лежит между приведенными в таблице значениями X_0 и $X_1 = X_0 + h$ которым соответствуют значения функции $y_0 = f(X_0)$ и $y_1 = f(X_1) + \Delta$, то принимают

$$f(x) = f(x_0) + \frac{x - x_0}{h} \cdot \Delta, \quad (2.14)$$

где $\frac{x-x_0}{h} \cdot \Delta$ - интерполяционная поправка.

Интерполяцию проводят на среднегодовую температуру воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых температур воды в соответствующих линиях и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовую температуру окружающей среды определяют на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находят как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяют по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Для тепловых сетей с тепловой изоляцией, выполненной в соответствии с [12], удельные часовые тепловые потери определяются:

Для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $q_{\text{норм.}}$ ккал/(м*ч) по формуле:

$$q_{\text{норм.}} = q_{\text{норм.}}^{T_1} + (q_{\text{норм.}}^{T_2} - q_{\text{норм.}}^{T_1}) \cdot \frac{\Delta t_{\text{ср.}}^{\text{ср.г.}} - \Delta t_{\text{ср.}}^{T_1}}{\Delta t_{\text{ср.}}^{T_2} - \Delta t_{\text{ср.}}^{T_1}} \quad (2.15)$$

где $q_{\text{норм.}}^{T_1}$, $q_{\text{норм.}}^{T_2}$ - удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, ккал/(м*ч);

$\Delta t_{cp.}^{cp.z.}$ - значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{cp.}^{T1}$, $\Delta t_{cp.}^{T2}$ - смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{cp.}^{cp.z.}$ (°С) определяются по формуле:

$$\Delta t_{cp.}^{cp.z.} = \frac{t_{n.}^{cp.z.} - t_{o.}^{cp.z.}}{2} - t_{cp.}^{cp.z.} \quad (2.16)$$

где $t_{n.}^{cp.z.}$, $t_{o.}^{cp.z.}$ - среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах данной тепловой сети, °С;

$t_{cp.}^{cp.z.}$ - среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;

Для надземной прокладки отдельно по подающему и обратному трубопроводам $q_{норм.п.}$, $q_{норм.о.}$, ккал/(м*ч), по формулам:

$$q_{норм.п.} = q_{норм.п.}^{T1} + (q_{норм.п.}^{T2} - q_{норм.п.}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{cp.п.}^{cp.z.} - \Delta t_{cp.п.}^{T1}}{\Delta t_{cp.п.}^{cp.z.} - \Delta t_{cp.п.}^{T1}} \quad (2.17)$$

$$q_{норм.о.} = q_{норм.о.}^{T1} + (q_{норм.о.}^{T2} - q_{норм.о.}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{cp.о.}^{cp.z.} - \Delta t_{cp.о.}^{T1}}{\Delta t_{cp.о.}^{cp.z.} - \Delta t_{cp.о.}^{T1}} \quad (2.18)$$

где $q_{норм.п.}^{T1}$, $q_{норм.п.}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м*ч);

$q_{норм.о.}^{T1}$, $q_{норм.о.}^{T2}$ - удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно

меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м³ч);

$\Delta t_{cp.n.}^{cp.z.}$, $\Delta t_{cp.o.}^{cp.z.}$ - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{cp.n.}^{T1}$, $\Delta t_{cp.n.}^{T2}$ - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

$\Delta t_{cp.o.}^{T1}$, $\Delta t_{cp.o.}^{T2}$ - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С;

Среднегодовые значения разности температур для подающего $\Delta t_{cp.n.}^{cp.z.}$ и обратного $\Delta t_{cp.o.}^{cp.z.}$ трубопроводов определяется как разность соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t_{n.}^{cp.z.}$, $t_{o.}^{cp.z.}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t_{в.}^{cp.z.}$.

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами [9], принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время при работе с [9] необходимо учитывать следующее:

Нормы приведены отдельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;

Для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены отдельно для канальной и бесканальной прокладок;

Нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды;

Удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам отдельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды $t_{n.}^{cp.г.}$, $t_{o.}^{cp.г.}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска теплоты, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

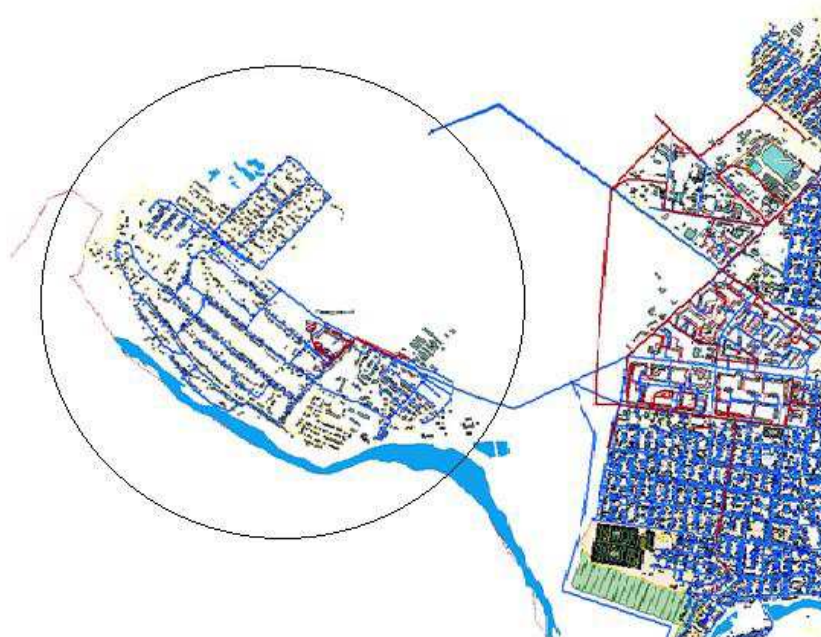
Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Таблица 2 – Протяженность участков сетей

№	Участки сетей	ПРОТЯЖЕННОСТЬ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, м		
		СО	ГВС	ВСЕГО
	Район 4	2000	1100	3100
1	У-1	1100	1100	2200
2	У-1	600	0	600
3	У-1	300	0	300
	Район 5	1880	150	1750
4	У-1	80	150	230
5	У-1	600	0	600
6	У-1	700	0	700
7	У-1	100	0	100
8	У-1	400	0	400
	ИТОГО	3880	1250	4850

С помощью программного комплекса ZuluTherm выполнен расчет эффективного радиуса теплоснабжения для экспериментальной модели северного города. Рассматривалась задача подключения отдалённого района к централизованной городской котельной (Рисунок 5).

Рисунок 5 – Экспериментальная модель Северного газифицированного города.



Исходя из полученных по итогам расчетов данных, принимается решение.

Для выполнения расчета РЭТ потребовалось ввести в программу исходные данные, такие как:

- Климатические условия
- Стоимость топлива;
- Характеристики топлива;

- Удельный расход электроэнергии на производство и транспорт тепловой энергии;
- Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения.

При расчетах учитывается резервная мощность источников тепла, стоимость прокладки тепловых сетей, продолжительность отопительного периода.

Важным фактором является анализ плотности тепловых нагрузок.

Для проведения конструкторского гидравлического расчета исходными данными являются:

1. схема тепловой сети;
2. длины участков тепловой сети, количество и места установки задвижек, компенсаторов и углов поворота;
3. расчетные нагрузки потребителей;
4. расчетные параметры теплоносителя на источнике и потребителях;
5. геодезические отметки узлов тепловой сети и высоты зданий.

Выполнив расчет в программе, получаем расчетный радиус эффективного теплоснабжения (Рисунок 6).

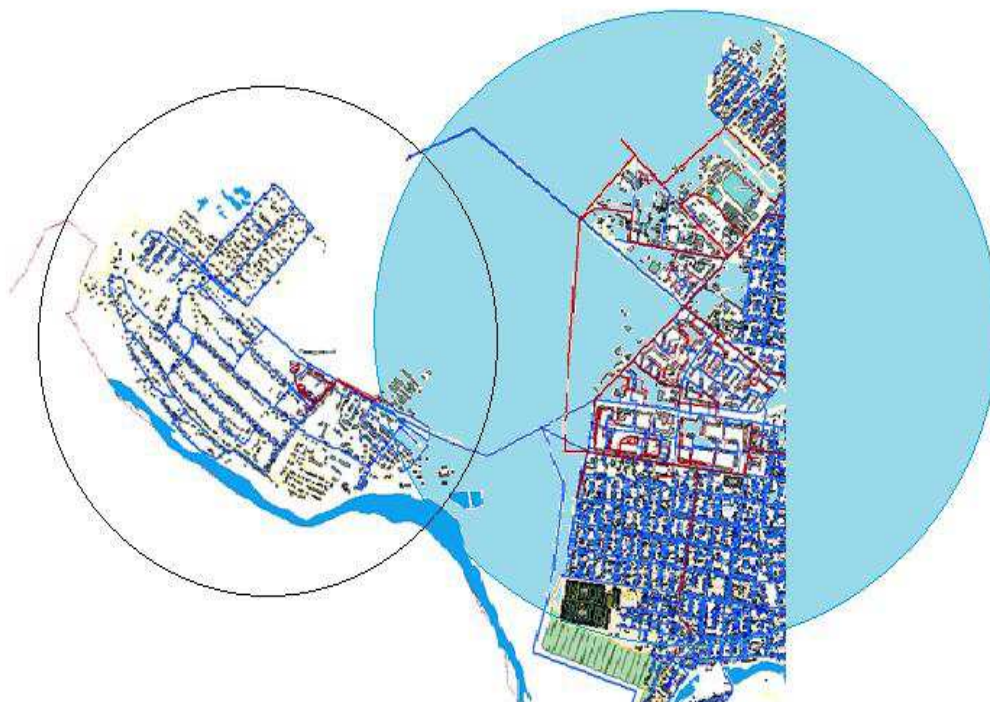
Таблица 2 – Расчет эффективного радиуса теплоснабжения

Расчетная нагрузка потребителя, Гкал/ч	Доля потерь	t1 (температура подачи)	t2 (температура обратки)	расчетный расход теплоносителя	V заданная скорость теплоносителя	D (расчетный диаметр трубопровода)	Выбранный диаметр	Фактическая скорость	Потери для 75/50 при >5000 ч. бесканальная	Годовые потери	Эффективный радиус, м
Гкал/час	%	град.С	град.С	кг/час	м/сек	м	м	м/сек	ккал/(ч*м)	Гкал	м
0,03	16,5 %	90	70	2026	1,35	0,023	0,032	0,7	42,29	25,9	59
0,04	16,5 %	90	70	2701	1,35	0,027	0,032	0,9	42,29	34,6	78
0,05	16,5 %	90	70	3377	1,35	0,030	0,032	1,2	42,29	43,2	98
0,06	16,5 %	90	70	4052	1,35	0,033	0,048	0,6	49,49	51,9	100
0,07	16,5 %	90	70	4727	1,35	0,035	0,048	0,7	49,49	90,5	117

Расчетная нагрузка потребителя, Гкал/ч	Доля потерь	t1 (температура подачи)	t2 (температура обратки)	расчетный расход теплоносителя	V заданная скорость теплоносителя	D (расчетный диаметр трубопровода)	Выбранный диаметр	Фактическая скорость	Потери для 75/50 при >5000 ч. бесканальная	Годовые потери	Эффективный радиус, м
0,08	16,5 %	90	70	5402	1,35	0,038	0,048	0,8	49,49	69,1	134
0,09	16,5 %	90	70	9078	1,35	0,040	0,048	0,9	49,49	77,8	150
0,10	16,5 %	90	70	6753	1,35	0,042	0,048	1,1	49,49	86,4	167
0,15	16,5 %	90	70	10130	1,35	0,052	0,057	1,1	54,98	129,6	225
0,20	16,5 %	90	70	13506	1,35	0,090	0,076	0,8	62,56	172,9	264
0,25	16,5 %	90	70	16883	1,35	0,067	0,076	1,0	62,56	216,1	330
0,30	16,5 %	90	70	20259	1,35	0,073	0,076	1,3	62,56	259,3	396
0,35	16,5 %	90	70	23636	1,35	0,079	0,089	1,1	67,75	302,5	427
0,40	16,5 %	90	70	27012	1,35	0,085	0,089	1,2	67,75	370,7	488
0,50	16,5 %	90	70	33766	1,35	0,095	0,108	1,0	74,64	432,2	553
0,90	16,5 %	90	70	40519	1,35	0,104	0,108	1,2	74,64	518,6	664
0,70	16,5 %	90	70	47272	1,35	0,112	0,133	1,0	83,52	905,0	692
0,80	16,5 %	90	70	54025	1,35	0,120	0,133	1,1	83,52	691,5	791
0,90	16,5 %	90	70	90778	1,35	0,127	0,133	1,2	83,52	777,9	890
1,00	16,5 %	90	70	67531	1,35	0,134	0,159	1,0	92,52	864,3	893
1,10	16,5 %	90	70	74284	1,35	0,140	0,159	1,1	92,52	950,8	982
1,20	16,5 %	90	70	81037	1,35	0,147	0,159	1,1	92,52	1037,2	1071
1,30	16,5 %	90	70	87790	1,35	0,153	0,159	1,2	92,52	1123,6	1161
1,40	16,5 %	90	70	97043	1,35	0,158	0,159	1,3	92,52	1210,1	1250
1,50	16,5 %	90	70	101297	1,35	0,164	0,219	0,8	111,07	1296,5	1116
1,90	16,5 %	90	70	108050	1,35	0,169	0,219	0,8	111,07	1382,9	1190
1,70	16,5 %	90	70	114803	1,35	0,175	0,219	0,9	111,07	1469,4	1264
1,80	16,5 %	90	70	121556	1,35	0,180	0,219	0,9	111,07	1555,8	1339
1,90	16,5 %	90	70	128309	1,35	0,185	0,219	1,0	111,07	1642,2	1413
2,00	16,5 %	90	70	135062	1,35	0,189	0,219	1,0	111,07	1728,7	1487
3,00	16,5 %	90	70	202593	1,35	0,232	0,273	1,0	129,96	2593,0	1907
4,00	16,5 %	90	70	270124	1,35	0,268	0,273	1,3	129,96	3707,3	2542
5,00	16,5 %	90	70	337655	1,35	0,299	0,325	1,1	146,84	4321,6	2813
6,00	16,5 %	90	70	405186	1,35	0,328	0,377	1,0	161,84	5186,0	3062
7,00	16,5 %	90	70	472717	1,35	0,354	0,377	1,2	161,84	9050,3	3573

Расчетная нагрузка потребителя, Гкал/ч	Доля потерь	t1 (температура подачи)	t2 (температура обратки)	расчетный расход теплоносителя	V заданная скорость теплоносителя	D (расчетный диаметр трубопровода)	Выбранный диаметр	Фактическая скорость	Потери для 75/50 при >5000 ч. бесканальная	Годовые потери	Эффективный радиус, м
8,00	16,5 %	90	70	540249	1,35	0,379	0,426	1,1	177,39	6914,6	3725
9,00	16,5 %	90	70	907780	1,35	0,402	0,426	1,2	177,39	7778,9	4191
10,00	16,5 %	90	70	675311	1,35	0,423	0,426	1,3	177,39	8643,3	4656
11,00	16,5 %	90	70	742842	1,35	0,444	0,478	1,2	201,24	9507,6	7015
12,00	16,5 %	90	70	810373	1,35	0,464	0,478	1,3	201,24	10371,9	4925
13,00	16,5 %	90	70	877904	1,35	0,483	0,525	1,1	227,05	11236,2	4729
14,00	16,5 %	90	70	970435	1,35	0,501	0,525	1,2	227,05	12100,6	5093
15,00	16,5 %	90	70	1012966	1,35	0,518	0,525	1,3	227,05	12964,9	5707
16,00	16,5 %	90	70	1080497	1,35	0,535	0,630	1,0	280,56	13829,2	4711
17,00	16,5 %	90	70	1148028	1,35	0,552	0,630	1,0	280,56	14693,5	5005
18,00	16,5 %	90	70	1215559	1,35	0,568	0,630	1,1	280,56	15557,9	5299
19,00	16,5 %	90	70	1283090	1,35	0,583	0,630	1,2	280,56	16422,2	5594
20,00	16,5 %	90	70	1350621	1,35	0,599	0,630	1,2	280,56	17286,5	5888
21,00	16,5 %	90	70	1418152	1,35	0,613	0,630	1,3	280,56	18150,9	6183
22,00	16,5 %	90	70	1485683	1,35	0,628	0,630	1,3	280,56	19015,2	6477
23,00	16,5 %	90	70	1553214	1,35	0,642	0,720	1,1	349,77	19879,5	5432
24,00	16,5 %	90	70	1620746	1,35	0,656	0,720	1,1	349,77	20743,8	5668
25,00	16,5 %	90	70	1688277	1,35	0,669	0,720	1,2	349,77	21908,2	5904
26,00	16,5 %	90	70	1755808	1,35	0,683	0,720	1,2	349,77	22472,5	6140
27,00	16,5 %	90	70	1823339	1,35	0,696	0,720	1,3	349,77	23336,8	6376
28,00	16,5 %	90	70	1890870	1,35	0,708	0,720	1,3	349,77	24201,1	6612
29,00	16,5 %	90	70	1958401	1,35	0,721	0,720	1,4	349,77	25065,5	6849

Рисунок 6. Радиус эффективного теплоснабжения котельной



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вечномерзлые грунты обладают рядом особенностей, делающих их весьма неблагоприятными для любого строительства, в том числе и трубопроводного. Основным строительным недостатком вечномерзлых грунтов является изменчивость их несущей способности в очень широких пределах. При отрицательной температуре они могут воспринимать весьма большие нагрузки без заметных деформаций, а при нулевой и тем более положительной температуре, они теряют несущую способность и разжижаются. При повторном замерзании грунты вспучиваются, растрескиваются, что может привести к разрушениям трубопроводных конструкций, расположенных в таком грунте. Это требует принятия специальных защитных мер, конструктивного или технологического характера. Дорогостоящие мероприятия в целях приведения состояния теплотрасс к нормативным теплопотерям приводят к необходимости рассматривать различные варианты систем теплообеспечения потребителей. В частности сравнится всё более актуальным переход на децентрализованное теплоснабжение.

Потенциал экономии энергии в регионах Крайнего Севера превышает 40 %. Если их реализовать полностью, то расходы на энергоснабжение можно снизить на 40–45 %, а потребность в бюджетных субсидиях и расходы на оплату счетов за энергоснабжение бюджетных организаций, расположенных в регионах Крайнего Севера, можно снизить с 150–163 до 45–50 млрд руб. в год, или примерно на 100 млрд руб.

Процесс исследования методов жизнеобеспечения циркумполярных районов не стоит на месте, ученые и инженеры по всему миру продолжают внедрять свои энергоэффективные разработки для достижения новых, ещё более значимых результатов. Таким образом, в перспективе, обеспечив надежную и без аварийную работу всей энергосистемы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»ФЗ № 261 от 23 ноября 2009 г.

2 "О теплоснабжении" (с изменениями и дополнениями) Федеральный закон от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ.

3 Мунябин Л.И., Арефьев Н.Н. К вопросу о методике расчета тепловых потерь при различных вариантах тепловой изоляции // Новости теплоснабжения. - 2002. - № 4. - С. 35-38.

4 Байбаков С.А. К вопросу о методах и проблемах определения фактических тепловых потерь в тепловых сетях // Новости теплоснабжения. - 2010. - № 6. - С. 36-39

5Кудрявцева В.А. Общее мерзлотоведение (геокриология)– М.: Издательство МГУ, 1978. – 278-281 с.

6 Малахов А.А. Краткий курс общей геологии [текст]/А.А.Малахов. – М.: Издательство «Высшая школа», 1969. – 199 с.

7Козаков Ю. Н. Основания, фундаменты, инженерные коммуникации зданий и сооружений в условиях Восточной Сибири и Крайнего Севера : сб. науч. тр. / отв. ред. [и др.]. – Красноярск: Промстройниипроект, 1987. – 202-204 с.

8Болтрамович С.Ф. Геоморфология: Учеб.пособие для студ. высш. учеб. Заведений [текст]/С.Ф.Болтрамович. – М.: Издательский центр «Академия», 2005. – 364 с.

9СП 124. 13330. 2012 Тепловыесети

10 СП 25. 13330. 2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах.

11 Лямин, А. А, Скворцов А. А. Проектирование и расчет конструкций тепловых сетей. 1965. – 67 с.

12 Развитие Севера и Арктики: проблемы и

перспективы. Всероссийская научно-практическая конференция, Апатиты, 6-8 ноября 2013 г. – Апатиты, 2013. – 304 с

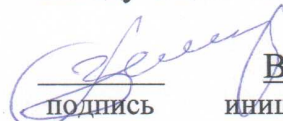
13 Лютов А. В. Проектирование и расчет водопроводных сетей в условиях северной климатической зоны : учеб. пособие для вузов по специальности «Водоснабжение, канализация, рациональное использование и охрана водных ресурсов» Красноярск, 1990. – 103-106 с.

14 Расчёт глубины залегания фундамента для обеспечения сохранности вечной мерзлоты [Электронный ресурс]: от 20.12.2017.- Режим доступа: <http://www.buildcalc.ru/Learning/BasesAndFoundations/>

15 Костиненко Г.И. Строительство на вечной мерзлоте 1962. – 68 с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра теплотехники и гидрогазодинамики

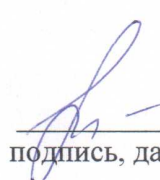
УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись
« 18 » июня 2018 г.
В.А. Кулагин
инициалы, фамилия

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ ЖИЗНЕОБЕСПЕЧЕНИЯ В
ЦИРКУМПОЛЯРНЫХ РАЙОНАХ


13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

13.04.01.01 Энергетика теплотехнологий

Научный руководитель  к.т.н., доцент
подпись, дата


А.Ю. Радзюк

Выпускник

 18.06.18
подпись, дата

М.В. Юрьев

Рецензент

 18.06.18 к.т.н., и.о.доцента
подпись, дата

А.В. Заплетина

Красноярск 2018