



ПРАВИТЕЛЬСТВО ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
РАСПОРЯЖЕНИЕ

от 18 апреля 2017 года № 156-рп

г. Анадырь

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Чукотского автономного округа на 2017-2021 годы

В соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утверждённых Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» и в целях развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирования стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики на территории Чукотского автономного округа,

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Чукотского автономного округа на 2017-2021 годы согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Признать утратившим силу Распоряжение Правительства Чукотского автономного округа от 29 июля 2016 года № 291-рп «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Чукотского автономного округа на 2016-2020 годы».

3. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на Департамент промышленной и сельскохозяйственной политики Чукотского автономного округа (Николаев Л.А.).

Председатель Правительства



Р.В. Копин

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Чукотского автономного округа
на 2017-2021 годы

Введение

Схема и программа развития электроэнергетики Чукотского автономного округа на 2017-2021 годы разработана в соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», с поручением Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года, в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утверждёнными Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, с Энергетической стратегией России на период до 2030 года, утверждённой Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р, Стратегией социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года, утверждённой Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 декабря 2009 года № 2094-р.

Схема и программа развития электроэнергетики Чукотского автономного округа на 2017-2021 годы разработана с учётом положений Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Общая характеристика региона

Чукотский автономный округ (ЧАО) расположен на северо-востоке России и относится к Дальневосточному федеральному округу. Он занимает весь Чукотский полуостров, часть материка, а также прибрежные острова. Площадь территории округа довольно значительна - 721,5 тыс. км², что составляет 4,22% территории Российской Федерации. Омывается Беринговым морем Тихого океана, а также Чукотским и Восточно-Сибирским морями Северного Ледовитого океана. На западе и юго-западе граничит с Республикой Саха (Якутия) и Магаданской областью, на юге – с Камчатским краем. Восточная граница округа – морская государственная граница России с Соединенными Штатами Америки, отделяющая ЧАО от Аляски Беринговым проливом.

Основная часть населенных пунктов сконцентрирована вокруг морских портов и расположена на побережье морей. Только незначительная часть их находится в глубинных районах. Это или старинные поселения на пути землепроходцев – Островное, Марково, Анюйск, или новые – город Билибино и другие в районах добычи золота и олова.

В сейсмическом отношении Чукотский автономный округ находится в зоне 6-7 балльных землетрясений (Нешкан, Сиреники, Лаврентия – 7 баллов; Анадырь, Эгвекинот, Беринговский, Марково – 6 баллов; Билибино – 5 баллов). В гористых районах округа возможны сходы снежных лавин и прохождение селей в период весенних паводков.

Чукотский автономный округ отличается крайне низким уровнем развития транспортного комплекса, характерной особенностью которого является полное отсутствие железнодорожных путей и трубопроводов. Основное звено транспортного комплекса – воздушный транспорт, который работает круглогодично. Аэропорты обеспечивают воздушную связь с районными центрами и селами, а также с некоторыми крупными городами России. В некоторых населенных пунктах округа воздушный транспорт остается единственным средством сообщения.

Морская транспортная схема ЧАО включает порты, непосредственно расположенные на ее территории. Морские порты автономного округа не имеют собственного среднего и крупного каботажного флота, их основная цель – обработка и перевалка грузов для прибрежных сел и населенных пунктов, а также отгрузка твердого топлива и иного груза, предназначенного для отправки за пределы округа. Морская транспортная схема включает 5 морских портов: порты Эгвекинот, Анадырь, Провидения, Беринговский в Беринговом море и порт Певек в Восточно-Сибирском море. В течение ограниченного навигационного периода на территорию округа завозится основная часть топлива, продовольствия и других грузов.

При отсутствии железнодорожного транспорта в округе и коротком навигационном периоде протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием на 1 тыс. км² территории составляет всего 1 км (по данным Федеральной службы государственной статистики). Дороги с покрытием присутствуют только в городах и прилегающих к ним посёлках; на всей остальной территории используются зимники – дороги без покрытия, на которых движение возможно лишь зимой по укатанному снегу. Расстояние от Эгвекинота до окружного центра города Анадырь авиатранспортом – 228 км; наземным транспортом – 350 км. В 2012 году начато строительство федеральной автомобильной дороги «Колыма-Омсукчан-Омолон-Анадырь», которая к 2030 году обеспечит круглогодичную транспортную связь ЧАО с дорожной сетью Дальнего Востока России и позволит начать добычу полезных ископаемых в ранее недоступных районах.

Экономика Чукотского автономного округа ориентирована в основном на использование месторождений полезных ископаемых при сохранении традиционных форм хозяйствования коренного населения. Валовой региональный продукт, по оценке органа исполнительной власти Чукотского

автономного округа, по итогам 2016 года составил 66,95 млрд. рублей. Наибольший вклад в валовой региональный продукт вносит промышленное производство. В настоящее время основными отраслями промышленности округа являются: добывающая промышленность и цветная металлургия, электроэнергетика, пищевая промышленность. Пищевая промышленность направлена в основном на удовлетворение потребностей жителей округа. В сельском хозяйстве основными видами деятельности являются оленеводство, рыболовство и морской зверобойный промысел.

Несмотря на слабую геологическую изученность ЧАО, его разведанный минерально-сырьевой потенциал считается одним из самых высоких на Дальнем Востоке. Наличие крупных запасов полезных ископаемых в автономном округе определило доминирование здесь добывающей промышленности. В недрах округа залегают месторождения золота, олова, серебра, меди, вольфрама, ртути, металлов платиновой группы, угля, нефти, газа и других полезных ископаемых. За всё время промышленной разработки месторождений округа было получено 200 тыс. тонн олова, 90 тыс. тонн трёхокси вольфрама, 1115 тонн золота и 1739 тонн серебра.

Важную роль в развитии экономики округа играет золотодобывающая промышленность.

За период 2012-2016 годы в целом из россыпных и рудных месторождений округа добыто 136,2 т золота и 813,5 т серебра. По итогам 2016 года добыто 29,2 т золота и 162,7 т серебра.

В настоящее время разрабатываются 5 месторождений рудного золота: Купол и Валунистое, Каральвеем, Двойное и Майское. Готовятся к освоению золоторудные месторождения Кекура и Клен. Перспективным объектом является одно из крупнейших в мире золотосодержащее медно-порфировое месторождение Песчанка, освоение которого сдерживается большими капитальными вложениями и неразвитостью транспортной инфраструктуры.

Из топливно-энергетических полезных ископаемых на территории автономного округа осуществляется добыча угля и природного газа.

На сегодня в округе фактически действует единственное угледобывающее предприятие ОАО «Шахта «Угольная», отрабатывающее запасы бурогоугольного месторождения Анадырское.

Уровень добычи угля предприятием за последние несколько лет сложился в стабильном объеме - около 230 тысячи тонн, что соответствует необходимой потребности потребителей топлива.

Основные перспективы развития угледобывающей промышленности округа связаны с освоением месторождений коксующегося угля Беринговского каменноугольного бассейна. По инициативе Правительства Чукотского автономного округа работам по развитию и освоению месторождений Беринговского каменноугольного бассейна дан статус регионального инвестиционного проекта.

Проект включают поэтапную разработку Амаамских и Верхне-Алькатваамских месторождений коксующегося угля. С 2012 года их реализует австралийская компания Tigers Realm Coal.

На Амаамской и Верхне-Алькатваамской площадях подготовлены ресурсы коксующегося угля по JORC соответственно в объеме 521 млн. тонн и 111 млн. тонн. По нескольким участкам месторождений утверждены запасы угля для подземной и для открытой разработки.

При полном развитии обеих территорий предполагается экспортировать от 10 до 12 млн. тонн товарного угля в год.

В округе создана территория опережающего социально-экономического развития ТЕР «Беринговский», якорным инвестиционным проектом которого является освоение этих месторождений.

Осваивать месторождения планируется поэтапно.

В рамках первого этапа осенью 2016 г. ООО «Берингпромуголь» приступило к разработке уже подготовленных к открытой добыче запасов месторождения Фандюшкинское поле (Верхне-Алькатваамская площадь) с выходом в 2019 году на экспорт до 1 миллиона тонн товарного угля в год.

В 2017 году планируется добыть около 400 тыс. тонн угля, из них 50 тыс. тонн для предприятий жилищно-коммунального хозяйства округа и 250 тыс. тонн для экспорта.

Вторым этапом предполагается увеличить экспорт коксующегося угля с месторождения Фандюшкинское поле до 2 миллионов тонн в год. Для этого потребуются существенная реконструкция морского порта Беринговский.

Конечная цель: строительство карьеров, обогатительной фабрики и экспорт от 10 до 12 млн. тонн товарного угля в год. Этот этап предполагает также инвестиции в строительство 84 км автомобильной дороги, 26 км железной дороги и специализированного угольного терминала в глубоководной лагуне Аринай.

В рамках II Восточного Экономического Форума между Правительством Чукотского автономного округа и австралийской компанией «Тайгерс Риалм Коул Лимитед» заключено соглашение о сотрудничестве в целях ускорения освоения месторождений коксующегося угля Беринговского каменноугольного бассейна и строительства необходимой для этого транспортно-логистической и энергетической инфраструктуры.

На территории Чукотского автономного округа эксплуатируется одно газовое месторождение – Западно-Озерное, расположенное в Анадырском районе. Добычу газа осуществляет ООО «Сибнефть-Чукотка». Газомоторная станция в городе Анадыре является единственным потребителем газа Западно-Озерного месторождения (ежегодный уровень планового потребления составляет около 25 млн. м³).

В пределах территории округа и шельфов омывающих его морей выявлено 6 перспективных нефтегазоносных бассейнов со значительными запасами углеводородного сырья. Основные перспективы развития топливно-энергетической базы с целью обеспечения потребностей округа в нефтепродуктах и энергоресурсах связаны с изучением и разработкой месторождений Телекайской площади. Предварительно оцененные запасы позволяют прогнозировать добычу около 500 тыс. т нефти и 70 млн. м³ газа.

Таким образом, основу экономики округа составляет горнодобывающая промышленность, остальные отрасли региона развиты слабо (небольшие рыбоперерабатывающие предприятия, предприятия по производству строительных материалов, оленеводство) и служат для удовлетворения местных нужд. Коренное население занято традиционными видами промысла.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Чукотского автономного округа за пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы

Электроэнергетический комплекс Чукотского автономного округа обслуживается энергосистемой Чукотского автономного округа, являющейся изолированной. В составе энергетической системы округа работают изолированно друг от друга три энергоузла: Анадырский, Эгвекинотский и Чаун-Билибинский.

Основными объектами генерации являются: Билибинская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом») и электростанции АО «Чукотэнерго» (дочернее зависимое общество ПАО «Магаданэнерго»), представленные Анадырской ТЭЦ, Эгвекинотской ГРЭС, Чаунской ТЭЦ, а также эксплуатируемой АО «Чукотэнерго» на условиях аренды Анадырской газомоторной ТЭЦ. Производство электрической энергии (дизельная генерация) в территориально обособленных сельских поселениях округа осуществляется предприятиями жилищно-коммунального хозяйства.

На территории Чукотского автономного округа функционирует розничный рынок электрической энергии (мощности), регулируемый требованиями Федерального закона от 21 февраля 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». Участники розничного рынка электрической энергии (мощности) представлены в таблице 1.

**Таблица 1. Участники розничного рынка электрической энергии (мощности)
на территории Чукотского автономного округа**

Поставщики	Гарантирующие поставщики	Конечные потребители
АО «Чукотэнерго» АО «Концерн Росэнергоатом» (филиал «Билибинская АЭС») (покупателем электроэнергии является АО «Чукотэнерго»)	ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз» МП «Чаунское районное коммунальное хозяйство» МУП ЖКХ «Иультинское» МП ЖКХ «Билибинского района» МУП «Айсберг»	Бюджетные потребители Население Прочие потребители

Территория Чукотского автономного округа является зоной оперативно-диспетчерской ответственности АО «Чукотэнерго» (Постановление

Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 года № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»).

2.1.1. Генерирующие компании

АО «Чукотэнерго» - генерирующая компания Чукотской энергосистемы. Производственный комплекс компании представлен 4 электростанциями:

Анадырской теплоэлектроцентралью (далее - Анадырская ТЭЦ), установленной мощностью 56,0 МВт;

Анадырской газомоторной теплоэлектроцентралью (далее - Анадырская ГМТЭЦ), установленной мощностью 28,7 МВт;

Эгвекинотской государственной районной электростанцией (далее - Эгвекинотская ГРЭС), установленной мощностью 34,0 МВт;

Чаунской теплоэлектроцентралью (далее - Чаунская ТЭЦ), установленной мощностью 34,5 МВт.

Суммарная мощность электростанций 153,2 МВт.

Билибинская атомная электростанция – филиал акционерного общества «Концерн Росэнергоатом» - генерирующая компания Чукотской энергосистемы. Установленная мощность Билибинской АЭС – 48,0 МВт.

Все электростанции работают независимо друг от друга, за исключением Чаунской ТЭЦ и Билибинской АЭС, соединенных транзитом воздушных линий электропередачи 110 кВ и образующих Чаун-Билибинский энергоузел, а также параллельно работающих по сети 35 кВ Анадырской ТЭЦ и Анадырской ГМТЭЦ.

ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз», МП ЖКХ Билибинского муниципального района, МУП ЖКХ «Иультинское» и МП «Чаунское районное коммунальное хозяйство» занимаются производством электрической энергии (дизельная генерация) в населённых пунктах, которых не коснулась электрификация от центральных сетей электроснабжения. Предприятия располагают 38 ДЭС, суммарной установленной мощностью 47,2 МВт. В эксплуатации ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз» находится ветроэлектростанция, установленной мощностью 2,5 МВт, которая работает в единой энергосистеме Анадырского энергоузла.

2.1.2. Сетевые компании

Основной распределительной и сетевой компанией на территории Чукотского автономного округа выступает АО «Чукотэнерго». Предприятие осуществляет деятельность по передаче электрической энергии и технологическому присоединению к сетям 0,4-110 кВ. Обслуживание электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «Чукотэнерго», осуществляют:

- филиал Северные электрические сети, состоящий из Центральной базы в г. Билибино, Чаунского РЭС в городском округе Певеке и Зеленомысского участка электрических сетей в п. Черский Республики Саха (Якутия);

- Анадырская ТЭЦ и Эгвекинская ГРЭС.

В эксплуатации АО «Чукотэнерго» 1222,72 км линий электропередачи напряжением 110 кВ, 9 подстанций напряжением 110 кВ общей трансформаторной мощностью 175,7 МВА, 154,8 км линий электропередачи напряжением 35 кВ, 13 подстанций напряжением 35 кВ общей трансформаторной мощностью 61,26 МВА.

АО «Чукотэнерго» эксплуатирует 15 ЛЭП напряжением 110 кВ, линии электропередач напряжением 35/6/0,4 кВ.

Протяженность ВЛ 0,4-6 кВ – 137,7 км.

Общая протяженность кабельных линий электропередачи – 96,2 км:

КЛ 6-10 кВ - 35,1 км,

КЛ 0,4 кВ – 60,8 км.

Филиал Северные электрические сети обслуживает потребителей ГО Певека, г. Билибино, золоторудные компании Билибинского муниципального района и п. Черский Республики Саха (Якутия).

В Чукотском автономном округе 3 ПС 110 кВ принадлежат Правительству ЧАО и переданы в аренду крупным золотодобывающим компаниям: ОАО «Рудник Валунистый», ООО «Золоторудная компания Майское» и «Артель старателей «Чукотка».

ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз» выступает сетевой компанией, осуществляющей деятельность по передаче и распределению электрической энергии потребителям, а также эксплуатацию и ремонт электрических сетей территориально обособленных сельских поселений в округе. В зоне обслуживания ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз» находится 508,2 км линий электропередач: ВЛ 35 кВ – 14,476 км, КЛ 35 кВ – 27,308 км, а также 3 трансформаторных подстанции 35 кВ, общей трансформаторной мощностью 25,6 МВт.

МУП ЖКХ «Иультинское» осуществляет передачу и распределение электрической энергии потребителям в сёлах ГО Эгвекино. В зоне обслуживания находятся 42,9 км линий электропередач: напряжением 0,4 кВ - 36,7 км и напряжением 6-10 кВ – 6,2 км; семь ТП 6/0,4 кВ и семь ТП 10/0,4 кВ общей трансформаторной мощностью 6,4 МВт.

2.1.3. Энергосбытовые компании

ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз» осуществляет функции по сбыту электрической энергии, сбор, учёт, перерасчёт, обработку, перечисление платежей за услуги тепло-, водоснабжения и водоотведения в сёлах Анадырского района и Провиденского городского округа.

МП ЖКХ Билибинского муниципального района является энергосбытовой компанией для потребителей г. Билибино и сёл Билибинского района.

МП «Чаунское районное коммунальное хозяйство» является энергосбытовой компанией для потребителей сёл городского округа Певек.

МУП «Иультинское ЖКХ» является энергосбытовой компанией для потребителей сёл городского округа Эгвекинот.

МУП «Айсберг» является энергосбытовой компанией для потребителей сёл Чукотского района.

АО «Чукотэнерго» реализует электрическую энергию юридическим лицам в городах Анадыре и Билибино, городских округах Эгвекиноте и Певеке.

2.2 Динамика производства электроэнергии и структура электропотребления в Чукотской энергосистеме за последние 5 лет

Выработка электроэнергии по территории Чукотской энергосистемы за 2016 год составила 663,9 млн. кВт*ч, в том числе электростанциями АО «Чукотэнерго» - 229,5 млн. кВт*ч, филиалом АО «Концерн Росэнергоатом» - Билибинская АЭС – 221,0 млн. кВт*ч, предприятиями жилищно-коммунального хозяйства – 79,0 млн. кВт*ч, ЗАО «Чукотская горно-геологическая компания» - 134,2 млн. кВт*ч и ветровыми электростанциями – 0,2 млн. кВт*ч.

Таблица 2. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

(млн. кВт*ч)			
№ п/п	Наименование	2015 год	2016 год
1	2	3	4
1.	АО «Чукотэнерго»	245,7	229,5
2.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» - «Билибинская АЭС»	215,8	221,0
3.	ДЭС, ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз»	54,9	45,2
4.	ДЭС, МУП «Айсберг»	15,1	15,7
4.	ДЭС, МП ЖКХ Билибинского муниципального района	6,4	6,1
5.	ДЭС, МП «Чаунское районное коммунальное хозяйство», ООО «Электро-Инчоун»	1,5	1,6
6.	ДЭС, МУП ЖКХ «Иультинское»	9,9	10,4
7.	ДЭС, ЗАО «Чукотская горно-геологическая компания»	114,9	134,2
8.	Ветровые электростанции	0,6	0,2
	Всего	664,8	663,9

Динамика производства электроэнергии по Чукотской энергосистеме, начиная с 2012 года, представлена в таблице 3. В производство электроэнергии по Чукотке включена электроэнергия, которая была выработана и использована ЗАО «Чукотская горно-геологическая компания»

Таблица 3. Динамика производства электроэнергии Чукотского автономного округа

Наименование показателя	Показатель (по годам)				
	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Электроэнергия, млн. кВт*ч	607,2	680,1	661	664,8	663,9
Среднегодовые темпы прироста, %	1,9	12,0	-2,8	0,6	-0,1

Основу экономики округа составляет горнодобывающая промышленность. Коренное население занято традиционными видами промысла: оленеводство, рыболовство и морской зверобойный промысел. Также в регионе крупными потребителями электроэнергии являются предприятия золотодобычи, рыбоперерабатывающие предприятия, пищевой комплекс, строительные компании, коммунально-бытовые потребители и обслуживающие их компании.

Таблица 4. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии Чукотского автономного округа

Наименование организации	Установленная мощность энергопринимающего оборудования, МВт	Среднегодовой объём электропотребления, млн. кВт*ч
1	2	3
Закрытое акционерное общество «Чукотская горно-геологическая компания» (месторождение Купол и Двойное)	28,7	134,2
Открытое акционерное общество «Рудник Каральвеем»	9	36,8
Открытое акционерное общество «Рудник Валунистый»	3,5	24,4
Общество с ограниченной ответственностью «Золоторудная компания «Майское»	12	64,0

Структура полезного отпуска электроэнергии электростанциями АО «Чукотэнерго» по отраслям, приведенная в таблице 5.

Таблица 5. Структура полезного отпуска электроэнергии по отраслям

Отрасли	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ЖКХ	31%	25%	22%	22%	20%
Промышленность	28%	42%	45%	44%	46%
Управляющие компании и население	13%	10%	10%	10%	11%
Транспорт и связь	3%	3%	3%	3%	3%
Прочие отрасли	25%	20%	20%	20%	19%
Полезный отпуск всего	100%	100%	100%	100%	100%

За период 2012-2016 гг. структура полезного отпуска электроэнергии заметно изменяется: доля отпуска электроэнергии потребителями жилищно-коммунального хозяйства уменьшается с 31% до 20% к концу периода, при этом доля полезного отпуска управляющим компаниям и населению колеблется в пределах 13-11%. Доля в структуре потребителей транспортной отрасли и связи составляет 3%. Доля промышленности заметно изменяется, полезный отпуск по данной группе потребителей увеличивается с 28% до 46%. Промышленность в основном представлена золотодобывающими, рыбообрабатывающими и геологоразведочными предприятиями, также в округе ведется добыча бурого угля.

2.3. Динамика производства и потребления тепловой энергии в регионе и структура отпуска теплоэнергии от теплоэлектростанций и котельных Чукотского автономного округа

На территории округа теплоснабжение осуществляется от электростанций и угольных котельных. Наибольший объем теплопотребления приходится на жилые и административные здания.

Динамика производства тепловой энергии в Чукотском автономном округе за 2012-2016 годы представлена в таблице 6.

Таблица 6. Динамика производства тепловой энергии в Чукотском автономном округе за 2012-2016 годы

Потребители	(тыс. Гкал)				
	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6
Собственные нужды	48,0	48,7	48	46	48
Потери в тепловых сетях	121,2	101,3	99	94	74
Полезное потребление, всего	1029,7	1006,1	986	930	858
в том числе:					
коммунально-бытовое хозяйство и население	514,9	493,0	484	457	422
промышленность	236,8	211,3	207	198	182
прочие отрасли экономики	278,0	301,8	295	275	254
Всего потребление тепловой энергии	1199	1156,1	1133	1070	980

Всего производство тепловой энергии в округе в 2016 году составило 980 тыс. Гкал.

Динамика отпуска тепловой энергии потребителям обусловлена в основном погодным фактором.

Структура производства и отпуска тепловой энергии по теплоисточникам в Чукотском автономном округе за 2015 и 2016 годы представлена в таблице 7.

Таблица 7. Производство тепловой энергии по теплоисточникам за 2015 и 2016 годы

Теплоисточники	(тыс. Гкал)	
	2015 год	2016 год
Производство, всего	1070	980
в том числе:		
АО «Чукотэнерго»	478	442
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом»- «Билибинская АЭС»	186	166
ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз»	241	236
МП ЖКХ Билибинского муниципального района	47	42
МУП ЖКХ «Иультинское»	25	14
МП Чаунское РКХ	19	18
ООО «Тепло-Лаврентия»	33	30
ООО «Тепло-Уэлен»	12	9
ООО «Тепло-Инчоун»	1	1
ООО «Тепло-Энурмино»	1	1

ООО «Тепло-Лорино»	19	17
ООО «Тепло-Нешкан»	8	4

В структуре производства тепловой энергии в округе наибольшую долю занимают тепловые электростанции (44%), доля Билибинской АЭС составляет (17%). Остальная тепловая энергия вырабатывается котельными установками предприятий жилищно-коммунального хозяйства.

2.4. Состав и характеристика установленной электрогенерирующей мощности

Суммарная установленная мощность электростанций энергосистемы округа составляет 281,4 МВт.

В структуре установленной мощности электростанций энергосистемы Чукотского автономного округа, представленной в таблице 8, доля теплоэлектроцентралей составляет 54%, доля атомной электростанции – 17%, 28% приходится на дизельные электростанции и порядка 1% - на ветровую электростанцию.

Таблица 8. Структура установленной мощности на 1 января 2016 год

№	Наименование	Установленная электрическая мощность на 01.01.2016, МВт	Установленная тепловая мощность на 01.01.2016, Гкал/ч	Тип электростанций
1	2	3	4	5
1.	АО «Чукотэнерго»	153,2	404,44	
1.1	Анадырская ТЭЦ	56	140	ТЭЦ
1.2	Анадырская ГМТЭЦ	28,7	73,4	
1.3	Эгвекинотская ГРЭС	34	92	
1.4	Чаунская ТЭЦ	34,5	99	
2.	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом»- «Билибинская АЭС»	48	67	АЭС
3.	Предприятия жилищно-коммунального хозяйства	49,7	265,1	
3.1.	ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз»	31,8	200,8	ДЭС, котельные
3.2	МП ЖКХ Билибинского муниципального района	6,9	33,9	
3.3.	МП «Чаунское районное коммунальное хозяйство», ООО «Электро-Инчоун»	1,6	14,84	
3.4.	МУП ЖКХ «Иультинское»	9,4	15,56	
3.5.	ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз» ВЭС	2,5	-	ВЭС

4.	ЗАО «Чукотская горно-геологическая компания»	28	15	ДЭС
	Всего	281,4	751,54	

Таблица 9. Краткая характеристика оборудования Анадырской ТЭЦ

Станционный номер	Тип (маркировка)	Мощность эл, МВт	Паропроизводительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.2016
Котлоагрегаты					
1	БКЗ 160-100		160	1986	107 656
2	БКЗ 160-100		160	1987	113 893
Турбоагрегаты					
1	ПТ- 25/30-90-10М	25		1986	114 113
2	ПТ- 25/30-90-10М	25		1987	123 626
Дизель-генераторы					
1	15Д100	1,5		1997	355
2	15Д100	1,5		1997	322
3	15Д100	1,5		1997	334
4	15Д100	1,5		1997	345

В настоящее время на электростанции в эксплуатации находятся два пылеугольных котла БКЗ-160-100. Котлоагрегат БКЗ-160-100 однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией и твёрдым золошлакоудалением. Компоновка котла выполнена по П-образной схеме. Топка оборудована четырьмя блоками сдвоенных прямооточных горелок, размещённых в углах боковых стенок топки. Каждый блок горелок оснащён паромеханической форсункой ФМП-2000. Для обеспечения требуемого качества пара на котле применена схема двухступенчатого испарения с выносными циклонами.

На АТЭЦ в эксплуатации находятся два турбоагрегата ПТ-25-90/10М с параметрами свежего пара $P_0=90 \text{ кгс/см}^2$, $t^0=535^\circ\text{C}$.

Основным топливом на ТЭЦ является бурый уголь Анадырского месторождения. В качестве растопочного топлива используется дизельное топливо.

Система технического водоснабжения ТЭЦ – оборотная с двумя градирнями по 576 м². Источник водопользования – водохранилище на реке Казачка.

Таблица 10. Краткая характеристика оборудования Анадырской ГМТЭЦ

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Мощность эл, МВт	Паропроизводительность, т/ч
Газомоторные двигатели				
1	Caterpillar G3616	2006	3,65	
2	Caterpillar G3616	2006	3,65	

3	Caterpillar G3616	2006	3,65	
4	Caterpillar G3616	2006	3,65	
5	Caterpillar G3616	2006	3,65	
ДГУ				
6	Caterpillar D3616	2006	5.2	
7	Caterpillar D3616	2006	5.2	
Котлоагрегаты				
1	Unimat UT-H «LOOS»	2006		333
2	Unimat UT-H «LOOS»	2006		333
3	Unimat UT-H «LOOS»	2006		333
4	Unimat UT-H «LOOS»	2006		333

Таблица 11. Краткая характеристика оборудования Чаунской ТЭЦ

Ст. №	Тип (маркировка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность эл, МВт	Паропроизводительность, т/ч	Наработка на 01.01.2016
Котлоагрегаты					
1	ТС-30	1961		30	289 525
2	Е-50-40	1992		50	133 504
3	Е-50-40	1985		50	142 571
4	ПК-50-40	1967		50	247 754
Турбоагрегаты					
1	П-5 (6)-35/5	1983	5		185 496
2	К-10 (12)-35	1980	10		158 416
3	ПТ-12-35/10М	1987	12		167 272
4	АК-1.5 (4-4)	1971	1,5		337 919
5	АК-1.5 (4-3)	1975	1,5		351 224
Дизель-генераторы					
1	15Д100	1990	1,5		4 214
2	15Д100	1990	1,5		4 113
3	15Д100	1990	1,5		3 672

В котельном отделении установлено 4 вертикально-водотрубных котла с естественной циркуляцией. Основными причинами повреждения поверхностей нагрева котлов являются длительный срок их эксплуатации и отсутствие консервации до 1996 года при длительном простое котлов в резерве.

Со 2 квартала 2014 года резко возросла повреждаемость котлоагрегатов: в 2013 году была зафиксирована 1 авария, в 2014 году – 8, а в 2015 году – уже 15. Причина – ненадлежащая работа опреснительной установки, обеспечивающей водоснабжением г. Певек и Чаунскую ТЭЦ: концентрация хлоридов в опресненной воде, при использовании воды из городского водохранилища до 2013 года составляла 7-15 мг/дм³, после ввода в эксплуатацию опреснительной установки в феврале 2013 года их содержание увеличилось до 70 мг/дм³, в 3 квартале 2013 г. содержание хлоридов в опресненной воде выросло до 190 мг/дм³, с течением времени концентрация постоянно увеличивалась до показателей в 300-320 мг/дм³. При этом, согласно утвержденных «Норм качества воды и пара при ведении водоподготовки и

водно-химического режима на ЧТЭЦ», содержание хлоридов в исходной воде не должно превышать 100 мг/дм³.

Характер повреждений нетипичен для паровых котлов: в 75% случаев – это свищи и порывы водоопускных труб, труб холодных воронок и нижней части экранов. Статистика показывает, что произошел резкий рост повреждаемости металла труб, находящихся в непосредственном контакте с водой с повышенным содержанием хлоридов.

В связи с увеличением количества аварий в 2014 и 2015 годах, химводоочистка станции была дооснащена собственной установкой обратного осмоса для снижения до нормативного содержания хлоридов в воде. В настоящий момент установка находится в работе, содержание хлоридов снижено до 2-3 мг/дм³. Повреждаемость оборудования снижена (за 10 месяцев 2016 года произошло только 2 нарушения в работе котлоагрегатов).

Турбоагрегаты работают в режиме ухудшенного вакуума. В период выполняемых ремонтов на турбоагрегатах выявлялись следующие дефекты: образование рисок на шейках валов турбин, увеличенные потолочные и поперечные масляные зазоры, уменьшение толщины баббита на колодках опорных подшипников, коррозионный точечный износ на рабочих лопатках, трещины и раковины в крышках корпусов цилиндров, увеличенные зазоры в подшипниках и концевых уплотнениях и т.д. В течение срока эксплуатации турбоагрегатов наблюдается проседание их фундаментов, что также приводит к образованию дефектов на турбинах. Оборудование турбинного отделения имеет моральный и физический износ.

Таблица 12. Краткая характеристика оборудования Эгвекинотской ГРЭС

Ст. №	Тип (маркировка)	Год ввода в эксплуатацию	Мощность эл, МВт	Паропроизводительность, т/ч	Наработка на 01.01.2016
Котлоагрегаты					
1	ЧКД-Дукла	1959, реконструкция в 1974 перевод на пылеугольное сжигание		40	169 121
2	ЧКД-Дукла	1959, реконструкция в 1974г. перевод на пылеугольное сжигание		40	161 740
3	К-50-40	1974		50	226 026
4	К-50-40	1974		50	211 780
Турбоагрегаты					
1	П 6-35/5М	2010	6		17 017
2	ПТ 12/15-35/10М	1996	12		107 375
3	К 12-35У	1973	12		242 609
Дизель-генераторы					

1	11Д100	1978	1		9 252
2	11Д100	1979	1		9 782
3	11Д100	1979	1		8 421
4	11Д100	1980	1		7 590

Таблица 13. Краткая характеристика оборудования Билибинской АЭС

Ст. №	Тип реактора	Год ввода в эксплуатацию	Мощность эл., МВт	Год продления ресурса	Срок продления ресурса
1	ЭГП-6	1974	12	2004	31.12.2018
2	ЭГП-6	1974	12	2004	27.12.2021
3	ЭГП-6	1975	12	2005	27.12.2021
4	ЭГП-6	1976	12	2006	27.12.2021

2.5. Характеристика балансов электрической энергии и мощности за последние 5 лет

Чукотский автономный округ в настоящее время является энергоизбыточным.

Потребность в электроэнергии полностью обеспечивается выработкой действующих электростанций. Отпуск в 2016 году за пределы округа в п. Черский (Республика Саха (Якутия)) составил 14,5 млн. кВт*ч, что составляет 2,2% от произведенной энергии.

Таблица 14. Баланс электрической энергии Чукотской энергосистемы за 2015 и 2016 годы

		(млн. кВт*ч)	
№	Наименование	2015 год	2016 год
1	2	3	4
	Выработка	664,8	663,9
	в том числе:		
	АО «Чукотэнерго»	245,7	229,5
	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом»-«Билибинская АЭС»	215,8	221,0
	ДЭС	202,7	213,2
	ВЭС	0,6	0,2
	Получение электроэнергии	0	0
	Электропотребление, всего	664,8	665,4
	В том числе:		
	Отпуск за пределы округа	15,3	14,5
	Собственные нужды	105,7	104,1
	Потери в электрических сетях	68,5	66,9
	Полезное потребление	475,3	478,4

Баланс мощности в энергосистеме округа в 2012-2016 годах складывался удовлетворительно со значительным фактическим резервом мощности. Собственные электростанции округа покрывают максимум нагрузки при прохождении осенне-зимнего периода.

В таблицах 15 и 16 приведены балансы мощности Анадырского и Эгвекинского энергоузлов за 2012-2016 гг.

Таблица 15. Балансы мощности Анадырского энергоузла

МВт

Наименование показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	24,2	20,5	24	24,67	20,8
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность – всего, в т.ч.	84,65	84,65	84,65	84,65	84,65
Анадырская ТЭЦ	56	56	56	56	56
Анадырская ГМТЭЦ	28,65	28,65	28,65	28,65	28,65
Ограничения установленной мощности	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Располагаемая мощность – всего, в т.ч.	68,25	68,25	68,25	68,25	68,25
Анадырская ТЭЦ	50	50	50	50	50
Анадырская ГМТЭЦ	18,25	18,25	18,25	18,25	18,25
Дефицит(-)/избыток(+) мощности	44,05	47,75	44,25	43,58	47,45
Фактический резерв мощности	44,05	47,75	44,25	43,58	47,45

Таблица 16. Балансы мощности Эгвекинотского энергоузла

МВт

Наименования показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	12	10,5	13	13,29	12,1
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность – всего, в т.ч.	34	34	34	34	34
Эгвекинотская ГРЭС	34	34	34	34	34
Ограничения установленной мощности	0	0	0	0	4
Располагаемая мощность – всего, в т.ч.	30	30	30	30	30
Эгвекинотская ГРЭС	30	30	30	30	30
Дефицит(-)/избыток(+) мощности	18	19,5	17	16,71	17,9
Фактический резерв мощности	18	19,5	17	16,71	17,9

Балансы мощности приведены на час собственного максимума энергоузлов. Установленная мощность АЭУ приведена без учета ветровой электростанции.

Таблица 17. Балансы электроэнергии Анадырского энергоузла

млн. кВт*ч

Наименование показателя	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ							
Электропотребление	124,200	123,046	122,116	123,886	118,148	120,420	115,212

ПОКРЫТИЕ							
Выработка – всего, в т.ч.	124,200	123,046	122,116	123,886	118,148	120,420	115,212
Анадырская ТЭЦ	67,745	67,029	70,58	81,015	64,002	67,968	62,333
Анадырская ГМТЭЦ	56,455	56,017	51,536	42,871	54,146	52,452	52,879
<i>ЧЧИ устан. мощности</i>							
Анадырская ТЭЦ	1210	1197	1260	1447	1143	1214	1113
Анадырская ГМТЭЦ	1971	1955	1799	1496	1890	1831	1846

Таблица 18. Балансы электроэнергии Эгвекинотского энергоузла

млн. кВт*ч							
Наименование показателя	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ							
Электропотребление	76,856	70,383	61,116	70,54	68,823	68,285	61,177
ПОКРЫТИЕ							
Выработка – всего, в т.ч.	76,856	70,383	61,116	70,54	68,823	68,285	61,177
Эгвекинотская ГРЭС	76,856	70,383	61,116	70,54	68,823	68,285	61,177
<i>ЧЧИ устан. мощности</i>							
Эгвекинотской ГРЭС	2260	2070	1798	2075	2024	2008	1799

Анализ отчетных балансов электроэнергии, приведенных в таблицах 17 и 18, указывает на их избыточность. Числа часов использования установленной или располагаемой мощности (ЧЧИ, час/год) не превышают:

- для Анадырской ТЭЦ 1113 час/год;
- для Анадырской ГМТЭЦ 1846 час/год;
- для Эгвекинотской ГРЭС 1799 час/год.

Высокая избыточность балансов отрицательно сказывается на технико-экономических показателях работы рассматриваемых энергосистем. Издержки, связанные с обслуживанием неиспользуемых избыточных мощностей, в конечном счете влияют на удорожание тарифов на электроэнергию для потребителей.

В таблице 19 приведен баланс мощности Чаун-Билибинского энергоузла.

Таблица 19. Баланс мощности Чаун-Билибинского энергоузла

МВт					
Наименования показателя	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ПОТРЕБНОСТЬ					
Максимум нагрузки	42,2	45,2	46,3	43,4	42,3
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность – всего, в т.ч.	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5
Чаунская ТЭЦ	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
Билибинская АЭС	48	48	48	48	48
Располагаемая мощность	78	78	78	78	78
Чаунская ТЭЦ	30	30	30	30	30
Билибинская АЭС	48	48	48	48	48

Дефицит(-)/избыток(+) мощности	35,8	32,8	31,7	34,6	35,7
Фактический резерв мощности	35,8	32,8	31,7	34,6	35,7

2.6. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Чукотскому автономному округу за последние 5 лет

Динамика энергоёмкости ВРП, электроёмкости ВРП, потребления электроэнергии на душу населения, а также электровооружённости труда в экономике за период 2012-2016 годов приведена в таблице 20.

Таблица 20. Основные показатели энергоэффективности Чукотского автономного округа

№ п/п	Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1.	Энергоёмкость ВРП, кг усл. топл./ тыс. рублей	15,78	14,8	11,3	10,74	10,43
2.	Электроёмкость ВРП, кВтч/ тыс. рублей	13,62	14,27	11,1	10,74	9,92
3.	Потребление электроэнергии на душу населения, тыс. кВтч/чел. в год	12,0	13,4	13,5	13,25	13,33
4.	Электровооружённость труда в экономике, тыс. кВт*ч на одного занятого в экономике	21,0	21,0	20,6	21,6	21,4

Проанализировав показатели таблицы 20, можно увидеть эффективность использования топливно-энергетических ресурсов в Чукотском автономном округе, ввиду снижения энергоёмкости валового регионального продукта (ВРП). Такое повышение энергоотдачи и снижение энергоёмкости свидетельствует об эффективном и рациональном использовании энергетических ресурсов в округе, что, в свою очередь, влияет на снижение себестоимости выпускаемой продукции в округе.

2.7. Основные характеристики электросетевого хозяйства Чукотского автономного округа

В таблицах 21 и 22 приведены основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Чукотского автономного округа. В числе показателей электросетевого хозяйства приводится сводная информация по протяжённости электрических сетей и трансформаторной мощности на территории округа.

Таблица 21. Протяженность ВЛ и КЛ по классам напряжения на 01.01.2017 года

№ п/п	Собственник объекта	Наименование	Уровень напряжения, кВ	Протяжённость км
1	2	3	4	5
В эксплуатации ОАО «Чукотэнерго»				
1.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110кВ БиАЭС - Бета	110	27,2

2.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110кВ БиАЭС - Встречный с отпайкой на ПС Тепличный комбинат	110	54,5 0,54
3.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110кВ БиАЭС - Прима с отпайкой на ПС Тепличный комбинат	110	4,27 0,58
4.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110кВ Бета - Алискерово	110	34,4
5.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110кВ Бета - Гамма	110	52,5
6.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110кВ Гамма - Комсомольский	110	282,2
7.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110кВ Встречный - Черский	110	224,7
8.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ - Южный	110	75,8
9.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110 кВ Южный - Быстрый	110	37,3
10.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110 кВ Быстрый - Комсомольский	110	16,6
11.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110 кВ Комсомольский - Майское	110	49,7
12.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110 кВ ЭГРЭС-Иультин с отпайкой на 87 км	110	179,3 4
13.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ-110 кВ ЭГРЭС-Валунистый	110	178,6
14.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ ЭГРЭС- Эгвекинот	35	8,30
16.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Прима- Центральная	35	2,14
17.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Центральная- Дымка	35	10,01
18.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Центральная.- Спорный	35	2,40
19.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Спорный-Атомка	35	5,90
20.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Дымка-Безымян	35	7,11
21.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Атомка- Кеппервеем	35	28,56
22.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Апапельгино- Яранай	35	15,60
23.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ ЧТЭЦ-Лагуна	35	5,30
24.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ ЧТЭЦ-Вега	35	3,90
25.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Вега-18 км ЧРМЗ	35	16,61
26.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Вега- Апапельгино	35	20,40
27.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Алискерово- Весёлый	35	4,41
28.	АО «Чукотэнерго»	ВЛ 35 кВ Встречный-	35	20,55

		Безымянный		
30.	Собственность Чукотского автономного округа	ВЛ и КЛ 10 - 0,4 кВ, всего	10-0,4	233,65
В эксплуатации ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз»				
31.	Собственность Чукотского автономного округа	ВЛ 35 кВ п.Угольные Копи	35	21
32.		ВЛ 35 кВ Комсомольский- Рыткучи	35	94
33.		ВЛ и КЛ 10 - 0,4 кВ, всего	10-0,4	413,92
В эксплуатации МП ЖКХ Билибинского муниципального района				
34.	Собственность Чукотского автономного округа	ВЛ и КЛ 10 - 0,4 кВ, всего	10-0,4	42,87

Таблица 22. Установленная мощность ПС по классам напряжения на 01.01.2017 года

№ п/п	Собственник объекта	Наименование	Уровень напряжения, кВ	Мощность, МВА
1	2	3	4	5
1.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС «Быстрый»	110/6	20
2.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС «Майское»	110/6	20
3.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС «Валунистый»	110/6	18,9
В эксплуатации АО «Чукотэнерго»				
4.	АО «Чукотэнерго»	ПС «87 км»	110/6	5,6
5.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 4 Тепличный комбинат	110/6	32
6.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 11 Гамма	110/6	5,6
7.	АО «Чукотэнерго»	ПС Черский	110/6	30
8.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 1 Прима	110/35/6	32
9.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 7 Алискерово	110/35/6	15,6
10.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 19 Комсомольский	110/35/6	12,6
11.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 22 Южный	110/35/6	20
12.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 32 Встречный	110/35/6	22,3
13.	АО «Чукотэнерго»	ПС «Эгвекино́т»	35/6	8,1
14.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС-1	35/6	20
15.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС-2	35/6	20
16.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС № 14 Полярная	35/0,4	0,1
17.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС «Ретранслятор Встречный»	35/0,4	0,1

18.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 2 Дымка	35/6	8
19.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 6 Весёлый	35/6	4
20.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 9 Спорный	35/6	5
21.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 25 Атомка	35/6	6,5
22.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 40 Центральная	35/6	12,6
23.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 44 Кепервеем	35/6	5
24.	АО «Чукотэнерго»	ПС-35 Безымянный	35/6	0,1
25.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 42 Вега	35/6	5,6
26.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 43 Алапельгино	35/6	2
27.	АО «Чукотэнерго»	ПС № 13 Лагуна	35/6	8
28.	Собственность Чукотского автономного округа	ГМТЭЦ	6/35	32
29.	Собственность Чукотского автономного округа	ТП 6/0,4 кВ, всего	6-0,4	95,65
В эксплуатации ГП ЧАО «Чукоткоммунхоз»				
30.	Собственность Чукотского автономного округа	2 ПС п. Угольные Копи	35/6	13
31.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС Аэропорт	35/10	12,6
32.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС Рыткучи	35/6	6,8
33.	Собственность Чукотского автономного округа	ПС 6/0,4 кВ, всего	6/0,4	104,84
В эксплуатации МП ЖКХ Билибинского муниципального района				
34.	Собственность Чукотского автономного округа	ТП 10/0,4 кВ, 6/0,4 кВ, 0,4/10 кВ, 0,4/6 кВ		8,1

В 2016 году новые электросетевые объекты в эксплуатацию не вводились, проводились ремонтные работы.

Всего 2,4% линий электропередач 35 кВ моложе 25 лет, все трансформаторы подстанций 35 кВ эксплуатируются более 25 лет. ЛЭП 110 кВ на 96,7% состоит из оборудования, находящегося в эксплуатации более 40 лет, 18,2% трансформаторов 110 кВ моложе 40 лет, но старше 25 лет, остальные трансформаторы (81,8%) находятся в эксплуатации более 40 лет. Общий износ электрических сетей 35-110 кВ Чукотского автономного округа превышает 80%.

2.8. Основные внешние связи энергосистемы Чукотского автономного округа

Энергосистема Чукотского автономного округа не имеет электрических связей с энергосистемами других субъектов Российской Федерации, режим её работы изолированный.

2.9. Объёмы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Чукотского автономного округа в 2016 году

Топливный баланс электростанций на территории Чукотского автономного округа представлен тремя видами топлива: бурым углем, природным газом и дизельным топливом.

Бурый уголь, используемый в качестве основного топлива на Анадырской ТЭЦ и Эгвекинотской ГРЭС, добывается на месторождении Анадырское ОАО «Шахта Угольная» в пос. Угольные Копи. Качество используемого угля определяется величиной теплоты сгорания, которая для данного угля составляет 4100-4200 ккал/кг. На Анадырскую ТЭЦ уголь доставляется в зимнее время (с февраля по апрель) автотранспортом по организованной ледовой переправе через Анадырский лиман (5,4 км), в период летней навигации (с июля по сентябрь) – на судах, что является более дорогим способом. Доставка угля шахты на Эгвекинотскую ГРЭС осуществляется морскими судами в период летней морской навигации. Доставка по суше не осуществляется по причине отсутствия дорожной сети между пос. Угольные Копи и пос. Эгвекинот.

Также в округе на электростанциях и котельных используется беринговский уголь и привозной уголь: зырянский (добывается в Республике Саха (Якутия)) и сахалинский.

Природный газ используется в качестве основного топлива на Анадырской ГМТЭЦ. Начиная с 2004 года природный газ добывается на Западно-Озерном газовом месторождении в Анадырском муниципальном районе. Газ доставляется на станцию по газопроводу «Западно-Озерное месторождение – Анадырь» протяженностью 103 км.

Дизельное топливо используется на Анадырских ТЭЦ и ГМТЭЦ в качестве резервного топлива, а также как основное топливо на дизельных электростанциях населенных пунктов с децентрализованным электроснабжением. Дизельное топливо на Эгвекинотской ГРЭС используется в качестве растопочного, а также как основное топливо на дизельной электростанции. Дизельное топливо доставляется в округ в навигационный период.

Потребность энергокомплекса Чукотки в топливе на производство тепловой и электрической энергии приведена в таблице 23.

Таблица 23. Потребление топлива электростанциями и котельными за 2016 год

	Всего, тыс. тонн усл. топлива*	В том числе, тыс. тонн усл. топлива		
		газ	уголь	дизельное топливо
1	2	3	4	5
Годовой расход топлива, всего	419,0	24,8	218,8	175,4
в том числе:				
Анадырская ТЭЦ	51,4		51,4	

Анадырская ГМ ТЭЦ	24,8	24,8		
Чаунская ТЭЦ	51,8		51,8	
Эгвекинотская ГРЭС	47,0		47,0	
ДЭС, котельные	163,2		56,6	106,6
Прочие	80,8		12	68,8

*без переходящего остатка

Основным видом топлива на электростанциях Чукотской энергосистемы является уголь. В 2016 году доля угля в структуре используемого электростанциями и котельными генерирующих предприятий топлива составляет 52,2%. Доля дизельного топлива составляет 41,9%. Газ используется только в промышленных целях на Анадырской ГМ ТЭЦ. Доля газа в 2016 году в структуре используемого топлива – 5,9%.

2.10. Единый топливно-энергетический баланс Чукотского автономного округа за период 2012-2016 годы

Единый топливно-энергетический баланс Чукотского автономного округа за период с 2012 по 2016 года приведён в таблице 24.

Таблица 24. Единый топливно-энергетический баланс Чукотского автономного округа за период 2012-2016 года

тыс. тонн усл. топлива							
Наименование	Год	Природный газ	Уголь	Дизельное топливо	Электроэнергия	Теплоэнергия	Всего
1	2	3	4	5	8	9	10
Произведено, всего	2012	26,8	170,6	0	74,6	171,3	443,3
	2013	22,0	184,2	0	83,5	165,0	454,7
	2014	22,6	189,4	0	81,3	161,7	455,0
	2015	26,6	187,6	0	81,6	154,9	450,7
	2016	24,8	249,5	0	81,5	140,2	496,0
Произведено, всего ТЭС	2012	0	0	0	28,5	74,0	102,5
	2013	0	0	0	31,3	70,4	101,7
	2014	0	0	0	31,3	69,8	101,1
	2015	0	0	0	30,2	68,3	98,5
	2016	0	0	0	28,2	63,2	91,4
Произведено, всего АЭС	2012	0	0	0	20,6	27,4	48,0
	2013	0	0	0	26,5	25,4	51,9
	2014	0	0	0	26,5	24,4	50,9
	2015	0	0	0	26,5	26,6	53,1
	2016	0	0	0	27,1	23,8	50,9
Произведено, всего ДЭС	2012	0	0	0	25,5	0	25,5
	2013	0	0	0	25,7	0	25,7
	2014	0	0	0	23,5	0	23,5
	2015	0	0	0	24,9	0	24,9
	2016	0	0	0	26,2	0	26,2

Произведено, всего тепла котельными	2012	0	0	0	0	69,9	69,9
	2013	0	0	0	0	69,2	69,2
	2014	0	0	0	0	67,5	67,5
	2015	0	0	0	0	60,0	60,0
	2016	0	0	0	0	53,2	53,2
Получено из-за пределов округа	2012	0	83,8	178,7	0	0	262,5
	2013	0	72,0	181,3	0	0	253,3
	2014	0	82,8	154,3	0	0	237,1
	2015	0	59,8	152,7	0	0	212,5
	2016	0	26,6	175,4	0	0	202,0
Потреблено всего (данные баланса)	2012	26,8	254,4	178,7	74,6	171,3	705,8
	2013	22,0	256,2	181,3	83,5	165,0	708,0
	2014	22,6	272,2	154,3	81,3	161,7	692,1
	2015	26,6	247,4	152,7	81,6	154,9	663,2
	2016	24,8	276,1	175,4	81,7	143,6	698,0
Промышленное производство	2012	0	0	26,4	27,1	42,5	96,0
	2013	0	0	26,8	30,3	40,9	98,1
	2014	0	0	22,8	29,5	40,1	92,4
	2015	0	0	22,6	29,6	38,4	90,6
	2016	0	0	25,9	29,7	35,6	90,3
Коммунальные, социальные и персональные услуги	2012	0	0	6,4	19,9	81,1	107,4
	2013	0	0	6,5	22,3	78,1	106,9
	2014	0	0	5,5	21,7	76,6	103,8
	2015	0	0	5,5	21,8	73,3	100,6
	2016	0	0	6,3	21,8	68,0	94,4
Транспорт и связь	2012	0	0	28,8	5,1	0	33,9
	2013	0	0	29,2	5,7	0	34,9
	2014	0	0	24,9	5,6	0	30,4
	2015	0	0	24,6	5,6	0	30,2
	2016	0	0	28,3	5,6	0	33,8
Сельское хозяйство	2012	0	0	0	5,2	0	5,2
	2013	0	0	0	5,8	0	5,8
	2014	0	0	0	5,7	0	5,7
	2015	0	0	0	5,7	0	5,7
	2016	0	0	0	5,7	0	5,7
Прочие отрасли экономики	2012	0	12,9	8,5	10,7	47,7	79,8
	2013	0	12,0	8,6	12,0	45,9	78,5
	2014	0	12,0	7,3	11,7	45,0	76,0
	2015	0	12,0	7,3	11,7	43,1	74,1
	2016	0	12,0	8,3	11,7	40,0	71,1
Производство электро- и теплоэнергии ТЭС	2012	26,8	150,7	0	0	0	177,5
	2013	22,0	165,8	0	0	0	187,8
	2014	22,6	162,4	0	0	0	185,0
	2015	26,6	152,8	0	0	0	179,4

	2016	24,8	150,2	0	0	0	175,0
Производство электроэнергии дизельными электростанциями	2012	0	0	108,6	0	0	108,6
	2013	0	0	110,2	0	0	110,2
	2014	0	0	93,8	0	0	93,8
	2015	0	0	92,8	0	0	92,8
	2016	0	0	106,6	0	0	106,6
Производство тепла электродвигателями	2012	0	0	0	6,6	0	6,6
	2013	0	0	0	7,4	0	7,4
	2014	0	0	0	7,2	0	7,2
	2015	0	0	0	7,2	0	7,2
	2016	0	0	0	7,2	0	7,2
Производство тепла котельными	2012	0	80,6	0	0	0	80,6
	2013	0	75,5	0	0	0	75,5
	2014	0	75,5	0	0	0	75,5
	2015	0	69	0	0	0	69,0
	2016	0	56,6	0	0	0	56,6
Переходящий остаток угля	2012	0	10,1	0	0	0	10,1
	2013	0	2,9	0	0	0	2,9
	2014	0	22,3	0	0	0	22,3
	2015	0	13,6	0	0	0	13,6
	2016	0	57,3	0	0	0	57,3

3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Чукотского автономного округа

В настоящее время электроснабжение потребителей округа осуществляется от централизованных и автономных энергоисточников. Централизованное электроснабжение обеспечивается в Анадырском муниципальном районе, ГО Эгвекинот, ГО Певек и Билибинском муниципальном районе. В этих районах работают 4 электростанции АО «Чукотэнерго»: Анадырская ТЭЦ, Анадырская газомоторная ТЭЦ, Эгвекинотская ГРЭС и Чаунская ТЭЦ, а также Билибинская АЭС, входящая в структуру АО «Концерн Росэнергоатом». Суммарная установленная мощность 201,2 МВт.

В системе централизованного электроснабжения потребителей существует ряд проблем.

Основной проблемой в системе централизованного электроснабжения потребителей является низкая загрузка существующих мощностей.

Отчетные балансы мощности и электроэнергии в отчетном периоде 2012-2016 гг. складывались избыточно. Высокая избыточность балансов отрицательно сказывается на технико-экономических показателях работы энергосистемы. Издержки, связанные с обслуживанием неиспользуемых избыточных мощностей, в конечном счете влияют на удорожание тарифов на электроэнергию для потребителей.

Тарифы на электрическую энергию в округе являются самыми высокими среди субъектов Российской Федерации.

Средний тариф на отпускаемую Билибинской АЭС электрическую энергию (мощность) в сети энергосистемы Чукотского автономного округа за период 2010-2015 гг. составил 12,08 руб./кВт*час.

Это обусловлено особенностями работы атомной станции в особых экономических и технологических условиях – в изолированной энергосистеме с ограниченным кругом потребителей и отсутствием возможности поставки электроэнергии (мощности) в другие регионы страны. И, как следствие, осуществление работы атомной станции не на полной загрузке.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» были одобрены основные направления реформирования электроэнергетики Российской Федерации, в соответствии с которыми должна была быть обеспечена ликвидация перекрестного субсидирования различных регионов страны и групп потребителей электроэнергии.

Ввиду реализации на оптовом рынке принципа полного прекращения перекрестного субсидирования в силу требования действующего законодательства гарантирование достаточного размера денежных средств, обеспечивающего безопасную и устойчивую работу Билибинской АЭС в соответствии с требованиями статьи 34 Федерального закона от 21 ноября 1995 года №170-ФЗ «Об использовании атомной энергии», за счет выручки других АЭС (выручки, полученной от других потребителей Российской Федерации), стало невозможно.

В связи с этим, для регулируемых организаций, осуществляющих свою деятельность на розничных рынках электроэнергии, был изменен порядок тарификации с установлением для таких организаций отдельных тарифов на электроэнергию, полномочия по установлению которых были переданы в исполнительный орган субъекта Российской Федерации.

Так, начиная с 2007 года, Билибинская АЭС была выведена на отдельное тарифное регулирование, а полномочия по установлению тарифов были возложены на Комитет государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа.

Учитывая, что сумма оплаты за потребленную электроэнергию (мощность), получаемую от потребителей по установленным тарифам, не покрывает в полном объеме экономически обоснованные расходы атомной станции, учтенные Комитетом государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа при тарифном регулировании, ежегодно, начиная с 2007 года, из федерального бюджета предоставляется субсидия на ликвидацию межтерриториального перекрестного субсидирования в электроэнергетике, которая в дальнейшем направляется для взаиморасчетов между Билибинской АЭС и АО «Чукотэнерго» для покрытия разницы между тарифами, установленными для конечных потребителей и экономически обоснованным тарифом на производство электрической энергии (мощности).

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 7 ноября 2008 года № 819 «О предоставлении субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации на ликвидацию межтерриториального перекрёстного субсидирования в электроэнергетике» ежегодно, до 2013 года включительно, Чукотскому автономному округу предоставлялась субсидия из средств федерального бюджета, с учётом которой устанавливались тарифы на электрическую энергию для потребителей округа.

За период 2007-2013 гг. объем средств, выделенный из федерального бюджета на покрытие разницы в тарифах для конечных потребителей и производителя электроэнергии (мощности), составил 6,8 млрд. рублей. Динамика изменения тарифов на электрическую энергию и мощность, а также динамика субсидирования тарифов Билибинской АЭС отражена в таблице 25.

Таблица 25. Динамика изменения тарифов на электрическую энергию и мощность, а также динамика субсидирования тарифов Билибинской АЭС

Годы	Среднегодовой тариф на электроэнергию (мощность), тыс. руб./МВт*час (без НДС)		
	Тариф, установленный для Билибинской АЭС	В том числе	
		За счет средств федерального и регионального бюджетов	За счет средств потребителя (учитывается в тарифах для потребителя)
2007	11,19	8,11	3,08
2008	10,90	7,45	3,45
2009	11,15	7,36	3,79
2010	11,55	7,62	3,93
2011	12,30	7,47	4,83
2012	12,14	6,96	5,18
2013	11,79	6,96	4,83

В случае одномоментного прекращения субсидирования и установления тарифа на электрическую энергию филиалу АО «Концерн Росэнергоатом» Билибинская атомная станция на экономически обоснованном уровне рост среднего тарифа для потребителей округа составит порядка 160% и достигнет уровня 18 рублей за 1 кВт*ч, в том числе для потребителей АО «Чукотэнерго» на низком напряжении - уровня 20 рублей за 1 кВт*ч.

Во избежание негативных последствий для социально-экономического развития округа, в 2014 году тариф для Билибинской АЭС установлен в размере 6,18 руб./кВт*ч, что составляет менее 50% экономически обоснованного уровня. Федеральной службой по тарифам определена экономическая обоснованность не учтенных в тарифах Билибинской АЭС расходов в размере 1063,0 млн. рублей. Во исполнение поручения Председателя Правительства Российской Федерации Д.А. Медведева от 28.02.2013 № ДМ-П9-1299 и протокола совещания под руководством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации – полномочного представителя

Президента Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе Ю.П. Трутнева от 26.09.2014 № ЮТ-П7-35пр, по решению заседания трёхсторонней комиссии по вопросам межбюджетных отношений от 11 ноября 2014 года выделена дотация на поддержку мер по обеспечению сбалансированности бюджета Чукотского автономного округа в объёме 1063,0 млн. рублей на субсидирование тарифов на электроэнергию для потребителей.

Объём дотации для округа был определен исходя из размера экономически обоснованных расходов в соответствии с приказом ФСТ России с учетом расходов, учтенных Комитетом государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа в тарифных решениях на 2014 год.

По результатам данных мероприятий, тариф на электроэнергию (мощность), производимую Билибинской АЭС, был установлен с соблюдением принципов ценообразования в сфере электроэнергетики на экономически обоснованном уровне в размере 12,97 руб./кВт*час.

Также в 2015 году из федерального бюджета выделена дотация на поддержку мер по обеспечению сбалансированности бюджета Чукотского автономного округа в объёме 668,7 млн. рублей на субсидирование тарифов на электроэнергию для потребителей. В 2016 году из бюджета Чукотского автономного округа выделена субсидия на возмещение части расходов по приобретенной в 2015 году электрической энергии (мощности) в сумме 394,3 млн. руб.

Однако проблема резкого роста тарифов на электрическую энергию для потребителей Чукотского автономного округа и сохранение мер, направленных на устойчивое функционирование субъектов электроэнергетики, с привлечением средств из федерального бюджета в целях предотвращения резкого роста цен (тарифов) на электрическую энергию, остаётся актуальной и в последующие годы.

В период с 2019 года возникает проблема энергообеспечения Чаун-Билибинского энергоузла. Билибинская АЭС – единственный источник тепла для системы теплоснабжения г. Билибино, а также является системообразующим источником электроэнергии в изолированной Чаун-Билибинской энергосистеме. В 2018 году планируется останов для вывода из эксплуатации энергоблока №1 Билибинской АЭС.

АО «Концерн Росэнергоатом» разработало комплексный план мероприятий по подготовке Билибинской АЭС к выводу из эксплуатации с поэтапным остановом всех энергоблоков к 2022 году. При останове всех энергоблоков станции потребуется замещение выбывающих мощностей Билибинской АЭС. Таким образом, к этому времени должна быть сформирована обновленная энергосистема Чаун-Билибинского энергорайона, т.е. основным направлением развития Чаун-Билибинского энергоузла должно стать формирование новой конфигурации энергосистемы Чаун-Билибинского энергоузла.

В энергорайоне существует перспектива развития и многократного увеличения электропотребления за счёт развития добычи полезных ископаемых (крупнейшее – месторождение Песчанка). Ожидается рост электропотребления

к 2035 году более чем в 4 раза. Основной прирост потребности в электроэнергии будет происходить в Билибинском районе за счёт развития предприятий на перспективной Баимской площади, в том числе Баимский ГОК (20 МВт), Кекура (16 МВт), Бургахчан (30-60 МВт). В Чаунском районе – Пыркаайский ГОК (20-25 МВт) (месторождение Штокверковое), предприятия на месторождении Майское (17 МВт), Утэвеемский участок (10 МВт).

Основной проблемой энергоснабжения изолированных потребителей является высокая степень физического износа производственного оборудования ДЭС и распределительных линий электропередачи.

4. Основные направления развития электроэнергетики Чукотского автономного округа

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Чукотского автономного округа

Энергетическая безопасность и социально-экономическое развитие Чукотского автономного округа – основная цель развития электроэнергетики округа.

Задачи развития электроэнергетики округа:

- реконструкция и сооружение генерирующих источников;
- развитие инфраструктурных объектов общего пользования (электрических и тепловых сетей);
- развитие рыночных отношений в конкурентных видах энергетической деятельности;
- максимальное использование существующих энергоисточников с их реконструкцией и модернизацией;
- повышение эффективности энергопотребления.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности по отдельным частям энергосистемы.

Основными узлами нагрузки Чукотского автономного округа являются Чаун-Билибинский энергоузел, Анадырский энергоузел и Эгвекинотский энергоузел.

Анадырский и Эгвекинотский энергоузлы

Анадырская ТЭЦ обеспечивает электрической и тепловой энергией городской округ Анадырь, а также по подводному кабельному переходу 35 кВ – левый берег Анадырского лимана, п. Угольные Копи, Аэропорт Анадырь (Угольный). Установленная и располагаемая мощность Анадырской ТЭЦ соответствует проектной. Одним из существенных минусов работы станции является высокое потребление собственных нужд до 4 МВт.

В летний период станцию останавливают, в работе находится Анадырская ГМТЭЦ, расположенная рядом с Анадырской ТЭЦ. В отопительный период Анадырская ТЭЦ работает в режиме минимальных нагрузок.

Установленная электрическая мощность Анадырской ГМТЭЦ – 28,7 МВт. В состав ГМ ТЭЦ входят 5 энергетических модулей с газовым двигателем «Caterpillar» G 3616 и электрогенератором единичной мощностью 3,65 МВт; 2 энергетических модуля с дизельным двигателем «Caterpillar» G 3516 и электрогенератором единичной мощностью 5,2 МВт, 4 теплофикационных жаротрубных котла UNIMAT UT-H фирмы “LOOS”, тепловой единичной мощностью 18,2 МВт.

Эгвекинотский энергоузел расположен на территории муниципального образования городской округ Эгвекинот. В составе Эгвекинотского энергоузла работает один объект генерации - Эгвекинотская ГРЭС. Эгвекинотская ГРЭС введена в эксплуатацию в 1959 году. Электрической энергией от Эгвекинотской ГРЭС обеспечиваются посёлки Эгвекинот, Озёрный, Амгуэма, Дорожный, Валунистый; теплотенергией – п. Эгвекинот и п. Озёрный. Установленная электрическая мощность Эгвекинотской ГРЭС составляет 34 МВт, тепловая – 92 Гкал/ч.

На балансе Эгвекинотской ГРЭС находится линия ВЛ 110 кВ ЭГРЭС-Иультин с отпайкой на 87 км. Для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей и снижения аварийности планируется поэтапное восстановление указанной линии.

В связи с наличием фактического резерва мощности в Анадырском энергоузле целесообразным является объединение Анадырского и Эгвекинотского энергоузлов.

Для этого планируется строительство ПС 110 кВ Анадырская на левом берегу Анадырского лимана, межсистемной ВЛ 110 кВ Анадырская ТЭЦ - Валунистый с СКРМ и реконструкция ПС Валунистый.

В случае развития золоторудного месторождения «Туманная площадь» с прогнозной нагрузкой порядка 37 МВт, потребуется реализация следующих мероприятий:

- строительство РУ 110 кВ в г. Анадырь и КВЛ 110 кВ Анадырская ТЭЦ– Анадырская;
- строительство блочно-модульной ТЭЦ установленной мощностью не менее 25 МВт в п. Эгвекинот;
- строительство ВЛ 110 кВ Иультин-Туманная площадь;
- реконструкция ВЛ 110 кВ ЭГРЭС-Иультин.

Оценка покрытия потребности в мощности для объединенных энергоузлов приведена в таблице 26.

Таблица 26. Баланс мощности Анадырского и Эгвекинотского энергоузлов при совместной работе

Наименование показателя	ЭГРЭС в эксплуатации		ЭГРЭС выведена из эксплуатации	
	2019 (год ввода в эксплуатацию межсистемной ВЛ)	2021(при подключении Туманной площади)	2020	2021 (при подключении Туманной площади)

Максимум нагрузки	38	80	41	78
Установленная мощность – всего, в т.ч.	118,65	118,65	84,65	84,65
Анадырская ТЭЦ	56	56	56	56
Анадырская ГМТЭЦ	28,65	28,65	28,65	28,65
Эгвекинотская ГРЭС	34	34	0	0
Ограничения установленной мощности	20,4	26,4	22,2	22,2
Располагаемая мощность – всего, в т.ч.	98,25	98,25	68,25	68,25
Анадырская ТЭЦ	50	50	50	50
Анадырская ГМТЭЦ	18,25	18,25	18,25	18,25
Эгвекинотская ГРЭС	30	30	0	0
Нормативный резерв	25	25	25	25
Дефицит(-)/избыток(+) мощности	35,25	-6,75	2,25	-34,75

По результатам расчета балансов мощности видно, что в случае вывода из эксплуатации Эгвекинотской ГРЭС в объединенном энергоузле имеется незначительный избыток мощности, которого недостаточно для возможного увеличения нагрузки существующих и подключения новых потребителей.

Чаун-Билибинский энергоузел

В период до 2021 года основными генерирующими объектами в Чаун-Билибинском энергоузле остаются Билибинская АЭС и Чаунская ТЭЦ. В период с 2019 по 2021 годы начинают выводиться из эксплуатации энергоблоки Билибинской АЭС, а впоследствии и мощности Чаунской ТЭЦ (после 2025 года), и к 2022 году в Чаун-Билибинском энергоузле выбывают все основные генерирующие мощности.

В рамках инвестиционного проекта АО «Концерн «Росэнергоатом» ведётся сооружение плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) на базе плавучего энергоблока «Академик Ломоносов» с реакторными установками КЛТ-40С. Учитывая необходимость замещения выбывающих мощностей Билибинской АЭС, принято решение о размещении ПАТЭС в г. Певеке (70 МВт). Ввод в эксплуатацию – 2019 год.

В таблице 27 представлен прогноз баланса электроэнергии и мощности Чаун-Билибинского энергоузла.

Таблица 27. Прогноз баланса электроэнергии и мощности Чаун-Билибинского энергоузла

№ п/п	наименование		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. Располагаемая мощность объектов генерации																		
	БиАЭС	МВт	48	48	48	48	36	36	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ЧТЭЦ	МВт	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0
	ПАТЭС	МВт	0	0	0	0	0	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0
	Энергоцентр г. Билибино	МВт	0	0	0	0	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	Новая ТЭЦ в Певеке	МВт	0	0	0	0	0	0	0	12	12	12	12	48	48	48	48	48
	ИТОГО:	МВт	78	78	78	78	90	160	160	136	136	136	136	142	142	142	142	72
2. Нагрузка																		
	СН БиАЭС	МВт	5,7	5,6	7,2	7,2	5,4	5,4	5,4	2,3	2,3	2,3	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	СН ЧТЭЦ	МВт	2,7	2,6	4,5	4,5	4,5	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	СН ПАТЭС	МВт	0	0	0	0	1,5	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	0
	СН Энергоцентра г. Билибино	МВт	0	0	0	0	1,2	1,2	1,2	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
	СН новой ТЭЦ в Певеке	МВт	0	0	0	0	1	1	1	3	3	3	3	6	6	6	6	6
	Потребители ЧБЭУ (с потерями в сетях)	МВт	35,00	34,1	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
	Месторождения Кекура от ЧБЭУ	МВт	0	0	0	12,8	12,8	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	Месторождения БаимГОК от ЧБЭУ	МВт	0	0	0	0,9	15	15	15	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Потери в линии ВЛ 110 кВ Билибино -Песчанка с отпайкой на ПС Кекура	МВт	0,00	0,00	0,21	1,1	1,1	1,1	1,2	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
	ИТОГО:	МВт	43,4	42,3	46,7	60,61	77,5	85,1	85,2	92,65	92,65	92,65	92,65	92,65	91,85	91,85	91,85	84,75
3. Нормативный резерв мощности																		
	Резерв одного самого мощного блока	МВт	12	12	12	12	12	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	4
	Избыток (+)/ Дефицит (-)	МВт	34,6	35,7	19,3	5,39	0,5	39,9	39,8	8,35	8,35	8,35	8,35	15,15	15,15	15,15	15,15	-24,75

Суммарные электрические нагрузки в Чаунском и Билибинском районах возрастут к 2030 году по сравнению с существующим уровнем почти в 2 раза и достигнут 77,74 МВт в основном за счёт строительства горно-обогатительных предприятий на месторождениях Кекура и на Баимской площади. Основной прирост нагрузок будет обеспечивать Баимский ГОК, в районе размещения которого в настоящее время отсутствует какая-либо инфраструктура. По условиям лицензии начало промышленного освоения крупнообъёмного комплексного медно-порфирового месторождения Песчанка намечено на 2024 год.

Изучение месторождения Песчанка, в рамках лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу цветных и благородных металлов в пределах Баимской рудной зоны, ведёт с 2008 года ООО «ГДК Баимская». Проектная мощность горно-добывающего предприятия Баимской рудной зоны - 30 млн. т руды в год. Товарный продукт горно-добывающего предприятия – медный и молибденовый концентраты. Ежегодное производство в концентратах составит: меди - 180-200 тыс. т., золота – до 9 т, а также молибден, серебро, рений, селен, теллур, платина, палладий и другие попутные металлы. Возможный вариант развития Баимской рудной зоны предусматривает организацию полного цикла, включающего в себя глубокую переработку сырья и получение в качестве конечного продукта катодной меди. В 2011 году подготовлено технико-экономическое обоснование временных разведочных кондиций по месторождению Песчанка, которое является разведанной частью Баимской площади с утверждёнными запасами. Согласно ТЭО на месторождении предполагается строительство горно-обогатительного комбината, ввод в действие которого возможен в 2025 году.

Кроме того, в рассматриваемой перспективе возможно появление новых потребителей в сфере добычи полезных ископаемых – Пыркакайского ГОКа (20-25 МВт), Утэвеемского участка (10 МВт).

4.3. Условия и направления развития электроснабжения в энергоузлах

В Анадырском и Эгвекинотском энергоузлах низкая нагрузка генерирующих мощностей, при этом в Анадырском энергоузле наиболее низкий экономический обоснованный тариф на электроэнергию за счёт выработки ГМТЭЦ на местном природном газе.

Предполагается поэтапная реализация проекта по реконструкции двух котлоагрегатов Анадырской теплоэлектроцентрали (АТЭЦ) с целью перевода на комбинированное сжигание природного газа Западно-Озерного месторождения и твердого топлива. Реализация 1 Этапа планируется в краткосрочной перспективе (2018 год).

Поскольку, начиная с 2018 по 2021 годы, энергоблоки Билибинской АЭС будут остановлены для вывода их из эксплуатации, а впоследствии и Чаунской ТЭЦ, после 2025 года в Чаун-Билибинском энергоузле выбывают все основные генерирующие мощности, возникает проблема электроснабжения всех потребителей, расположенных в Чаунском и

Билибинском районах. В случае принятия решения о продлении срока службы Чаунской ТЭЦ, вывод из эксплуатации оборудования ЧТЭЦ будет осуществлен после 2025 года.

Для замещения выбывающих электрических мощностей Билибинской АЭС необходимо реализовать строительство ПАТЭС. Данный объект позволит частично заместить существующие потребности в электрической энергии и мощности Чаун-Билибинского энергоузла, а также обеспечит замещение выработки тепловой энергии Чаунской ТЭЦ для г. Певека. Реализация титула «Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек-Билибино» позволит обеспечить выдачу мощности ПАТЭС из г. Певека до г.Билибино.

При этом необходимо учесть следующие факторы:

- режимы работы ПАТЭС, подразумевающие заводской ремонт каждые 10-12 лет сроком выполнения до 18 месяцев, а также периодические остановки на месяц энергоблоков для проведения перезагрузки топлива;

- прирост потребности в электроэнергии за счет развития добычи полезных ископаемых – Пыркаайский ГОК (20-25 МВт), Утэвеемский участок (10 МВт).

Для покрытия возрастающих нагрузок в ЧБЭУ необходимо строительство ДЭС в г. Билибино установленной мощностью не менее 24 МВт, и ТЭС в г. Певеке, установленной мощностью не менее 48 МВт для замещения выбывающей мощности ЧТЭЦ.

В целях замещения тепловой мощности Билибинской АЭС планируется реализация проекта по сооружению дизельной котельной в г. Билибино (с тепловой мощностью не менее 45 Гкал/час).

4.4. Перечень планируемых к строительству и реконструкции, выводу из эксплуатации генерирующих мощностей Чукотского автономного округа на 5-летний период

В период 2017-2019 годов запланированы работы по реконструкции с переводом на комбинированное сжигание газообразного топлива и угля одного котлоагрегата Анадырской теплоэлектроцентрали (АТЭЦ) для энергоснабжения потребителей Анадырского энергоузла. В состав проекта также входят работы по строительству внутристанционного газопровода и установке газораспределительного пункта блочного (ГРПБ).

ООО «Сибнефть Чукотка» реализуется проект по строительству газопровода АГРС-АТЭЦ.

В Чаун-Билибинском энергоузле планируется:

- в период с 2018 г. по 2021 г. - вывод из эксплуатации энергоблоков Билибинской АЭС: в 2018 г. – останов для вывода из эксплуатации энергоблока № 1, 2021 г. – останов для вывода из эксплуатации энергоблоков № 2,3,4 (информация Госкорпорации «Росатом» от 08.04.2016 г. № 1-8/13354);

- в 2019 году – ввод плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС) 70 МВт со строительством береговых гидротехнических сооружений в г. Певеке;

- после 2025 года – вывод из эксплуатации Чаунской ТЭЦ;

- к 2019 г. – строительство энергоисточника в г. Билибино с внеплощадной инфраструктурой, установленной мощностью не менее 24 МВт;

- к 2021 г.- строительство отопительной котельной в г. Билибино, тепловой мощностью 45 Гкал/час;

- с 2022 года – сооружение дополнительных источников генерации в Чаун-Билибинском энергоузле.

4.5. Прогноз развития энергетики Чукотского автономного округа на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

Рассматривая ветроэнергетику как альтернативный способ электрообеспечения малых населённых пунктов, не связанный с использованием горюче-смазочных материалов, Правительство Чукотского автономного округа реализовало на территории округа проект по строительству ветроэлектростанции. С 2002 года в Анадырском районе на Мысе Обсервации в эксплуатации находится ветроэлектростанция Чукотская ВЭС-1 мощностью 2,5 МВт, на которой установлено 10 ветроагрегатов АВЭ-250 единичной мощностью 250 кВт.

Опыт эксплуатации первой Чукотской ветроэлектростанции показал возможность использования этого вида энергоресурса в условиях севера, однако современные ценовые условия не позволяют сделать однозначный вывод о достаточно высокой экономической эффективности проектов сооружения ВЭС в населённых пунктах округа.

В связи с чем, в рамках реализации мероприятий подпрограммы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» Государственной программы «Поддержка жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Чукотского автономного округа на 2014-2018 годы», утверждённой Постановлением Правительства Чукотского автономного округа от 21 октября 2013 года № 403, в 2014 году выполнены научно-исследовательские работы по обоснованию инвестиций в строительство ветродизельного комплекса в селе Лаврентия Чукотского муниципального района.

4.6. Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше

«Узким местом» в электрической сети 110 кВ является износ ВЛ-110 кВ Певек-Билибино Чаун-Билибинского энергоузла. ВЛ-110 кВ Певек-Билибино находится в эксплуатации с 1962 года, морально и физически изношена вследствие выработки нормативного срока службы. Опоры линии

деревянные, установлены на деревянных приставках. Разделение ЧБЭУ на части при аварийных отключениях ВЛ на транзите Певек-Билибино приводит к перерывам электроснабжения потребителей и к снижению надежности работы энергоузла.

АО «Чукотэнерго» ежегодно проводится реконструкция ВЛ-110 кВ «Гамма-Комсомольский» (в 2015 году выполнены работы по реконструкции перехода ВЛ через р. Паляваам в части выноса и укрепления опор на участках коренного грунта и установки ледорезов, установлено 4 АП-образные опоры, введен в эксплуатацию участок ВЛ длиной 0,8 км).

Выполнение работ по реконструкции в значительной мере осложнено отсутствием специализированных подрядных организаций на территории Чукотского АО и отсутствием специализированной спецтехники и оборудования в пользовании филиала АО «Чукотэнерго» Северные электрические сети для выполнения работ собственными силами.

4.7. Перечень электросетевых объектов напряжением 35-110 кВ и выше, рекомендуемых к строительству, реконструкции и вводу, в том числе для устранения «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ

В период 2016-2020 гг. в Чаун-Билибинском энергоузле намечается проведение следующих мероприятий:

- 1) для обеспечения выдачи мощности ПАТЭС:
 - строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Певек-Билибино, со сроком строительства первого этапа в 2019 году, второго в 2021 году;
 - строительство портала 110 кВ на участке ВЛ-110 кВ «ЧТЭЦ-Южный», строительство кабельной линии 35 кВ на участке ВЛ-35 кВ «ЧТЭЦ-Вега», строительство порталов воздушно-кабельных переходов на участке ВЛ 35 кВ ЧТЭЦ-Вега;
 - строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ «Береговая-Южный»;
- 2) для обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей Чаун-Билибинского энергоузла:
 - мероприятия по поддержанию функционирования Чаунской ТЭЦ до 2025 года включительно;
 - реконструкция ОРУ 110/35 Чаунской ТЭЦ с установкой КРУН 6 кВ, строительство РУ 35/10 кВ и распределительных электрических сетей 35,10 и 0,4 кВ ГО Певек с заменой трансформаторов и оборудования ТП (за 2025 годом);
 - реконструкция существующей ВЛ-110 кВ «Певек-Комсомольский-Билибино»;
 - реконструкция ПС 110 кВ Комсомольский, ПС-22 «Южный», П/П «Бета».
 - строительство РП в г. Билибино с перезаводом существующих и подключением перспективных ВЛ;
- 3) для обеспечения электроснабжения новых потребителей – месторождения Кекура и Баимского ГОКа:

- сооружение ВЛ 110 кВ Билибино – Песчанка» I цепь с отпайкой на ПС Кекура;

- подключение перспективной ВЛ 110 кВ Билибино-Печанка I цепь с отпайкой на ПС Кекура к существующей ВЛ 110 кВ БиАЭС-Прима с отпайкой на Тепличный комбинат;

- сооружение двух ВЛ 220 кВ «Песчанка-ПП-Омсукчан» (передача мощности в объеме 220 МВт из энергосистемы Магаданской области).

Частный инвестор ООО «ГДК Баимская» начал инвестировать в проектирование Энергомоста – ВЛ 220 кВ «Песчанка-Омсукчан». По данному проекту ведется совместная работа с Правительством Магаданской области. Компании-собственники лицензий на золоторудное месторождение «Кекура» и крупное меднопорфировое месторождение «Песчанка» инвестируют в проектирование собственных потребительских подстанций.

Рассматривается целесообразность и техническая возможность сооружения ВЛ 110 кВ Анадырская ТЭЦ – Беринговский с ПС Беринговская и строительством РУ 110 кВ на Анадырской ТЭЦ для обеспечения электроснабжения Беринговского угольного месторождения.

В Эгвекинотском энергоузле намечается проведение следующих мероприятий:

1) для оптимизации схемы энергообеспечения г.Анадыря, Анадырского района и городского округа Эгвекинот - строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Анадырская - Валунистый, ПС 110 кВ Анадырская с реконструкцией ПС 110 кВ Валунистый;

2) при условии развития месторождения «Туманное», необходимо выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Эгвекинотская ГРЭС – Иультин с отпайкой на ПС 87 км и строительство ВЛ 110 кВ Иультин - Туманное со строительством ПС.

4.8. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Чукотского автономного округа.

В схемах теплоснабжения обосновывается необходимость и экономическая целесообразность проектирования и строительства новых, расширения и реконструкции существующих источников тепловой энергии и тепловых сетей, средств их эксплуатации и управления с целью обеспечения энергетической безопасности, развития экономики поселения и надежности теплоснабжения потребителей.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждению» органы местного самоуправления муниципальных образований Чукотского автономного округа начали работу по разработке схем теплоснабжения.

Разработка схемы теплоснабжения городского округа Анадырь, а также населённых пунктов (г. Билибино, г. Певек, пгт Эгвекинот, пгт Провидения), в теплоснабжении которых участвуют источники

комбинированной выработки (ТЭЦ, ГРЭС, АЭС, и др.), планируется в рамках разработки программ комплексного развития населённых пунктов (далее - ПКР). Разработка ПКР планируется в 2016–2017 годах в рамках реализации мероприятий подпрограммы «Комплексное развитие коммунальной инфраструктуры» Государственной программы «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и водохозяйственного комплекса Чукотского автономного округа на 2016-2020 годы», утверждённой Постановлением Правительства Чукотского автономного округа от 29 февраля 2016 года № 92.

Постановлением Правительства Чукотского автономного округа от 29 февраля 2016 года № 92 утверждена Государственная программа «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и водохозяйственного комплекса Чукотского автономного округа на 2016-2020 годы» (далее - Программа), Программа содержит подпрограмму «Комплексное развитие коммунальной инфраструктуры» (далее - Подпрограмма).

В рамках вышеуказанной Подпрограммы в 2016-2017 годах предусмотрены следующие мероприятия:

1) выполнение научно-исследовательских работ по теме «Разработка проекта программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры городского поселения Билибино», включая разработку перспективных схем развития отдельных систем и комплексов коммунальной инфраструктуры (электроснабжения, теплоснабжения и горячего водоснабжения, водоснабжения и водоотведения, обращения ТБО), реализация мероприятия в 2016 году;

2) выполнение научно-исследовательских работ по теме «Разработка проекта программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры городского поселения Певек», включая разработку перспективных схем развития отдельных систем и комплексов коммунальной инфраструктуры (электроснабжения, теплоснабжения и горячего водоснабжения, водоснабжения и водоотведения, обращения ТБО), реализация мероприятия в 2016 году;

3) выполнение научно-исследовательских работ по теме «Разработка проекта программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры городского округа Анадырь», реализация мероприятия в 2016 году;

4) выполнение научно-исследовательских работ по теме «Разработка проекта программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры городского округа Эгвекинот», реализация мероприятий планируется на 2017 год;

5) выполнение научно-исследовательских работ по теме «Разработка проекта программы комплексного развития коммунальной инфраструктуры Провиденского городского округа», реализация мероприятий планируется на 2017 год.

В рамках выполнения вышеуказанных мероприятий предусмотрена разработка схем теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения данных муниципальных образований.

4.9. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Чукотского автономного округа

В целях обеспечения надёжной работы коммунальной инфраструктуры, бесперебойного тепло-, электроснабжения, поставки других коммунальных услуг организациями ЖКХ на территории округа в рамках подпрограммы «Государственная поддержка жилищно-коммунального хозяйства» Государственной программы «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и водохозяйственного комплекса Чукотского автономного округа на 2016-2020 годы» предусмотрены на 2016 год субсидии на выполнение ремонтных работ на объектах коммунальной инфраструктуры в рамках подготовки к работе в зимних условиях в общей сумме 240 млн. рублей, из них для предоставления субсидий государственным предприятиям ЖКХ – 120 млн. рублей, для предоставления субсидий муниципальным предприятиям ЖКХ – 120 млн. рублей. На 2017-2020 годы предусмотрено по 240 млн. рублей на каждый год планового периода, из них по 120 млн. рублей для предоставления субсидий государственным предприятиям ЖКХ и по 120 млн. рублей для предоставления субсидий муниципальным предприятиям ЖКХ.

Программой предусмотрена замена выработавших свой ресурс котлоагрегатов на современные, замена аварийных труб теплотрасс на трубы с энергоэффективной тепловой изоляцией.

Реализация этих мер должна обеспечить уменьшение базового объёма потребления твёрдого топлива и сокращению потерь тепловой энергии при её транспортировке до потребителя.

4.10. Предложения по газификации энергообъектов ГО Анадырь

В настоящее время на территории округа разрабатывается Западно-Озерное газовое месторождение. Газ используется исключительно в промышленных целях. В связи с большой удалённостью потенциальных потребителей от месторождения и газопровода единственным потребителем является Анадырская газомоторная теплоэлектроцентраль.

Компанией ООО «Сибнефть Чукотка» разработана проектно-сметная документация и осуществляется строительство газопровода высокого давления от Западно-Озерного месторождения до границ Анадырской ТЭЦ, с установкой АГРС в г. Анадырь.

АО «Чукотэнерго» в период 2015-2017 год разработана проектно-сметная документация и получено положительное заключение Главгосэкспертизы по титулу «Газификация Анадырской ТЭЦ, в т.ч. ПИР».

В рамках титула учитывается поэтапная реализация проекта по реконструкции двух котлоагрегатов Анадырской ТЭЦ с целью перевода на комбинированное сжигание природного газа Западно-Озерного месторождения и твёрдого топлива.

Реализация 1 Этапа планируется в период 2017-2018 гг. и включает следующие мероприятия:

- реконструкция котлоагрегата БКЗ 160-100-2 ст. № 2 под комбинированное сжигание угля и природного газа;
- строительство газопроводов высокого и среднего давления с установкой газораспределительного пункта полной заводской готовности.

Срок реализации 2 Этапа, включающего реконструкцию котлоагрегата БКЗ 160-100-2 ст. №1 под комбинированное сжигание угля и природного газа, будет определен при изыскании источников финансирования.

Реализация проекта обеспечит снижение себестоимости Анадырской ТЭЦ за счет сокращения затрат на топливо и потребления энергии на собственные нужды станции. Кроме этого, будет получен дополнительный экологический эффект, значение которого на данном этапе работы не учитывается.

4.11. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Чукотского автономного округа

В последние годы в Чукотском автономном округе проведена огромная работа по стабилизации положения в жилищно-коммунальном хозяйстве, что подтверждается надёжной, безаварийной работой оборудования и механизмов, бесперебойной подачей жителям округа тепла, электроэнергии и воды.

Однако, учитывая критическое состояние жилищно-коммунального хозяйства в период до 2001 года, существует необходимость в дальнейших усилиях по его укреплению и развитию.

Техническое состояние тепловых и водопроводных сетей и оборудования в отдельных населённых пунктах округа продолжает оставаться в крайне тяжёлом состоянии.

Задачу ликвидации сверхнормативного износа основных фондов, внедрение ресурсосберегающих технологий, разработку и широкое внедрение мер по стимулированию эффективного и рационального хозяйствования жилищно-коммунальных предприятий, максимального использования ими всех доступных ресурсов, включая собственные, надёжного и устойчивого обслуживания потребителей предлагается решать в рамках реализации Государственной программы «Развитие жилищно-коммунального хозяйства и водохозяйственного комплекса Чукотского автономного округа на 2016-2020 годы», утвержденной Постановлением Правительства Чукотского автономного округа от 29 февраля 2016 г. № 92. В рамках данной программы проводятся мероприятия по подготовке объектов ЖКХ к работе в зимних условиях, в частности ремонты котельных и тепловых и водопроводных сетей.

Общая протяжённость тепловых сетей, эксплуатируемых организациями жилищно-коммунального комплекса, составляет 468,3 км, причём это, в основном, сети диаметром до 200 мм. Наибольшая протяжённость сетей в Анадырском и Билибинском районах (таблица 28).

Таблица 28. Протяженность тепловых сетей в однострубно́м исчислении

(км)

Тепловая сеть	Протяженность тепловых сетей			
	всего	в том числе:		
		диаметром до 200 мм	диаметром от 200 до 400 мм	диаметром от 400 до 600 мм
Всего тепловых сетей	468,3	364,7	98,7	4,9
в том числе:				
Анадырский	195,4	157,1	38,3	-
Билибинский	48,4	32,4	13,3	2,7
Иультинский	92,9	59,3	31,8	1,8
Провиденский	33,7	30,5	3,2	-
Чаунский	63,5	54,4	8,7	0,4
Чукотский	34,4	31,0	3,4	-

Анализ состояния тепловых сетей в округе показывает, что в 2016 году нормативного срока эксплуатации достигнут 30,8 км сетей (11,6% от суммарной протяженности), а к 2020 году – еще 16 км.

Для недопущения роста износа теплопроводов, необходимый объем перекаладок до 2020 года должен составить не менее 94 км или 35% от всех существующих сетей в округе. Протяженность реконструируемых тепловых сетей приведена в таблице 29.

Таблица 29. Протяженность реконструируемых тепловых сетей

(км)

Район	Протяженность тепловых сетей	
	всего	перекаладываемая
1	2	3
Билибинский	48,4	0,586
Иультинский	92,9	0,827
Чаунский	63,5	4,728
Чукотский	34,4	2,31
Всего	239,2	8,451

