

ГЛАВА
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)



САХА ӨРӨСПҮҮБҮЛҮКЭТИН
ИЛ ДАРХАНА

УКАЗ

ЫЙААХ

г. Якутск

Дьокуускай к.

**О схеме и программе развития электроэнергетики
Республики Саха (Якутия) на 2020 - 2024 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», в целях обеспечения надежного функционирования электроэнергетики Республики Саха (Якутия) в долгосрочной перспективе п о с т а н о в л я ю:

1. Утвердить прилагаемые схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020 - 2024 годы согласно приложению к настоящему Указу (далее - схема и программа).

2. Признать утратившим силу Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 30 апреля 2019 г. № 514 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2019 - 2023 годы».

3. Определить координатором схемы и программы Министерство жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия).

4. Опубликовать настоящий Указ в официальных средствах массовой информации.

Глава
Республики Саха (Якутия)



А. НИКОЛАЕВ

30 апреля 2020 года
№ 1171



УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Главы
Республики Саха (Якутия)
от 30 апреля 2020 г. № 1171

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) НА 2020-2024 ГОДЫ

Введение

Целями схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) являются:

– создание условий для обеспечения перспективного баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Республики Саха (Якутия);

– предотвращение возникновения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в энергосистеме Республики Саха (Якутия) наиболее эффективными способами с учетом максимальных и минимальных режимов работы, необходимого технологического резерва, основных технологических ограничений перетока электрической мощности;

– определение необходимости размещения новых и реконструкции существующих линий электропередачи и подстанций для обеспечения:

баланса производства, потребления электроэнергии в энергосистеме;

выдачи мощности электрических станций;

предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности в Западном, Центральном и Южно-Якутском районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия);

обоснованного повышения пропускной способности электрических сетей в энергосистеме Республики Саха (Якутия);

– обеспечение надежного энергоснабжения потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия);

– обеспечение скоординированного ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

– обеспечение координации планов развития топливно-энергетического, промышленного комплексов, транспортной инфраструктуры и социально-экономического развития Республики Саха (Якутия).

Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020-2024 годы выполнены с учетом требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики (утверждены постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823), «Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 281), ГОСТ 58057-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования и «Методических указаний по устойчивости энергосистем» (утверждены приказом Минэнерго РФ от 28.08.2018 № 630).

В работе учтены следующие основные принципы:

– схема основной электрической сети Республики Саха (Якутия) должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие в условиях роста нагрузки и развития электростанций;

– схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема) должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь);

– схема и параметры системообразующих и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения.

При разработке схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) учитывались следующие документы:

– схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 28.02.2019 № 174;

– инвестиционные программы генерирующих и электросетевых компаний, одобренные в соответствии с правилами, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977;

– документы территориального планирования Республики Саха (Якутия) и органов местного самоуправления и муниципальных районов, в том числе следующие документы:

– схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2019-2023 годы, утвержденные Указом Главы Республики Саха (Якутия) от 30.04.2019 № 514;

– предложения АО «СО ЕЭС» по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, а также предложения сетевых организаций и органов исполнительной власти;

– прогноз потребления электрической и тепловой энергии в 2020-2024 годы по данным филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», а также крупных энергопотребляющих предприятий, осуществляющих свою производственную деятельность на территории Республики Саха (Якутия);

– «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования», утвержденные Госстроем России, Министерством экономики Российской Федерации, Министерством финансов Российской Федерации и Госкомпромом России от 21.06.1999 № ВК 477;

– «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

– Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58057–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем (дата введения с 01.01.2019);

– Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58058–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования (дата введения с 01.01.2019);

– Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58670–2019 Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при

перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования (дата введения 01.01.2020);

– требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

– доработанная редакция Методических рекомендаций по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период, принятая за основу протоколом совещания по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) Шишкина А.Н. от 09.11.2010 № АШ- 369пр.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА И ЭНЕРГОСИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) В ЦЕЛОМ С ДИФФЕРЕНЦИАЦИЕЙ ПО ТЕРРИТОРИЯМ РАЙОНОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РС (Я): ЗАПАДНОГО, ЦЕНТРАЛЬНОГО И ЮЖНО- ЯКУТСКОГО

1.1 Географическое положение и население Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия) – самый крупный по площади территории регион Российской Федерации, занимающий 18% ее территории, самая крупная в мире административно-территориальная единица.

Республика отнесена к геостратегическим территориям Дальнего Востока и Арктической зоны РФ, входит в состав Дальневосточного макрорегиона России, занимая северо-восточное глубинное положение относительно других субъектов Дальнего Востока и относительно выгодное транзитное макроположение между Европой и Азией, с выходом на моря Северного Ледовитого океана.

Общая площадь континентальной и островной частей составляет 3,1 млн км². Республика расположена в нескольких природных зонах: арктические пустыни, тундра, лесотундра и тайга. Свыше 40% территории находится за Северным полярным кругом. На севере ее естественные рубежи образуют моря Лаптевых и Восточно-Сибирское. Общая протяженность морской береговой линии превышает 4,5 тыс. км. Ежегодно в эти моря выносится 780 кубических километров воды – это примерно пятая часть стока рек России, причем около 70% этого объема составляет сток реки Лены. Самые крупные реки: Лена, Вилюй, Алдан, Колыма, Индигирка и Олекма.

Значительную часть Якутии занимают обширные горные системы, нагорья и плоскогорья. Вся территория республики находится в зоне вечной мерзлоты, отрицательных среднегодовых температур. Климат резко-континентальный.

Административно-территориальное устройство республики представлено 445 муниципальными образованиями, в том числе 34 муниципальными районами, из которых 4 – национальные: Анабарский национальный (долгано-эвенкийский),

Жиганский эвенкийский, Оленёкский эвенкийский, Эвено-Бытантайский; 2 городскими округами, 48 городскими и 361 сельским поселением (в том числе национальным – 46) и 637 населенными пунктами.

Численность населения в Республике Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2020 г. составляет 971,9 тыс. чел., для сравнения – 956,9 тыс. чел. по состоянию на 01.01.2015 г. Естественный прирост на 1000 человек в 2019 г. равен 5,4, против 9,2 в 2015 г. Территория республики характеризуется малой заселенностью. Плотность населения (0,31 чел./кв.км.) одна из самых низких в РФ. При этом средняя плотность населения в Арктической зоне составляет 0,04 человек на кв.км.

Основная часть населения (66,0%) проживает в городах, количество городских жителей постоянно растет. В Республике Саха (Якутия) насчитывается 13 городов: Якутск, Мирный, Нерюнгри, Нюрба, Покровск, Алдан, Томмот, Верхоянск, Виллойск, Ленск, Удачный, Олекминск, Среднеколымск. Численность населения самого крупного г. Якутска составляет более 319 тыс. чел., суммарная численность населения остальных городов республики – свыше 188 тыс. чел. Основной тенденцией демографического развития все еще остается отсутствие значимого роста численности населения и снижение общего коэффициента рождаемости. По сравнению с 2015 годом к 2020 году общий коэффициент рождаемости снизился с 17,1 до 13,2 (число родившихся на 1000 чел. населения).

Распределение населения республики по муниципальным районам приведено в таблице П.1.1 приложения 1.1. Перечень наиболее крупных населенных пунктов см. в таблице П.1.2 приложения 1.1

Территориальную структуру хозяйства республики образуют районы, объединенные в экономические зоны – центральная, западная, восточная, южная и арктическая. Экономическое зонирование республики обусловлено природными условиями, экономической специализацией.

Центральная экономическая зона представлена городскими округами «Город Якутск» и «Поселок Жатай», Амгинским, Горным, Кобяйским, Мегино-Кангаласским, Намским, Таттинским, Усть-Алданским, Хангаласским и Чурапчинским муниципальными районами. Центральная Якутия, где проживает 55,1% населения республики, наиболее инфраструктурно обустроенная территория с диверсифицированной экономикой. Отрасли специализации: финансовая деятельность, обрабатывающие производства, оптовая и розничная торговля, гостиницы и рестораны, операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг; образование, государственное управление; здравоохранение; агропромышленный комплекс и другие.

Западная экономическая зона с численностью 23,5% населения республики, куда входят Ленский, Мирнинский, Олекминский, Виллойский, Верхневиллойский, Нюрбинский и Сунтарский муниципальные районы, характеризуется как центр алмазодобычи, нефтегазодобычи с развитыми лесопереработкой и агропромышленным производством. Отрасли специализации: добыча полезных ископаемых, транспорт, строительство, сельское хозяйство.

Восточная экономическая зона включает в себя Томпонский, Усть-Майский и Оймяконский муниципальные районы (2,9% населения республики). Конкурентные преимущества заключаются в наличии крупных месторождений полезных ископаемых: Нежданинское месторождение золота, Верхнее-

Менкеченское серебро-полиметаллическое месторождение, Агылкинское медно-вольфрамовое месторождение со значительными запасами серебра.

На территории южной экономической зоны, включающей Нерюнгринский и Алданский муниципальные районы (11,6% населения республики), активно разрабатываются месторождения золота и угля. Доля промышленности в экономике Южной Якутии достигает 85%. Ключевую роль в экономическом развитии Южной Якутии играет транспортная доступность, обеспечивающая постоянную надежную связь с другими регионами страны и создающая условия для освоения ресурсов макрорайона. Отрасли специализации: транспорт; производство и распределение электроэнергии; обрабатывающие производства; строительство.

Арктическая зона Республики Саха (Якутия) (Абыйский, Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Верхнеколымский, Верхоянский, Жиганский, Момский, Нижнеколымский, Оленекский, Среднеколымский, Усть-Янский, Эвено-Бытантайский муниципальные районы) занимает 52,2% площади территории республики, на которой в условиях арктического и субарктического климата проживает 7,0% населения республики. В арктической зоне преобладают традиционные формы природопользования (оленоводство, охотничий и рыболовный промысел, добыча мамонтовой кости).

2 января 2019 года Западный и Центральный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) вошли в состав Единой энергосистемы России с включением на параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока.

Включение двух присоединенных энергорайонов Якутской энергосистемы в ОЭС Востока стало первым в новейшей истории России расширением этого энергообъединения. Начиная с 1980 года и вплоть до наших дней в составе ОЭС Востока находился лишь один из районов электроэнергетической системы республики – Южно-Якутский, расположенный на территории Нерюнгринского и Алданского районов Якутии. Оперативно-диспетчерское управление этим энергорайоном осуществляет филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области» (Амурское РДУ).

Полная техническая синхронизация новых энергорайонов со второй синхронной зоной ЕЭС России предусматривает их параллельную синхронную работу на единой частоте электрического тока, что означает принятие функций по управлению энергетическими объектами в новой части ЕЭС России Системным оператором Единой энергетической системы в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 1496, а также распространение на нее принятых в ЕЭС России единых принципов диспетчерского технологического управления и единой технической политики Системного оператора.

Новые энергорайоны вошли в операционную зону созданного в 2016 году филиала АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Саха (Якутия)» (Якутское РДУ).

До присоединения Западный и Центральный энергорайоны работали изолированно друг от друга и от ОЭС Востока, функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на их территории выполняло ПАО «Якутскэнерго».

1.2. Экономика

Экономическое развитие Республики Саха (Якутия) на современном этапе 2015-2019 гг. характеризовалось умеренным, но стабильным ростом такого важнейшего показателя, как валовой региональный продукт (ВРП). Объем валового регионального продукта за указанный период увеличился больше чем в 1,57 раза и составил более 1191 млрд руб. в текущих ценах, а в сопоставимых ценах 2015 г. – на 113,7 % (таблица 1.2.1, рис. 1.2.1). По уровню производства ВРП на душу населения в 2019 г. (1228,7 тыс. руб.) республика занимает четвертое место по ДФО после Сахалинской, Магаданской областей и Чукотского автономного округа, и девятое место в России.

Таблица 1.2.1. Динамика валового регионального продукта

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Валовой региональный продукт, в текущих ценах, млрд руб.	747,6	862,7	916,7	1084,6	1176,9
Темп роста ВРП, % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	-	106,2	118,2	118,3	108,5
Валовой региональный продукт, в сопоставимых ценах 2015 г., млрд руб.	747,6	777,5	782,9	821,3	850,1
Темп роста ВРП, % к 2015 г., в сопоставимых ценах	-	104,0	104,7	109,9	113,7

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) и Министерства экономики Республики Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

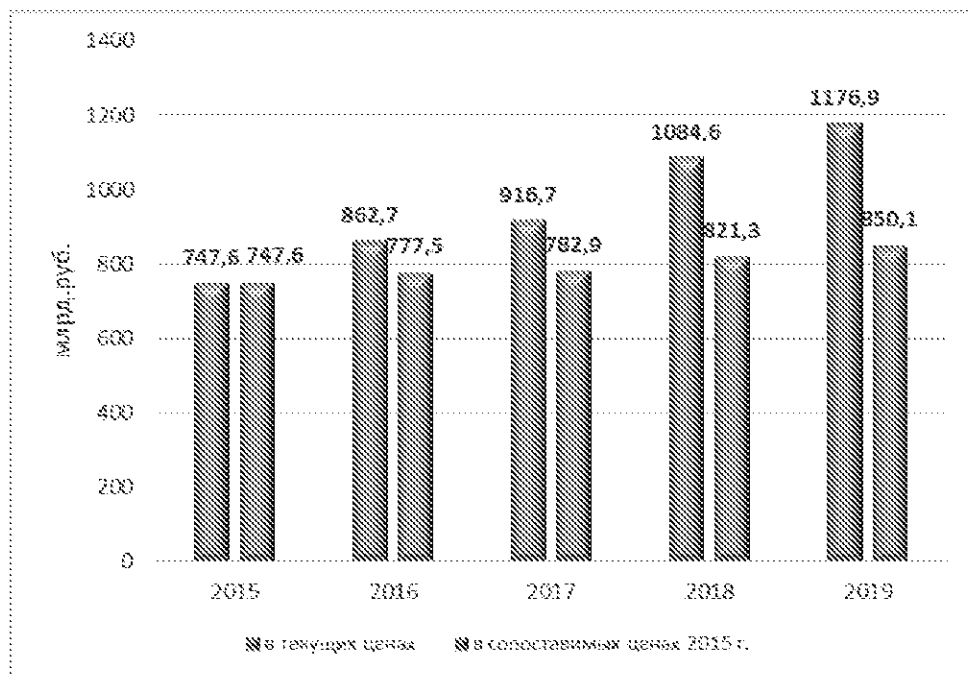


Рис. 1.2.1. Производство ВРП в текущих и сопоставимых ценах, млрд руб.¹

¹ Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) и Министерства экономики Республики Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

В структуре валового регионального продукта 2019 г. наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 47,6%. Обрабатывающее производство по-прежнему занимает около 1,4%, обеспечение электроэнергией, газом и паром составляет 4,2%; водоснабжение – 0,5%. Доля большинства видов экономической деятельности в данной структуре сокращается из-за относительно резкого роста экономической деятельности строительства, который наблюдался в 2016 и 2017 гг. Незначительный рост в структуре доли транспорта и связи обеспечивается именно транспортной деятельностью и хранением (рис. 1.2.2).

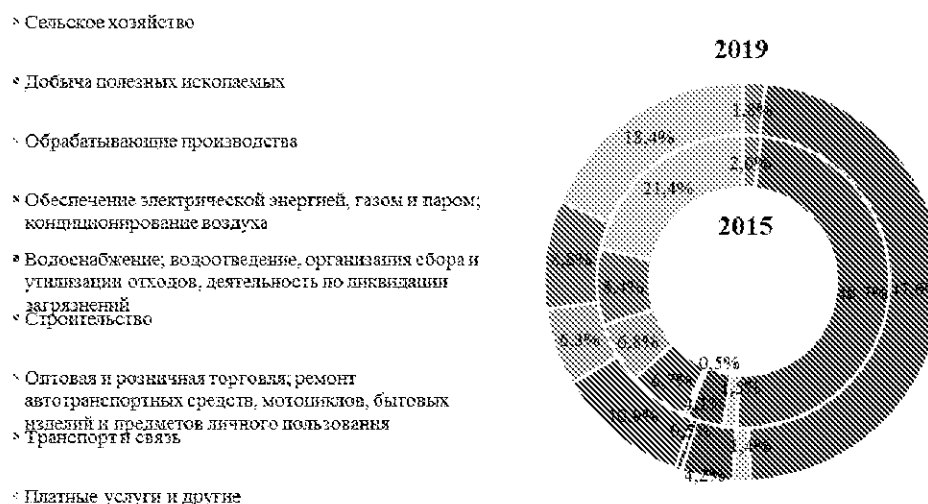


Рис. 1.2.2. Структура валового регионального продукта по видам деятельности (в сопоставимых ценах 2015 г.), %

Промышленность

Промышленность является базовой отраслью в экономике республики. Её удельный вес на начало 2019 г. составил в общей стоимости основных фондов 60,8%, в численности занятых в экономике – 20,0%, в объеме инвестиций в основной капитал за январь-август 2019 г. – 71,2%, в объеме ВРП за 2019 г. – 60,4% (табл. 1.2.2).

Таблица 1.2.2. Роль промышленного производства в экономике Республики Саха (Якутия)

Показатель	Годы									
	2015		2016		2017		2018		2019	
	Абс.	%	Абс.	%	Абс.	%	Абс.	%	Абс.	%
Валовая добавленная стоимость, млрд. руб. в текущих ценах	409,1	54,7	491,8	57,0	498,1	54,3	619,5	58,0	719,5	60,4
Основные фонды (по полной учетной стоимости, на конец года), млрд. руб.	804,2	62,9	856,2	59,4	996,6	62,9	1083,3	60,8		

Среднегодовая численность занятых в промышленном производстве, тыс. чел.	94,9	19,7	98,7	20,4	99,4	20,2	99,4	20,0		
Инвестиции в основной капитал, млрд. руб.	101,6	51,3	152,6	55,4	183,1	47,3	203,2	50,4	165,8*	71,2*

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

* показатель за январь-сентябрь 2019 г.

Стоимость основных фондов в промышленности и среднегодовая численность работников за период к началу 2019 г. увеличились на 34,7% и 4,7% соответственно, инвестиции – в 1,6 раза.

Объем промышленного производства в республике в 2019 г. составил 983,1 млрд руб., что в действующих ценах в 1,6 раза выше по сравнению с 2015 г. Рост составляет 380,8 млрд руб., обеспечиваемый ростом производства добычи полезных ископаемых, в основном за счет увеличения объемов отгруженного товара в 2016 и 2018 гг. Рост объема производства добычи полезных ископаемых в текущих ценах за период составляет – 367,7 млрд руб., обрабатывающего производства – 4,0 млрд руб., обеспечение электрической энергией, газом и паром – 5,0 млрд руб., водоснабжение и водоотведение – 4,2 млрд руб.

Среднегодовой индекс промышленного производства за период составляет 105,8%. В 2019 г. индекс достиг 112,4%, против 103,9% 2015 г. Во всех отраслях добычи полезных ископаемых наблюдается рост: по добыче угля среднегодовой индекс производства за период составляет 103,2%, сырой нефти и природного газа – 110,4%, металлических руд – 110,5%, по предоставлению услуг в области добычи – 119,0%. Незначительный рост среднего показателя индексов производства прочих полезных ископаемых, равный 100,1%, обусловлен сокращением объемов добычи алмазов на 4,2% (таблица 1.2.3).

Таблица 1.2.3. Основные показатели промышленности Республики Саха (Якутия)

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Объем отгруженных товаров собственного производства, млрд руб.:	602,3	723,7	700,8	920,8	983,1
добыча полезных ископаемых	503,9	620,7	599,6	817,4	871,6
добыча каменного и бурого угля	40,2	57,1	69,8	77,6	72,9
добыча сырой нефти и природного газа, предоставление услуг в этих областях	176,3	192,8	206,3	344,4	403,6
добыча металлических руд	62,7	69,3	58,5	76,4	112,0
добыча прочих полезных ископаемых	224,8	301,5	238,6	266,9	203,4
предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	х	х	26,4	52,2	79,8
обрабатывающие производства	32,8	30,7	34,9	33,8	36,8

Показатели	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	63,9	70,5	61,1	65,3	68,9
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	1,6	1,8	5,2	4,4	5,8
Индекс промышленного производства, % к предыдущему году	103,9	102,0	101,5	109,0	112,4
добыча полезных ископаемых	104,6	102,0	101,8	109,8	112,4
добыча каменного и бурого угля	94,2	115,5	90,7	106,9	108,6
добыча сырой нефти и природного газа	108,2	106,9	101,5	118,2	117,1
добыча металлических руд	105,6	95,2	105,1	125,1	121,4
добыча прочих полезных ископаемых	103,4	94,9	105,2	96,0	100,8
предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	x	x	107,8	112,3	137,0
обрабатывающие производства	93,2	105,2	97,1	106,2	110,9
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	102,3	101,8	99,1	105,1	102,1
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	92,1	98,7	102,6	100,0	136,1
Рентабельность проданных товаров, %	39,4	53,9	43,8	57,9	н/д*
добыча полезных ископаемых	59,1	77,9	66,5	86,3	н/д*
обрабатывающие производства	2,5	1,6	-0,6	-1,3	н/д*
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	x	x	-10,6	-12,3	н/д*
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	x	x	25,5	13,9	н/д*

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

*данные рентабельности проданных товаров за 2019 г.

В структуре промышленного производства основная доля приходится на добычу полезных ископаемых (84,9%) (рис.1.2.3). При этом наибольшая доля обеспечивается добычей нефти и природного газа (35,9%), прочими полезными ископаемыми и металлическими рудами – 29,5% и 12,9% соответственно. За период наблюдалась тенденция увеличения доли отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК). В 2019 г. доля ТЭК в общей структуре промпроизводства составила 51,9% против 46,6% в 2015 г.

В связи со спросом на энергетические ресурсы со стороны стран АТР в республике неуклонно увеличивается их добыча. В 2019 г. объем добычи нефти составил 14,07 млн т, что на 48,9% больше, чем в 2015 г. Прирост обеспечили в основном ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и ОАО «Сургутнефтегаз». Кроме

того, в 2019 г. было добыто 153,6 тыс. т газового конденсата, что на 53,1 % больше по сравнению с 2015 г.

Добыча угля в 2019 г. по сравнению с 2018 г. выросла на 10,3 % и составила 19,2 млн т. Рост произошел за счет реализации инвестиционных проектов ГОК «Инаглинский», ГОК «Денисовский» и освоения Эльгинского угольного комплекса.

Изменения добычи природного газа до 2018 г. незначительны. В 2019 г. добыто 2,93 млрд. куб. м природного газа, что на 60% больше 2015 г. (рис. 1.2.4).

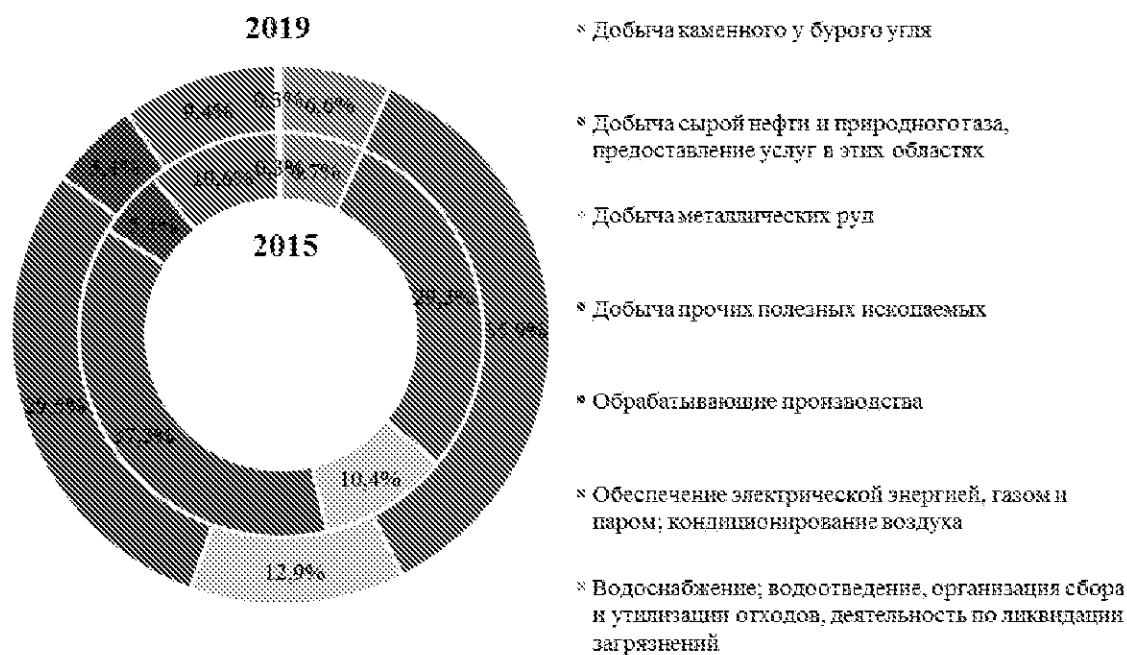
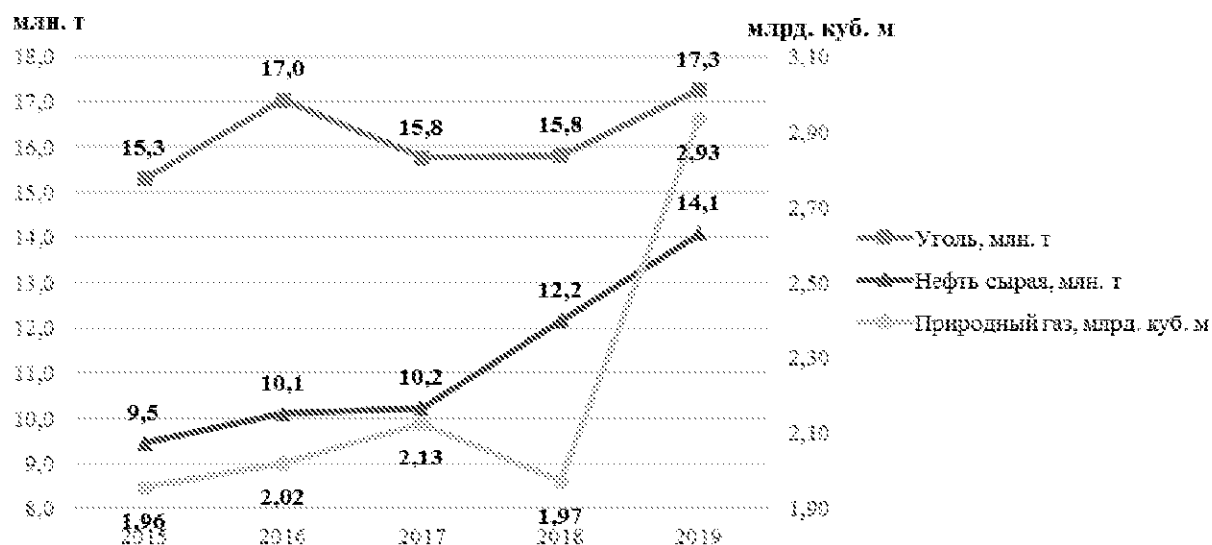


Рис. 1.2.3. Структура производства промышленной продукции в 2019 г. в сопоставимых ценах 2015 г.



Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

Рис. 1.2.4. Динамика добычи энергоресурсов

Строительство

Объем работ, выполненных собственными силами по строительству в 2019 г., оценивается в 190,3 млрд рублей в текущих ценах. Строительство жилья в Республике Саха (Якутия) имеет относительно высокие темпы роста. В 2019 г. введено жилых домов и общежитий 2948 ед. с жилой площадью 578,5 тыс. м², что на 8,9% выше показателя предыдущего года и на 5,8% больше 2015 г. В 2019 г. сдано 6976 квартир и индивидуальных домов со средней площадью 48,3 м². На 1000 жителей в среднем по республике введено 598 м² жилой площади. Всего за период введено жилых домов и общежитий 12893 ед. с общей жилой площадью более 2,9 млн м². Уровень обеспеченности населения жильем увеличился с 21,5 м² на человека в 2015 г. до 22,9 м² на человека в 2019 г.

Общий жилищный фонд на конец 2019 г. составил 22188,1 тыс. м², из них городской фонд занимает 64,7%. На долю деревянного жилищного фонда приходится 54,0 %.

Удельный вес ветхого и аварийного жилья по состоянию на конец 2018 г., как и в 2015 г., составил 16,6% от общего фонда жилья, но за рассматриваемый период становился больше. На долю аварийного жилищного фонда приходилось 7,9% общей площади жилья, ветхого жилищного фонда – 8,7%.

Среди объектов нежилых зданий в 2019 г. введены 20 детских садов, 8 школ, 3 объекта здравоохранения, 10 объектов культуры, 3 спортивных зала и 7 зданий прочего назначения.

Транспорт

Транспортная система является важнейшей инфраструктурной отраслью для экономического развития республики. Однако плотность дорог в республике остаётся одной из самых низких в России: по автомобильным дорогам с плотным покрытием она составляет 3,9 км на 1000 км² территории, что в 16 раз меньше, чем в среднем по России; по железным дорогам – 0,17 км на 1000 км² территории (в 25,5 раз ниже среднероссийского показателя). Общая протяжённость железных дорог в республике составляет 525 км и с 2000 г. остаётся на одном и том же уровне. Общая протяжённость автомобильных дорог в 2019 г. составила 37,4 тыс. км, в том числе с твёрдым покрытием 12,2 тыс. км. За период 2015-2019 гг. протяжённость автодорог общего пользования выросла на 1602 км, в том числе автомобильных дорог с твёрдым покрытием – на 483 км.

В 2019 г. общий объем перевезенных грузов в республике составляет 26,06 млн т, грузооборот равен 5553,5 млн тонно-км, количество перевезенных пассажиров достигает 93,49 млн человек, пассажирооборот равен 4103,5 млн пасс-км.

Автомобильный транспорт в республике остается одним из значимых видов транспортной инфраструктуры. В 2019 г. автомобильным транспортом перевезено 21,6 млн. т грузов, что составляет 82,9% всех перевезенных грузов республики, грузооборот составил 2493,5 млн. тонно-км (44,9% от общего объема), количество перевезенных пассажиров равно 91,9 млн. человек (98,3% от всего количества) и произведено 11,5% (471,9 млн. пасс-км) пассажирооборота данного вида транспорта.

Данные по другим видам транспорта не приведены в связи с невозможностью публикации статистическими органами информации в целях

обеспечения конфиденциальности первичных статданных, полученных от организаций в соответствии с Федеральным законом № 282-ФЗ от 29.11.2007 г. «Об официальном статистическом учете и системе государственной статистики в Российской Федерации» (п.5 ст.4; ч.1 ст.9).

Сфера обслуживания

Республика Саха (Якутия) по объему платных услуг населению среди субъектов Дальневосточного федерального округа занимает 3 место с долей 15,6% после Приморского и Хабаровского краев.

Объём платных услуг в республике в 2019 г. составил 93,6 млрд. руб. в текущих ценах, что в 1,3 раза выше аналогичного показателя в 2015 г. Однако столь высокий рост объёма услуг связан не с количеством, а, в основном, ростом их стоимости. В сопоставимых ценах 2015 г. рост составил всего 0,08% (таблица 1.2.4). Сохраняется значительная дифференциация объема платных услуг населению по районам республики.

В 2019 г. большую долю платных услуг занимают транспортные услуги (32,2%), далее по убывающей идут жилищно-коммунальные (20,1%), телекоммуникационные (15,2%) и бытовые (10,6%).

Таблица 1.2.4. Динамика объема платных услуг

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Объем платных услуг населению, в текущих ценах, млрд руб.	70,8	76,8	81,8	89,4	93,6
Индекс роста физического объема платных услуг населению, %	96,1	102,6	97,6	102,3	97,7
Объем платных услуг населению, в сопоставимых ценах 2015 г., млрд руб.	70,8	72,6	70,9	72,5	70,8

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

Суммарная доля этих услуг в структуре расходов населения составила 78,1%, против 78,7% в 2015 г. В сопоставимых ценах 2015 г. за период доля бытовых услуг увеличилась на 0,5 п.п., телекоммуникационных – 1,9, медицинских – 0,5; доля транспортных услуг сократилась на 1,8 п.п., жилищно-коммунальных – 1,2 системы образования – 0,8 (рис. 1.2.5).

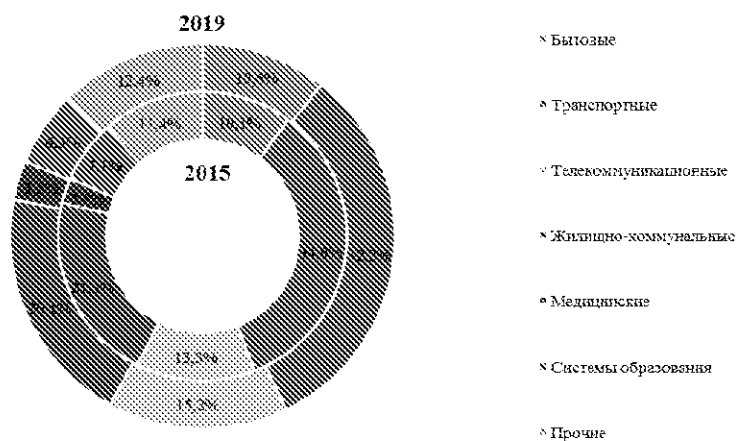


Рис. 1.2.5. Отраслевая структура платных услуг населению в 2015 г. и 2019 г. в сопоставимых ценах 2015 г., %²

1.3 Арктическая зона Республики Саха (Якутия)

Территория арктических и северных районов Республики Саха (Якутия) – 1608,8 тыс. км², что составляет 52,2% территории республики. К арктическим и северным районам Республики Саха (Якутия) относятся 13 муниципальных районов: Абыйский, Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Верхнеколымский, Верхоянский, Жиганский, Момский, Нижнеколымский, Оленекский, Среднеколымский, Усть-Янский, Эвено-Бытантайский районы. Из них 5 районов (Анабарский, Булунский, Аллаиховский, Усть-Янский, Нижнеколымский) входят в состав сухопутных территорий Арктической зоны России.

Земли лесного фонда арктических и северных районов составляют 114,9 млн га, из них более 50% – резервные фонды. Запас древесины оценивается в 1181,1 млн м³.

Численность населения арктических и северных районов республики в 2019 г. составила 68,267 тыс. чел. (7,04% населения республики). За период численность населения сократилась на 442 человек – 0,64%.

За период социально-экономические показатели арктических и северных районов ухудшились: уровень безработицы вырос на 2,7%, рождаемость снизилась на 29,3%, сохраняется отток населения в трудоспособном возрасте, среднемесячная номинальная начисленная заработная плата не достигает среднего уровня по республике на 4,7%, естественный прирост населения снизился на 35,6% (таблица 1.3.1).

Таблица 1.3.1. Основные социально-экономические показатели Арктической зоны Республики Саха (Якутия)

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	Абсолютный прирост	Среднегодовой темп роста, %
Площадь территории, тыс. кв м	1608,8	1608,8	1608,8	1608,8	1608,8		
Количество жилых населенных пунктов, шт.	97	97	97	97	97		
Лесные ресурсы, млн. га	115	115	115	115	115		
Среднегодовая численность населения, человек	68709	68525	68326	67917	68267	-442	-0,16%
Естественный прирост, убыль населения, на 1000	7,10	6,23	5,36	4,36	4,57*	20,52	x

² Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

Показатель	2015	2016	2017	2018	2019	Абсолютный прирост	Среднегодовой темп роста, %
чел. населения							
Число родившихся, чел.	1254	1137	1108	971	886*	4102	x
Миграционный прирост, чел	-791	-491	-700	-780	-294*	-2265	x
Уровень общей безработицы, %	6,57	7,58	7,12	6,52	7,16**	0,60	2,70%
Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, тыс. руб.	50,52	54,26	57,81	66,02	70,88**	20,36	8,88%
Введено в действие жилых домов, кв. м общей площади	17487	18970	21163	10388	14775	65296	x
Общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя, кв. м общей площади	22,39	22,90	23,22	23,62	23,71	1,32	1,45%

Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2015-2019 гг.

*Показатели численности движения населения рассчитана на основе данных за январь-ноябрь 2019 г.

**Показатели уровня безработицы и среднемесячной номинальной начисленной заработной платы работников населения за 2019 г. рассчитаны без учета работников малого предпринимательства.

Самый высокий средний уровень начисленной заработной платы (117,4 тыс. руб.) сохраняется в Анабарском национальном районе, где в промышленных масштабах добывается алмаз. Промышленная добыча алмазов также начата с 2018 г. в Оленекском районе в Верхнемунском месторождении с проектной мощностью 3 млн. т руды в год.

Северный морской путь является продолжением внутренних водных путей Ленского бассейна, по которому осуществляется завоз необходимых грузов для нужд Арктических районов Республики Саха (Якутия) на реки Яна, Индигирка, Колыма, Анабар и Оленек. В арктические районы через Северный морской путь флотом класса «река-море» прибрежного плавания ежегодно доставляется около 400 тыс. т грузов.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА ПЕРИОД 2015-2019 ГОДЫ

2.1. Общая характеристика энергосистемы республики

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) включает в себя зону централизованного и децентрализованного энергоснабжения. Централизованным электроснабжением охвачено 36% территории республики, где проживает 85% населения.

Зона централизованного энергоснабжения состоит из трех районов электроэнергетической системы – Западный, Центральный и Южно-Якутский, которые работают в составе ОЭС Востока.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЗРЭС) (установленная мощность на 01.01.2020 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» составляет 982,2 МВт) объединяет Айхало-Удачинский, Мирнинский, Ленский промышленные узлы, группу Вилюйских сельскохозяйственных улусов (районов) и Олекминский район. Основным источником электроснабжения потребителей ЗРЭС является Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 установленной мощностью 680 МВт. Светлинская ГЭС (АО «Вилюйская ГЭС-3») установленной мощностью 277,5 МВт.

В 2019 году завершено строительство второй ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог, подключение ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полус на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полус на проектное напряжение 220 кВ, а также строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан № 1, 2, что позволило завершить формирование кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Таксимо – Мамакан – Усть-Кут – НПС-9 – Пеледуй. С конца 2019 года предусмотрена работа ПС 220 кВ Пеледуй в составе ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй).

На территории ЗРЭС изолированно функционируют электростанции ОАО «Сургутнефтегаз» (Талаканская ГТЭС, ГПЭС и ДЭС) суммарной установленной мощностью 194,4 МВт. Талаканская ГТЭС, помимо электроснабжения Талаканского НГКМ, осуществляет электроснабжение объекта нефтепровода ВСТО (НПС-10) по двум одноцепным ВЛ 110 кВ. В настоящее время ПАО «Сургутнефтегаз» прорабатывает варианты присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС, однако, итоговый вариант подключения не принят, технические условия на технологическое присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС отсутствуют, соответственно, подключение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС не учитывается при разработке документа.

Западный и Южно-Якутский районы электроэнергетической системы имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 №1 с отпайкой на ПС НПС- 14 и ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15 №2 с отпайкой на ПС НПС-14.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЦРЭС) (установленная мощность на 01.01.2020 с учетом резервных электростанций составляет 443,052 МВт) обеспечивает электроэнергией

центральный промышленный узел и группу центральных и заречных улусов (районов). Связь центральных и заречных улусов через р. Лена осуществляется по ЛЭП 110 кВ Майя – Табага (в габаритах 220 кВ). Источниками электроснабжения потребителей ЦРЭС являются Якутская ГРЭС установленной мощностью 186,955 МВт и Якутская ГРЭС Новая установленной мощностью 164,032 МВт.

Параллельная работа ЦРЭС с ОЭС Востока осуществляется по транзиту 220 кВ Нижний Куранах – Томмот – Майя с подстанциями 220 кВ Томмот и Майя.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЮЯРЭС) (установленная мощность на 01.01.2020 составляет 618 МВт) обеспечивает электроэнергией Южно-Якутский территориально-промышленный комплекс, Нерюнгринский и Алданский промышленные и сельскохозяйственные узлы. Основным источником электроснабжения потребителей энергорайона является Нерюнгринская ГРЭС установленной мощностью 570 МВт, входящая в состав АО «ДГК». Связь ЮЯРЭС с энергосистемой Амурской области осуществляется по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-19, ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма, ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 1, ВЛ 35 кВ Хани – Хани 2.

Зона децентрализованного электроснабжения включает в себя обширную территорию республики с большим количеством автономных электростанций, которые снабжают отдельные поселки и горнодобывающие предприятия. Зона действия автономной энергетики охватывает площадь 2,2 млн км² (64%) с 15% проживающего в республике населения. Основная часть автономных электростанций (около 200 МВт) расположена на территории Северного энергорайона.

Электроснабжение административного центра Нижнеколымского улуса Республики Саха (Якутия) поселка Черский осуществляется по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский от Чаун-Билибинского энергорайона.

Электроснабжение ряда населенных пунктов Оймяконского улуса (в том числе и месторождения «Дражное») осуществляется по ВЛ 220 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера (работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера с отпайками от Магаданской энергосистемы.

Среднегодовое потребление п. Черский составляет 13 млн кВт·ч, части Оймяконского улуса, в том числе с п. Усть-Нера, – 180 млн кВт·ч.

Энергосбытовую деятельность на территории Республики Саха (Якутия) ведет обособленное подразделение ПАО «Якутскэнерго» - «Энергосбыт».

2.1.1. Характеристика генерирующих компаний

Основными генерирующими компаниями на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Дальневосточная генерирующая компания», АО «Виллюйская ГЭС-3», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Сахаэнерго». Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний на конец 2019 г. составила 2439,5 МВт. По итогам 2019 г. они обеспечивают более 94,2% общей выработки электроэнергии и свыше 29% тепловой энергии в республике.

Кроме этого, на территории республики расположено большое количество автономных энергоисточников, принадлежащих ООО «Якутская генерирующая

компания» (на правах собственности и аренды 78,4 МВт), ООО «Таас-Юрх Нефтегаздобыча» (20 МВт), ОАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (16,2 МВт), ООО «Эльгауголь» (11,5 МВт), и другим горнодобывающим и геологоразведочным компаниям. Их суммарная установленная мощность оценивается более 400 МВт.

Гарантирующими поставщиками электроэнергии на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго» и АО «Виллойская ГЭС-3»³.

В 2019 суммарная установленная тепловая мощность электростанций (с учетом пиковых котельных) в республике составляла 3128,22 Гкал/ч.

ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является основной электроснабжающей организацией в Республике Саха (Якутия), осуществляющей деятельность в трех районах электроэнергетической системы РС(Я): Центральном, Западном, Южно-Якутском.

В Центральном и Западном районах функционируют производственные филиалы компании, осуществляющие генерацию и распределение электрической энергии, а также энергосбытовое отделение централизованного Энергосбыта. В Южно-Якутском районе компания осуществляет только энергосбытовую деятельность.

В ПАО «Якутскэнерго», кроме генерирующих источников (Каскада Виллойских ГЭС 1, 2, Якутской ГРЭС, Якутской ГРЭС Новая и Якутской ТЭЦ), входят 2 предприятия электрических сетей (Центральные и Западные), в составе которых эксплуатируется 14 резервных электростанций, суммарная мощность которых на 01.01.2020 г. составила 106,77 МВт (таблица 2.1.1).

Установленная электрическая мощность электростанций компании на 01.01.2020 г. составляла 1149,757 МВт. Установленная тепловая мощность на 01.01.2020 г. составляет 1723,651 Гкал/ч. Основными потребителями тепловой энергии ПАО «Якутскэнерго» являются население и коммунально-бытовой сектор (образовательные, лечебные учреждения и т.д.).

Таблица 2.1.1. Установленная мощность электростанций и котельных ПАО «Якутскэнерго» (01.01.2020)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Зона централизованного электроснабжения		
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	680	-
Якутская ГРЭС	186,955	661
Якутская ГРЭС Новая	164,032	469,6
Якутская ТЭЦ	12	567,703
Западные электрические сети	24,7	14,384
Центральные электрические сети	80,065	10,964
Зона децентрализованного электроснабжения		

³Согласно постановлению ГКЦ-РЭК РС (Я) от 31.10.2007 N 279 (ред. от 06.06.2013) «О гарантирующих поставщиках на территории Республики Саха (Якутия) и границах зон их деятельности» (зарегистрировано в Департаменте по государственно-правовым вопросам и взаимодействию с федеральными органами РФ Администрации Президента и Правительства РС(Я) 20.11.2007 № RU140212008099)

Западные электрические сети	2,005	-
Всего	1149,757	1723,651

Примечание – * с учетом котельных

АО «Дальневосточная генерирующая компания»

Филиал АО «Дальневосточная генерирующая компания» Нерюнгринская ГРЭС функционирует в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и обеспечивает электрической энергией потребителей Нерюнгринского и Алданского районов, значительная ее часть передается в Амурскую область.

В состав филиала входят две электростанции (Нерюнгринская ГРЭС и Чульманская ТЭЦ) и Нерюнгринская водогрейная котельная. Их общая установленная мощность: электрическая – 618 МВт; тепловая – 1385 Гкал/час (таблица 2.1.2).

Таблица 2.1.2. Установленная мощность электростанций и котельных филиала АО «ДГК» (01.01.2020)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Нерюнгринская ГРЭС	570	1220*
Чульманская ТЭЦ	48	165
Всего	618	1385

Примечание – * включая Нерюнгринскую водогрейную котельную
Источник: составлено по отчетным данным АО «ДГК» за 2018 г.

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом предприятие АО «Якутуголь», а также население и коммунально-бытовой сектор Нерюнгри. Для покрытия пиковой тепловой нагрузки Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит на электростанции установлено три водогрейных котла КВТК-100-150 производительностью по 100 Гкал/ч.

Чульманская ТЭЦ обеспечивает электроэнергией пос. Чульман и горнодобывающие предприятия Алданского района, тепловой энергией – промышленные предприятия и жилой фонд п. Чульман.

Нерюнгринская городская водогрейная котельная (установленная тепловая мощность 400 Гкал/ч) предназначена для покрытия пиковых тепловых нагрузок Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит, а также для поддержания температурного графика в тепловых сетях Нерюнгри.

АО «Сахаэнерго»

АО «Сахаэнерго», являющееся 100% дочерним предприятием ПАО «Якутскэнерго», обеспечивает электрической и тепловой энергией самые труднодоступные и отдаленные населенные пункты – 17 улусов, занимающих большую часть (2/3) территории республики с населением около 130 тыс. человек, кроме того, имеет собственный производственный центр в Якутске. Из 17 улусов этой зоны 14 условно относятся к Северному энергорайону, где расположено основное количество ДЭС.

На конец 2019 г. в состав АО «Сахаэнерго» входило 167 электростанций, из которых 136 дизельных, 3 газопоршневых, 4 газотурбинных. Кроме того, в ведении

компании находятся мини-ТЭЦ в п. Депутатский (электрической мощностью 7,5 МВт), 2 ветровые (ВЭС) и 21 солнечная (СЭС) электростанции. Общая установленная электрическая мощность энергообъектов АО «Сахаэнерго» в 2019 г. составляла 201,6 МВт, из них возобновляемых источников энергии – 2,561 МВт (таблица 2.1.3). Более 82% мощности (163,7 МВт) электростанций АО «Сахаэнерго» эксплуатируется в северных и арктических районах республики.

Таблица 2.1.3. Установленная мощность электростанций и котельных АО «Сахаэнерго» (01.01.2020)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
ДЭС	191,570	15,477*
ВИЭ	2,561	-
мини-ТЭЦ	7,5	68,9
Котельные	-	8,0
Всего	201,6	94,8

Примечание – * теплоутилизационные установки

Установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в 2019 г. составляла 94,8 Гкал/ч, из них мини-ТЭЦ в п. Депутатский 68,9 Гкал/ч. Компании принадлежат четыре котельные суммарной тепловой мощностью 8 Гкал/ч, расположенные в Олекминске, п. Депутатский, уч. Куйдусун, с. Ситта. Кроме того, производство тепловой энергии осуществляется теплоутилизационными установками дизельных электростанций, их суммарная мощность оценивается в 17,9 Гкал/ч. В связи с тем, что источники тепловой и электрической энергии компании расположены в небольших населенных пунктах, где отсутствуют промышленные потребители, и, соответственно, имеют небольшую установленную мощность, основными потребителями тепловой энергии являются население и коммунально-бытовой сектор.

ПАО «Сургутнефтегаз»

Компания ПАО «Сургутнефтегаз» занимается добычей нефти и газа на Талаканском НГКМ в юго-западной части Республики Саха (Якутия). Для обеспечения потребностей нефтедобычи на месторождении и НПС-10 нефтепроводной системы ВСТО функционирует Талаканская ГТЭС установленной мощностью 144 МВт. Суммарная установленная мощность электростанций ОАО «Сургутнефтегаз» в 2019 составляла 194,4 МВт (с учетом Талаканской ГТЭС, ГПЭС и ДЭС в Мирном, Олекминске и с. Сунтары)⁴.

Потребность в тепловой энергии на промышленных объектах ПАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается собственными источниками: утилизаторами тепловой энергии на Талаканской ГТЭС и 15 котельными суммарной мощностью 82,3 Гкал/ч.

⁴ По данным ОАО «Сургутнефтегаз», включая Талаканскую ГТЭС, ГПЭС и ДЭС.

ООО «Якутская генерирующая компания»

Общество с ограниченной ответственностью «Якутская генерирующая компания» создано 24.10.2017 г. в целях консолидации объектов электроэнергетики группы АК «АЛРОСА» (ПАО).

География деятельности. ООО «ЯГК» осуществляет операционную деятельность в зоне децентрализованного электроснабжения в Анабарском, Булунском, Жиганском, Мирнинском (п. Моркока), Нюрбинском (п. Накын), Кобяйском и Оленекском районах Республики Саха (Якутия).

По состоянию на 31 декабря 2019 г. в состав ООО «Якутская генерирующая компания» входят 40 электростанций с суммарной установленной электрической мощностью 78,35 МВт, в т.ч.:

- 29 дизельных электростанций с суммарной установленной мощностью 32,821 МВт, снабжающие электроэнергией производственные объекты АО «Алмазы Анабара» по добыче алмазов на рассыпных месторождениях на территории Анабарского, Булунского, Оленекского районов Республика Саха (Якутия);

- 1 дизельная электростанция установленной мощностью 8,505 МВт, снабжающая электроэнергией производственные объекты Верхне-Мунской площадки Удачинского ГОК АК «АЛРОСА» в Оленекском районе Республики Саха (Якутия);

- 1 дизельная электростанция установленной мощностью 22,935 МВт, снабжающая производственные объекты Нюрбинского ГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) в п. Накын, Нюрбинского района РС(Я) (20,25 МВт), а также мощности разведывательных (2,685 МВт);

- 1 газопоршневая электростанция установленной мощностью 0,375 МВт, снабжающей производственные объекты Мирнинского управления автомобильных дорог (МУАД) АК «АЛРОСА» в п. Моркока Мирнинского района РС(Я);

- 4 дизельные электростанции установленной мощностью 5,608 МВт, снабжающей производственные объекты АО «Прогноз» на месторождении «Вертикальное» в Кобяйском районе РС(Я);

- 1 дизельная электростанция установленной мощностью 1,25 МВт, снабжающей производственные объекты ООО «ГеоПроМайнинг Верхне Менкече», на месторождении «Верхне-Менкече» в Томпонском районе РС (Я);

- 2 дизельные электростанции установленной мощностью 4,696 МВт, снабжающие производственные объекты АО «Золото Селигдара» горнорудного комплекса «Лунное» и горнорудного комплекса «Подголечный» в Алданском районе РС(Я);

- 1 дизельная электростанция установленной мощностью 2,16 МВт, снабжающей производственные объекты ООО «АДК» на прииске «Кристалл» в Усть-Янском районе РС (Я).

Также под управлением ООО «ЯГК» находится АО «Вилуйская ГЭС-3» (Светлинская ГЭС), осуществляющая выработку и передачу электроэнергии предприятиям Западного энергорайона. Установленная мощность Светлинской ГЭС составляет 277,5 МВт.

2.1.2. Характеристика электросетевых компаний

Существующая схема электроснабжения потребителей республики электросетевыми компаниями представлена на рисунке 2.1.1.

Общая протяженность линий электропередачи всех уровней напряжения – более 31 тыс. км, из них находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго» – 23400,9 км, АО «Сахаэнерго» – 2159 км, ООО «Якутская электросетевая компания» – 222,1 км, АО «ДРСК» – 1771,48 км, ПАО «Сургутнефтегаз» – 380,81 км, ПАО «ФСК ЕЭС» – 3428,73 км.

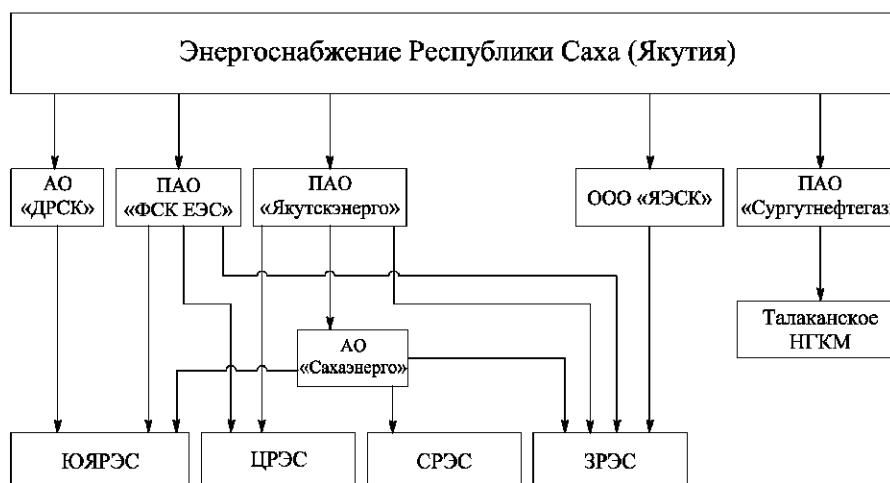


Рисунок 2.1.1. Схема электроснабжения потребителей основными электросетевыми компаниями

ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является и генерирующей, и электросетевой компанией. В качестве электросетевой компания обслуживает электрические сети напряжением 0,4–220 кВ. Общая протяжённость на территории Западного и Центрального энергорайонов находящихся на балансе компании высоковольтных линий электропередачи по состоянию на 2019 г. составляет по цепям 23400,9 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 2041 км, ВЛ 110 кВ – 2428,4 км, ВЛ 35 кВ – 3563,7 км, ВЛ 0,4-6-10 кВ – 15367,8 км. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах.

Увеличение протяженности линий электропередачи компании в 2019 г. по сравнению с 2018 г. составило 1809,1 км.

АО «Сахаэнерго»

По состоянию на 2019 г. в ведении АО «Сахаэнерго» находятся электрические сети различных классов напряжения общей протяженностью 2159 км, в том числе:

– 2037,9 км воздушных линий электропередачи, из них: ВЛ 10кВ – 315,75 км, ВЛ 6 кВ – 433,54 км, ВЛ 0,4 кВ – 1288,61 км;

– 121,1 км кабельных линий, из них: КЛ 0,4 кВ – 102,7 км, КЛ 6 кВ – 17,9 км, КЛ 10 кВ – 0,5 км.

За 2019г. общая протяженность воздушных линий электропередачи не увеличилась. Все линии выполнены в одноцепном исполнении исключительно на деревянных опорах.

ООО «Якутская электросетевая компания»

В Западном энергорайоне, помимо ПАО «Якутскэнерго», электросетевую деятельность осуществляет ООО «Якутская электросетевая компания». В ведении компании находятся ЛЭП общей протяженностью 222,1 км. в одноцепном исчислении, в том числе: ВЛ 220 кВ – 143,6 км, ВЛ 110 кВ – 62,2 км, ВЛ 6(10) кВ – 16,3 км.

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

В Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) электрические сети напряжением 6-110 кВ (за исключением сетей, принадлежащих иным территориальным сетевым организациям) находятся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети» АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания». Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. АО «ДРСК» является дочерним предприятием ПАО «РусГидро» и работает в составе ОЭС Востока.

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала «Южно-Якутские электрические сети», составляет 1771,48 км, из них ВЛ 110 кВ – 571,06 км, ВЛ 35 кВ – 297,12 км, ВЛ 0,4 – 10 кВ – 903,3 км. Большая часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах (78,5 % опор ВЛ 110 кВ, 89,7 % опор ВЛ 35 кВ).

ПАО «Сургутнефтегаз»

С 2009 г. компания ПАО «Сургутнефтегаз», кроме собственных потребностей, обеспечивает электроснабжение НПС № 10 ПАО «АК «Транснефть» посредством двух одноцепных высоковольтных линий электропередачи 110 кВ Талаканская ГТЭС – НПС № 10 протяженностью 3 км.

Электроснабжение Талаканского НГКМ осуществляется на напряжении 35 кВ. На месторождении расположено 12 ПС 35 кВ общей трансформаторной мощностью 603,1 МВА. Общая протяженность линий электропередачи составляет 380,81 км, из них ВЛ 110 кВ – 80,56 км, ВЛ 35 кВ – 300,25 км.

ПАО «ФСК ЕЭС»

В собственности компании находятся ЛЭП напряжением 110-220 кВ общей протяженностью 3428,73 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 3426,24 км, ВЛ 0,4-6-10 кВ – 2,49 км.

Всего на территории трех энергорайонов Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2020 г. филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока эксплуатируются переключательный пункт 220 кВ – 1 шт., подстанции 220 кВ – 14

шт. (в т.ч. 4 – принятые от АО «ДВЭУК»). Суммарная мощность силовых трансформаторов, установленных на подстанциях – 1207 МВА.

Эксплуатацию объектов ЕНЭС Центрального и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), к которым относятся 7 подстанций 220 кВ, 1 переключательный пункт 220 кВ и 1590 км воздушных линий 220 кВ осуществляет Южно-Якутский РМЭС (в составе Амурского ПМЭС).

01.01.2019 г. в связи с присоединением Западного энергорайона Республики Саха (Якутия) к неценовой зоне оптового рынка электрической энергии и мощности Дальнего Востока, объекты электросетевого хозяйства АО «ДВЭУК» (4 ПС 220 кВ и 1200 км воздушных линий 220 кВ) переданы филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Для их надежной эксплуатации в 2019г. создано структурное подразделение – Ленский РМЭС (в составе Амурского ПМЭС).

Сведения об электросетевых объектах, находящихся в государственной собственности.

В настоящий момент в государственной собственности Республики Саха (Якутия) находится 2315 объектов электроэнергетики, в т.ч. 7 электросетевых объектов уровнем напряжения 110 кВ и выше (табл. 2.1.4).

Эксплуатацию указанных объектов осуществляет ПАО «Якутскэнерго» в рамках Соглашения о сотрудничестве при оперативном управлении и техническом обслуживании объектов электроэнергетики от 26.04.2017 г. № б/н.

Таблица 2.1.4. Электросетевые объекты напряжением 110 кВ и выше, находящиеся в государственной собственности.

Местонахождение	Наименование объекта	Технические характеристики
Ленский улус	ВЛ-110 (220) кВ "Пеледуй-Витим"	Провод АС-240, 74 мет. опоры, протяженность 27360 м.
	ПС 110 кВ "Витим"	2х16 (2х40) МВА
Мегино-Кангаласский улус	Линия электропередачи ВЛ-110 (220) кВ "Табага - Майя"	Провод АС, 59 мет. и дер. опор, протяженность 24396 м.
Сунтарский улус	ВЛ 220 кВ "Мирный-Нюрба - Сунтар" 1-й пусковой комплекс	Провод АС-240,300, 172 мет. опор, протяженность 73430 м.
	ВЛ 220 кВ "Мирный-Нюрба-Сунтар" 2-й пусковой комплекс	Провод АС-240, 192 мет. опоры, протяженность 80712 м.
	ПС-220 кВ Сунтар*	2х63 (2х25) МВА
Усть-Майский улус	ВЛ-110кВ Сулгачи-Эльдикан оп. №801 по №999	Провод АС, 52 мет. и 144 дер. опор, протяженность 42868 м

* в перечне объектов государственной собственности ПС-220 кВ Сунтар отражена как совокупность отдельных объектов (ОРУ, 4 трансформатора) согласно со свидетельствами о государственной регистрации права собственности РС(Я)

Во исполнение поручения от 01.07.2013 г. № б/н по пункту 1.2.6. протокола заседания Совета при полномочном представителе Президента Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе Министерством имущественных и земельных отношений Республики Саха (Якутия) осуществляется организация инвентаризации муниципальными образованиями Республики Саха (Якутия) «бесхозных» электрических и тепловых сетей, трансформаторных подстанций, тепловых пунктов, сетей водоснабжения, водоотведения, постановки их на хозяйственный и финансовый учет на территории муниципальных образований. По состоянию на 01.01.2020 г. на территории Республики Саха (Якутия) идентифицировано 1336 объектов электроэнергетики, в том числе 315 трансформаторных подстанций и 1021 линий электропередач.

На настоящий момент, согласно статье 225 Гражданского кодекса РФ (часть первая) от 30.11.1994 № 51-ФЗ в отношении указанных объектов муниципальные образования ведут работу по признанию права муниципальной собственности. После возникновения права муниципальной собственности на указанные объекты, они будут рассмотрены к принятию в собственность Республики Саха (Якутия).

В целях обеспечения надежности и безопасности объектов электроэнергетики, находящихся на государственной собственности Республики Саха (Якутия) в рамках подписанного 25 июня 2015 года Соглашения о взаимодействии Республики Саха (Якутия) и ОАО «РАО Энергетические системы Востока», проводится работа по консолидации объектов электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на базе ПАО «Якутскэнерго».

В связи с передачей в ПАО «РусГидро» полномочий единоличного исполнительного органа ПАО «РАО Энергетические системы Востока» в 01.06.2017 г. было заключено Соглашение о взаимодействии между ПАО «РусГидро» и Республикой Саха (Якутия) по обеспечению надежного энерго- и теплоснабжения потребителей Республики Саха (Якутия), в рамках которого стороны согласились продолжить работу по консолидации государственного имущества РС(Я) в сфере электроэнергетики на базе ПАО «Якутскэнерго». Доля участия Республики Саха (Якутия) в уставном капитале ПАО «Якутскэнерго» будет определена по результатам оценки имущества, вносимого в ПАО «Якутскэнерго» в соответствии с разработанными сторонами подходами и действующим законодательством.

2.2 Отчетная динамика и структура электропотребления за 2015-2019 гг.

Электроэнергетика Республики Саха (Якутия) в разные периоды характеризуется различной динамикой развития. В послевоенный советский период с 1950 г. по 1990 г. среднегодовые темпы роста производства и потребления электроэнергии находились на очень высоком уровне и составляли примерно 111%, а в отдельные пятилетки доходили до 119 %. С начала 1990-х годов при переходе к рыночной экономике, сопровождавшимся затяжным социально-экономическим кризисом, как в стране в целом, так и в республике, вместе с падением производства снижался и спрос на электроэнергию. Объем электропотребления в республике за период 1990-2009 гг. снизился с 6262 млн. кВт·ч до 5455,2 млн кВт·ч, а среднегодовые темпы снижения электропотребления составили 0,7%. Хотя в отдельные годы этого периода и наблюдался небольшой

рост электропотребления, но кризисы 1998 и 2008 гг. не позволяли выйти на показатели стабильного прироста производства и потребления электроэнергии вплоть до 2010 г. В период с 2015 по 2019 гг. наблюдается устойчивый рост производства и потребления электроэнергии. Прирост производства электроэнергии в республике за период составляет 1030,7 млн. кВт·ч и среднегодовой темп роста электропотребления составляет 2,8%. В 2014 г. объем электропотребления превысил показатель 1990 г. и составил 6333,4 млн кВт·ч, а с 2015 г. уровень электропотребления превышает все предыдущие максимальные уровни достигнутые в электроэнергетике республики. (рис. 2.2.1).

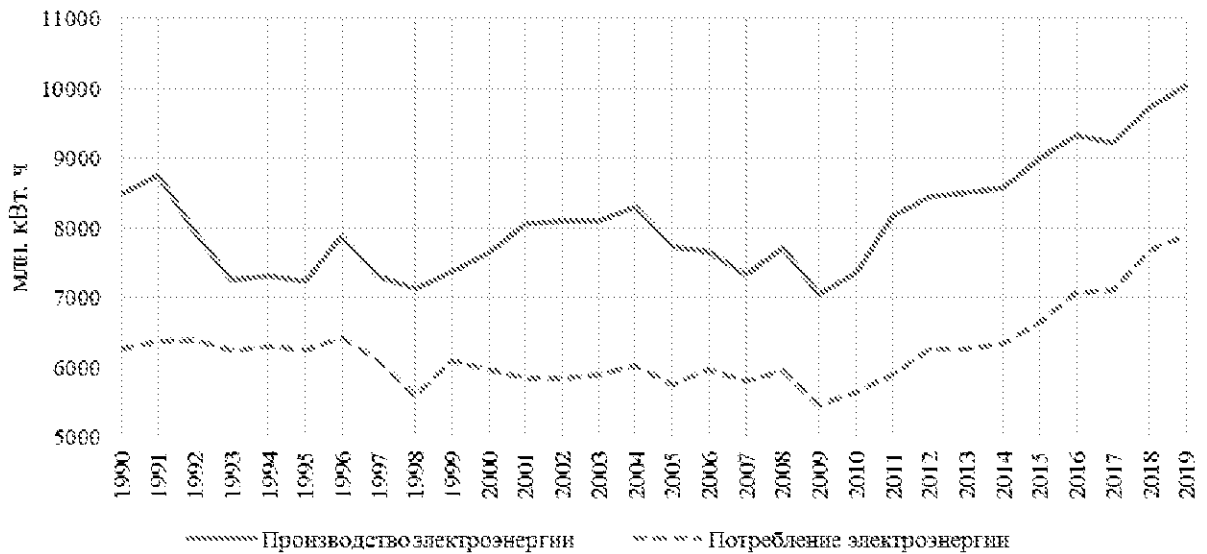


Рис. 2.2.1. Динамика производства и потребления электроэнергии за 1990-2019 гг., млн. кВт·ч⁵

В современной структуре электропотребления наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 28,3%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 18,6%, транспорт и связь – 15,8%. На население приходится 10,5% от потребляемой в республике электроэнергии. Доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования стала больше, чем в предыдущих годах и составляет 12,2% (рис. 2.2.2).

⁵ По данным ИФТПС СО РАН без учета потерь электроэнергии в сетях общего пользования

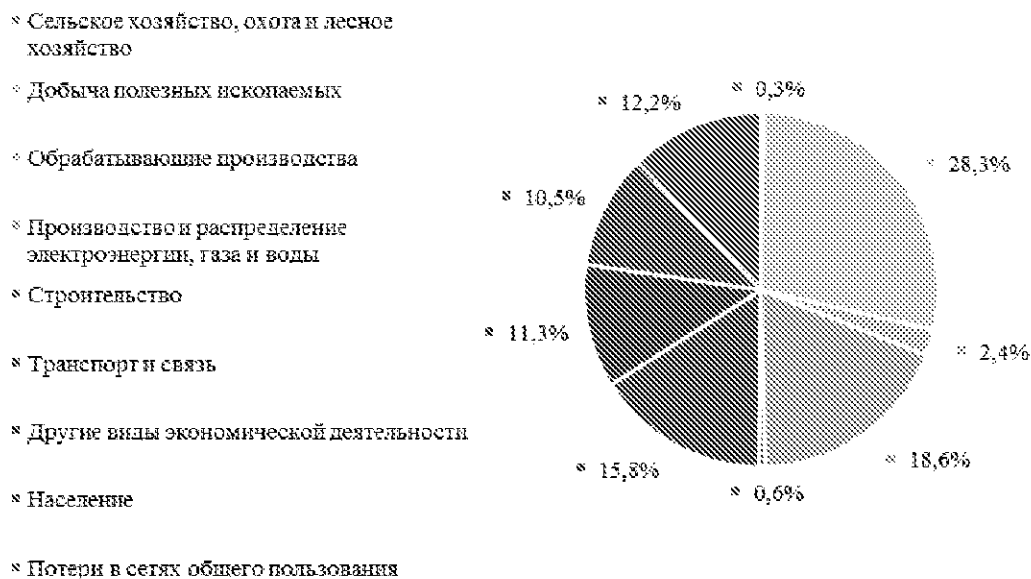


Рис. 2.2.2. Структура потребления электроэнергии (состояние 2019 г.), %

За период 2015-2019 абсолютный прирост электропотребления в республике составил 1341,3 млн. кВт·ч, а среднегодовой темп прироста – 4,2 % (таблица 2.2.1).

Таблица 2.2.1. Динамика электропотребления за 2015-2019 гг.

Показатель	Год					2015-2019 гг.
	2015	2016	2017	2018	2019	
Электропотребление*, млн кВт·ч	7659,2	8070,2	8129,3	8756,4	9000,5	-
Абсолютный прирост, млн кВт·ч	281,0	411,0	59,2	627,1	244,1	1341,3
Темпы роста, %	103,8	105,4	100,7	107,7	102,8	104,2

*Примечание – с учётом потерь в электросетях и собственных нужд электростанций.

Форма Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации Электробаланс за 2015-2018 гг., показатели за 2019 г. сформированы с отчетных данных предприятий

В целом, за период электропотребление по республике стабильно растет. Динамика электропотребления и её структура по видам экономической деятельности и населением представлена ниже, в табл. 2.2.2. Рост потребления электроэнергии в основном обеспечивается увеличением производственных мощностей добычи полезных ископаемых, а также сфер транспорта, в частности, трубопроводного.

Таблица 2.2.2. Электропотребление по основным группам потребителей за 2015-2019 гг.

	2015		2016		2017		2018		2019			
									потребление		прирост	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Электропотребление по видам экономической деятельности, всего, в том числе	5757,3	75,2	6155,2	76,2	6147,0	75,6	6714,6	76,7	6957,8	77,3	1200,5	20,9
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	33,2	0,4	30,1	0,4	33,0	0,4	33,5	0,4	24,9	0,3	-8,3	-25,0
добыча полезных ископаемых	2172,7	28,4	2367,2	29,3	2523,4	31,0	2461,7	28,1	2551,5	28,3	378,8	17,4
обрабатывающие производства	241,9	3,2	241,0	3,0	242,4	3,0	267,0	3,0	213,4	2,4	-28,5	-11,8
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1524,1	19,9	1556,2	19,3	1524,2	18,7	1661,0	19,0	1674,5	18,6	150,4	9,9
строительство	99,5	1,3	99,2	1,2	102,7	1,3	87,4	1,0	55,4	0,6	-44,1	-44,4
транспорт и связь	1104,9	14,4	1237,0	15,3	1108,3	13,6	1521,5	17,4	1425,5	15,8	320,6	29,0
другие виды экономической деятельности	581,0	7,6	624,5	7,7	613,0	7,5	682,5	7,8	1012,7	11,3	431,7	74,3
Население	901,0	11,8	924,0	11,4	953,3	11,7	965,6	11,0	944,2	10,5	43,2	4,8
Потери в сетях общего пользования	1000,9	13,1	1001,0	12,4	1029,0	12,7	1076,2	12,3	1098,6	12,2	97,7	9,8
ИТОГО	7659,2	100,0	8080,2	100,0	8129,3	100,0	8756,4	100,0	9000,6	100,0	1341,4	17,5

Источник: Форма Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации Электробаланс за 2015-2018 гг., показатели за 2019 г. сформированы с отчетных данных предприятий

За счет постоянного роста электропотребления в добыче топливно-энергетических ресурсов снижение спроса на электроэнергию в алмазной и золотодобывающей промышленности в общих показателях по добыче топливно-энергетических ресурсов отражается лишь в 2018 г. снижением электропотребления на 2,4%. Снижение объемов электропотребления на разрезе Кангаласский и шахте Джебарики-Хая (АО ХК «Якутуголь») было вызвано снижением объемов добычи и переходом с подземного способа добычи угля на открытый. Несмотря на это, прирост электропотребления за период составляет 20,9%. Электропотребление обрабатывающим производством за период стабильно росло, за исключением 2019 г. Ежегодный прирост в среднем составлял 3,5%, но в целом снижение составило 11,8%. Наибольший рост электропотребления происходит в трубопроводном транспорте, причиной чему стало наращивание мощностей крупного потребителя энергии нефтепровода «ВСТО» (с конца 2019 г. введен в эксплуатацию экспортноориентированный газопровод «Сила Сибири»), вывод к полной загруженности которых приведет к еще большему энергопотреблению. Рост электропотребления по другим видам деятельности также происходит за счет увеличения производственных мощностей, в электро- и теплоэнергетике связан, в основном, с ростом затрат электроэнергии на производство и отпуск тепла, и у населения – с улучшением качества жизни.

Необходимо отметить, что потери в сетях за период в натуральных величинах выросли на 9,8%, но их доля в электропотреблении постепенно сокращается. В 2019 г. достигли 12,2% против 13,1% в 2015 г.

В децентрализованной зоне республики, обслуживаемой разными энергоснабжающими организациями, в 2018 и 2019 гг. потреблено 1102,0 и 1277,6 млн. кВт·ч электроэнергии соответственно. При этом 460,8 млн. кВт·ч (36,1%) электроэнергии в децентрализованной зоне в 2019 г. израсходовано на технологические нужды ОАО «Сургутнефтегаз» по добыче нефти на Талаканском месторождении.

21,3% электроэнергии децентрализованной зоны – 272,2 млн. кВт·ч потребляется коммунально-бытовым сектором в северных и труднодоступных районах республики от электростанций АО «Сахаэнерго».

Более 20% электроэнергии децентрализованной зоны приходится на небольшие предприятия добывающей промышленности, изолированные от энергосистемы горно-обогатительные комбинаты АК «АЛРОСА» (ПАО) – 3,9 млн. кВт·ч (0,7%), ОАО «Алмазы Анабара» – 31,2 млн. кВт·ч (2,4%).

Исходя из современных прогнозов, перспективный этап развития республики будет связан с дальнейшим освоением ресурсной базы и, соответственно, с ростом производства и потребления электроэнергии.

2.3 Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Республике Саха (Якутия)

Потребление электрической энергии

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии по энергорайонам республики представлен в таблице 2.3.1.

Центральный энергорайон. Основными промышленными потребителями энергорайона являются ГУП «Жилищно-коммунальное хозяйство Республики Саха

(Якутия)», АО ПО «Якутцемент», АО «Теплоэнергия». Суммарное потребление электроэнергии за 2019 г. составило 1753,1 млн. кВт*ч.

Снижение электропотребления АО «Водоканал», АО «Теплоэнергия» связано со снижением объема потребления воды вследствие использования приборов учета и модернизации объектов водоснабжения у потребителей услуг данных предприятий.

Снижение объемов электропотребления на разрезе Кангаласский и шахте Джебарики-Хая (АО ХК «Якутуголь») было вызвано переходом с подземного способа добычи угля на открытый. С 2016 г. подземная добыча угля на шахте Джебарики-Хая полностью прекращена.

В связи с изменениями в строительном законодательстве электропотребление АО «ДСК» также сократилось.

Западный энергорайон. В два раза больше электроэнергии потребляет Западный энергорайон. Суммарное потребление в 2019 г. составило 3450,9 млн. кВт*ч. Крупными потребителями Западного энергорайона, объемы потребления которых больше 30 млн. кВт*ч. в год, являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), ПАО «Транснефть», ООО «ПТВС», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», АО «Теплоэнергосервис», АО «РНГ».

С 2017 г. в связи с закрытием рудника «Мир» потребление электроэнергии АК «АЛРОСА» (ПАО) уменьшилось. Устойчивый рост у ПАО «Транснефть», АО «РНГ», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и ПАО «ЯТЭК» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и, соответственно, увеличением объемов ее транспортировки. Как упоминалось ранее, в предприятиях тепло- и водоснабжения происходит снижение электропотребления, в связи с установками приборов учета у потребителей.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). Суммарное потребление электроэнергии в 2019 г. составило 2409,0 млн. кВт. ч. Как отмечалось выше, неуклонный рост электропотребления в нефтепроводном транспорте связан с ростом добычи нефти и её транспортировки.

На предприятиях угледобычи и золотодобычи происходит рост потребления электроэнергии, связанный с приростом объемов добычи.

Тенденция снижения электропотребления на предприятиях тепло- и водоснабжения, связанная с установкой приборов учета потребления услуг, также сохраняется и в данном энергорайоне.

Зона децентрализованного энергоснабжения. Суммарная потребность в электроэнергии у крупных предприятий в 2019 г. равна свыше 670 млн. кВт*ч. Рост электропотребления ОАО «Сургутнефтегаз», Нюрбинского и Удачинского ГОК АК «АЛРОСА» и ОАО «Алмазы Анабара» связан с развитием предприятий и наращиванием объемов добычи.

Электрические нагрузки

Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии по энергорайонам республики представлены в таблице 2.3.2.

Приведенные в таблице максимальные нагрузки увязаны с объемами потребления электроэнергии, представленными в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн. кВт*ч				
		2015	2016	2017	2018	2019
Центральный энергорайон						
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	63,589	65,443	67,739	70,538	71,031
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	53,3	45,9	51,5	53	н/д
АО «Водоканал» г. Якутск	Водоснабжение	37,3	34,1	38,2	32,652	35,980
АО «Теплоэнергия»	Теплоснабжение	29,949	29,765	28,797	28,222	26,810
ООО «Артель старателей «Дражник»	Цветная металлургия	15,538	16,284	1,074	13,624	13,904
ГАУ РС (Я) Республиканская больница №1-Национальный центр медицины	Медицинская помощь	13,271	14,067	8,561	13,364	13,748
АО «Аэропорт Якутск»	Обслуживание перелетов	10,788	12,006	1,360	9,922	10,412
ПАО «ЛЮРП»	Водный транспорт	8,9	9,2	9,0	7,8	8,5
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	10,3	9,9	8,2	8,267	8,340
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	8,298	8,283	8,022	8,278	8,301
ООО «Рудник «Дуэт»	Цветная металлургия	7,569	8,178	6,490	7,506	7,570
АО «Якутский хлебокомбинат»	Пищевая промышленность	7,7	7,7	6,4	5,818	5,839
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский + Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	8,174	6,159	5,664	3,842	3,481
Западный энергорайон						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	1557,9	1460,0	1059,0	1004,0	1068,0
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	318,3	318,3	377,6	649,9	794,9
в том числе:						
НПС-10		114,5	114,5	120,0	153,5	176,8
НПС-11		59,1	59,1	58,2	92,7	115,4
НПС-12		42,5	42,5	59,7	127,3	163,2
НПС-13		47,2	47,2	64,2	133,6	168,7
НПС-14		55,0	55,0	75,5	142,8	170,8
ООО «ИТВС»	Тепловодоснабжение	-	-	214,078	304,751	303,058
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»	Добыча нефти и газа	64,4	97,5	134,4	224,6	н/д
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	97,089	102,059	90,413	86,272	82,717
АО «РНГ»	Разведка и добыча нефти	-	-	3,616	24,609	38,083
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	27,596	27,546	27,819	30,162	29,591
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	14,049	14,115	14,867	13,732	12,860
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	5,0	7,6	7,7	8,3	8,7

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн. кВт*ч				
		2015	2016	2017	2018	2019
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	279,9	400,9	408,1	604,8	756,0
в том числе:						
НПС-15		-	85,0	87,3	129,8	161,3
НПС-16, НПС-18		139,0	161,4	161,5	245,1	307,3
НПС-17		88,3	98,4	102,0	137,2	160,9
НПС-19		52,6	56,1	57,3	92,7	126,5
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри»	Угольная промышленность	279,757	295,008	268,453	260,884	238,899
АО «Алданзолото» ГРК»	Цветная металлургия	140,994	137,862	148,953	152,144	157,243
ОАО «УК Нерюнгриуголь»	Угольная промышленность	-	33,774	44,248	80,903	104,363
ОАО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	24,6	39,0	49,7	93,5	110,3
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	33,541	33,440	33,111	33,080	32,569
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	34,5	32,7	30,9	28,5	27,5
ЗАО «Саха Голд Майнинг»	Цветная металлургия	5,236	11,507	22,982	26,625	28,742
ООО «УК «Колмар»	Угольная промышленность	-	-	12,579	14,727	22,366 ¹
АО «ДГК»	Генерирующая компания	370,134	383,079	367,764	380,867	367,756
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	-	-	12,6	14,7	26,8
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	5,7	8,3	9,9	9,536	9,192
ООО «МЕЧЕЛ- РЕМСЕРВИС»	Техсервис	7,7	8,1	8,0	7,5	н/д
ООО «Айгуль»	Оптовая и розничная торговля	4,4	4,6	6,1	7,2	н/д
Зона децентрализованного энергоснабжения						
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	421,2	433,0	432,4	467,0	460,8
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	н/д	н/д	110,3*	н/д	69,489
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	52,734	53,217	53,451	54,795	55,796
ОАО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	28,898	26,742	27,529	27,980	31,183
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	16,886	17,363	17,113	16,552	17,022
ФКП «Аэропорты Севера»	Обслуживание перелетов	14,554	15,004	17,657	17,436	15,117
АО «Прогноз»	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	н/д	12,493
ОАО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	н/д	8,253

Данные предприятий и организаций за 2015-2019 гг. (приложения 2.1, 2.2, 2.4, 2.5, 2.8, 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.19, 2.20, 2.21, 2.22, 2.23, 2.24)

¹⁾ показатели за 11 месяцев 2019 г.

²⁾ суммарное потребление без отделения децентрализованной зоны энергоснабжения.

*оценка ИФТПС СО РАН.

Таблица 2.3.2. Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2015	2016	2017	2018	2019
Центральный энергорайон						
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	12,7	13,1	13,5	14,1	14,2
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	12,1	10,4*	11,7*	12,1*	н/д
АО «Водоканал» г. Якутск*	Водоснабжение	11,0	10,0	11,2	9,6	10,6
АО «Теплоэнергия» *	Теплоснабжение	6,0	6,0	5,8	5,6	5,4
ООО «Артель старателей «Дражник» *	Цветная металлургия	2,2	2,3	0,0	2,0	2,0
ГАУ РС (Я) Республиканская больница №1-Национальный центр медицины *	Медицинская помощь	3,9	4,1	2,5	3,9	4,0
АО «Аэропорт Якутск» *	Обслуживание перелетов	3,2	3,5	0,4	2,9	3,1
ПАО «ЛОРП» *	Водный транспорт	2,6	2,7	2,7	2,3	2,5
АО «ДСК» *	Строительство, строительные материалы	1,5	1,4	1,7	1,2	1,2
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7
ООО «Рудник «Дуэт» *	Цветная металлургия	1,1	1,2	0,9	1,1	1,1
АО «Якутский хлебокомбинат» *	Пищевая промышленность	1,5	1,5	1,3	1,2	1,2
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая) *	Угольная промышленность	1,8	1,4	1,3	0,9	0,8
Западный энергорайон						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	363,1	303	168	167	177
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти					
в том числе:						
НПС-10		12,9	14,2	19,9	35,0	35,0
НПС-11		6,4	7,3	9,7	23,5	29,8
НПС-12		8,2	5,3	9,9	33,6	33,6
НПС-13		9	5,8	10,6	34,2	34,2
НПС-14		11,1	6,8	12,6	31,5	31,5
ООО «ПТВС» *	Тепловодоснабжение	-	-	42,8	61,0	60,6
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» *	Добыча нефти и газа	8,6	13	17,9	30,0	н/д
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	19,4	20,4	18,1	17,3	16,5
АО «РНГ» *	Разведка и добыча нефти	-	-	0,5	3,3	5,1
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	5,5	5,5	5,6	6,0	5,9
ООО Ленское ПТЭС*	Тепловодоснабжение	2,8	2,8	3,0	2,8	2,6
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	2,9	3,1	3,2	3,5*	3,6*

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2015	2016	2017	2018	2019
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри"	Угольная промышленность	30	31,7	42,7	43,8	40,7
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	45,5	50,4	80,3	126	137,5
в том числе:						
НПС-15		9,7	10,4	16,8	26,1	28,9
НПС-16, НПС-18		17,8	19,6	33,2	51,7	56,3
НПС-17		11,3	13,5	17,3	24,3	26,0
НПС-19		6,7	6,9	13,0	23,9	26,3
АО «Алданзолото» ГРК»	Цветная металлургия	18,5	18,1*	22,1	22,6	22,5
ОАО «УК Нерюнгриуголь» *	Угольная промышленность	-	7,5	7,0	12,7	18,2
ОАО «Золото Селигдара» *	Цветная металлургия	1,6	2,4	13,3	17,5	19,0
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	6,7	6,7	6,6	6,6	6,5
АО «Нерюнгринский городской водоканал» *	Водоснабжение	10,2	9,6	9,1	8,4	8,1
ЗАО «Саха Голд Майнинг» *	Цветная металлургия	0,7	1,5	3,1	3,6	3,8
ООО «УК «Колмар» *	Угольная промышленность	-	-	2,3	3,1	7,11
АО «ДГК» *	Генерирующая компания	3,4	3,3	10,4	3,4	3,6
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	-	-	2,6	3,1	7,1
АО АК «Железные дороги Якутии» *	Грузо- и пассажироперевозка	1,0	1,5	1,7	1,7	1,6
ООО "МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС"*	Техсервис	14,3	14,3	14,3	14,3	н/д
ООО «Айгуль» *	Оптовая и розничная торговля	1,0	1,0	1,4	1,6	н/д
Зона децентрализованного энергоснабжения (совмещенный максимум нагрузки)						
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	69,1	61,9*	61,8*	66,7*	65,8*
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	н/д	н/д	42,7	н/д	26,9
ОАО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	7	6,5*	6,7*	6,8*	7,6*
ФКП «Аэропорты Севера» *	Воздушный транспорт	1,8	1,9	2,2	2,2	1,9
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	10,6	10,6	10,7	11,0	11,2
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	3,4	3,4	3,4	3,3	3,4
АО «Прогноз» *	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	н/д	1,8
ОАО «Золото Селигдара» *	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	н/д	1,2

Данные предприятий и организаций за 2015-2019 гг. (приложения 2.1, 2.2, 2.4, 2.5, 2.8, 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.18, 2.19, 2.20, 2.21, 2.22, 2.23, 2.24)

*оценка ИФТПС СО РАН.

Прогноз на 2020-2024 гг.

Основной прирост потребления электроэнергии к 2024 г. произойдет в Западном и Южно-Якутском районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет реализации газотранспортной магистрали «Сила Сибири» ПАО «Газпром» и увеличения мощностей существующего нефтепровода «ВСТО» ПАО «Транснефть».

Кроме этого по Южно-Якутскому району электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) существенный прирост объема потребления электроэнергии будет обеспечиваться угольной промышленностью.

Потребление электроэнергии одним из крупных теплоснабжающих предприятий республики ГУП «ЖКХ РС(Я)» снижается за счет увеличения роста выработки котельных на природном газе с сокращением объемов выработки тепла котельных на угле. В зоне децентрализованного энергоснабжения снижение происходит за счет уменьшения выработки тепла, вызванный оптимизацией производственного процесса.

Таблица 2.3.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии на 2020-2024 гг.

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн. кВт*ч				
		2020	2021	2022	2023	2024
Центральный энергорайон						
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	72,084	71,793	69,598	69,379	67,045
АО «Водоканал» г. Якутск	Водоснабжение	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
АО «Теплоэнергия»	Теплоснабжение	26,6	26,6	26,6	26,6	26,6
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
АО «Якутский хлебокомбинат»	Пищевая промышленность	6,0	6,2	6,6	7,0	7,1
Западный энергорайон						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	922,0	914,0	902,0	831,0	831,0
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	1378,4	1378,4	1378,4	1378,4	1378,4
в том числе:						
НПС-10		294,0	294,0	294,0	294,0	294,0
НПС-11		249,9	249,9	249,9	249,9	249,9
НПС-12		282,3	282,3	282,3	282,3	282,3
НПС-13		287,6	287,6	287,6	287,6	287,6
НПС-14		264,6	264,6	264,6	264,6	264,6
ООО «ПТВС»	Тепловодоснабжение	271,89	271,89	271,89	271,89	271,89
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	97,971	97,971	97,971	97,971	97,971
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	35,014	34,475	33,930	34,471	34,385
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	10,817	10,817	10,817	10,817	10,817
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти	826,6	826,6	826,6	826,6	826,6
в том числе:						
НПС-15		176,6	176,6	176,6	176,6	176,6
НПС-16		201,3	201,3	201,3	201,3	201,3
НПС-17		171,4	171,4	171,4	171,4	171,4
НПС-18		134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
НПС-19		143,1	143,1	143,1	143,1	143,1
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри»	Угольная промышленность	288,8	288,8	288,8	288,8	288,8
АО «Алданзолото» ГРК»	Цветная металлургия	152,1	152,1	152,1	152,1	152,1

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн. кВт*ч				
		2020	2021	2022	2023	2024
ОАО «УК Нерюнгриуголь»	Угольная промышленность	80,9	80,9	80,9	80,9	80,9
ОАО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	103,5	115,5	115,5	115,5	115,5
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
ООО «МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС»	Техсервис	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Зона децентрализованного энергоснабжения						
ОАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	606,3	638,3	671,5	710,7	710,7
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	70,991	70,991	70,991	70,991	70,991
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	54,264	54,415	54,004	52,955	52,174
ОАО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	30,0	33,1	33,1	33,1	33,1
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
АО «Прогноз»	Цветная металлургия	14,161	18,024	18,024	18,024	18,024
ОАО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	9,254	9,254	9,254	9,254	9,254
ООО «Арктик Капитал»	Горная добыча	5,758	5,758	5,758	5,758	5,758

Прогнозные данные предприятий и организаций за 2020-2024 гг. (приложения 2.1, 2.4, 2.8, 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.19, 2.20, 2.21, 2.22, 2.23, 2.24)

Таблица 2.3.4. Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии на 2020-2024 гг.

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2020	2021	2022	2023	2024
Центральный энергорайон						
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский + Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	0,4	0,4	0,3	0,3	н/д
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	17,3	17,3	17,3	17,3	н/д
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	14,4	14,4	13,9	13,9	13,4
АО «Водоканал» г. Якутск*	Водоснабжение	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
АО «Теплоэнергия» *	Теплоснабжение	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
АО «Якутский хлебокомбинат» *	Пищевая промышленность	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4
Западный энергорайон						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	187	199	193	170	н/д
ПАО «Транснефть», всего,	Транспортировка нефти					
в том числе:						
НПС-10		35	35	35	35	35
НПС-11		29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
НПС-12		33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
НПС-13		34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
НПС-14		31,5	31,5	31,5	31,5	31,5

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2020	2021	2022	2023	2024
ООО «ИТВС»	Тепловодоснабжение	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	7,0	6,9	6,8	6,9	6,9
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
ОАО «ЯТЭК»	Добыча газа	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри"	Угольная промышленность	30	31,7	27,7	27,1	27,1
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти					
НПС-15		31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
НПС-16		10,9	11,8	15,9	30,3	30,3
НПС-17		11,3	13,5	16,9	29,1	29,1
НПС-18		6,9	7,8	10,8	30,9	30,9
НПС-19		6,7	6,9	9,5	23,5	29,6
ПАО «Газпром»	Добыча газов	6,8	6,8	9,2	11,6	н/д
ООО «МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС»	Техсервис	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
АО «Алданзолото» ГРК*	Цветная металлургия	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
ОАО «УК Нерюнгриуголь» *	Угольная промышленность	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
ОАО «Золото Селигдара» *	Цветная металлургия	10,9	11,3	13,5	25,5	25,5
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
АО «Нерюнгринский городской водоканал» *	Водоснабжение	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
АО «ГОК «Инаглинский» *	Угольная промышленность	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
АО АК «Железные дороги Якутии» *	Грузо- и пассажироперевозка	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Зона децентрализованного энергоснабжения						
ОАО «Сургутнефтегаз» *	Добыча нефти	80,8	85,1	89,5	94,8	94,8
АК «АЛРОСА» (ПАО) *	Алмазодобывающая промышленность	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	10,9	10,9	10,8	10,6	10,4
ОАО «Алмазы Анабара» *	Добыча алмазов	7,3	8,1	8,1	8,1	8,1
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
АО «Прогноз»*	Цветная металлургия	1,9	2,4	2,4	2,4	2,4
ОАО «Золото Селигдара»*	Цветная металлургия	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ООО «Арктик Капитал»*	Горная добыча	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8

Прогнозные данные предприятий и организаций за 2020-2024 гг. Приложения 2.1, 2.4, 2.8, 2.9, 2.10, 2.11, 2.12, 2.13, 2.14, 2.15, 2.16, 2.17, 2.19, 2.20, 2.21, 2.22, 2.23, 2.24)

*оценка ИФТПС СО РАН.

2.4 Перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе договоров на осуществление технологического присоединения)

В таблице 2.4.1 приведен перечень перспективных потребителей (свыше 10 МВт) согласно утвержденным техническим условиям на технологическое

присоединение к электрической сети в Республике Саха (Якутия) по состоянию на начало 2020 г.

Таблица 2.4.1 – Наиболее крупные (свыше 10 МВт) утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрической сети Республики Саха (Якутия)

Наименование Заявителя	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания	Сетевая организация
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	22,918	0	110	2019	2021	ПС 110 кВ Хандыга	ПАО «Якутскэнерго»
АО «Денисовский ГОК»	13,5	0	110	2016	2020	Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ	АО «ДРСК»
УК «Колмар»	8,861	2,6	110	2015	2020	Чульманская ТЭЦ	АО «ДГК»
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	50,05	0	110	2018	2022	ПС 220 кВ Городская ПС 220 кВ Пеледуй	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Транснефть-Восток»		29,635	10	-	2022	ПС 220 кВ НПС-19	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Эльгауголь»	101,1	10,9	110	2016	2024	ПС 220 кВ Эльгауголь	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Саханефть»	14	0	110	2019	2021	ПС 220 кВ Районная	ООО «ЯЭСК»
АО «ГОК «Инаглинский»	57,981	0	220	2020	2024	ПС 220 кВ Налдинская	ПАО «ФСК ЕЭС»

* срок действия технических условий на технологическое присоединение истек

В таблицах 2.4.2-2.4.5 приведен перечень перспективных потребителей (свыше 1 МВт) согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электрической сети в Республике Саха (Якутия) по состоянию на начало 2020 г.

Таблица 2.4.2. Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго»

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
АО «Жатайская судовой верфь»	Жатайская судовой верфь	8,5	0	110	2019	2021	ЯГРЭС
ООО «Стройкон»		4,589			2014	2025	ПС 110 кВ Центральная
ООО «Завод базальтовых материалов»	Завод базальтовых материалов	3,985			2018	2022	ПС 110 кВ Покровск
ООО «Строймонтаж-2002»		3,8			2016	2021	ПС 110 кВ Центральная
МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО г.		3,72			2018	2020	ПС 110 кВ Радиоцентр

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
Якутск							
ООО «Ратмир Север»		2,96			2020	2022	ПС 110 кВ Восточная
ООО «ГТ Нижний Бестях»		2,624			2018	2023	ПС 110 кВ Нижний Бестях
ООО «Трансстрой»		1,945			2017	2022	ПС 110 кВ Северная
ОАО «ЯКСМИК»		1,854			2018	2020	ПС 110 кВ Восточная
ГКУ СГЗ РС (Я)		1,53			2019	2021	ПС 110 кВ Набережная
ТУСКУЛ ЖСПК		1,216			2013	2021	ПС 110 кВ Птицефабрика
ООО «Инэрго»		1,2			2019	2020	П 110 кВ Северная
ООО «СЮЛЬДЮКАРНЕ ФТЕГАЗ»		1,03			2019	2021	ПС 110 кВ Вилой
ООО «Прометей»		1			2019	2020	ПС 110 кВ Набережная
АО «РНГ»	Газопоршневая электростанция	12,36		110	2018	2020	ПС 110 кВ Таас-Юрях
Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания	Месторождение Нежданинское	22,918		110	2019	2021	ПС 110 кВ Хандыга

Таблица 2.4.3. Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям АО «ДРСК»

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
ПАО «Газпром»	КС-4 «Нимнырская»	8,015	0	10	2016	2020	ПС 110 кВ КС-4
АО «Денисовский ГОК»	ПС 110/6,3/6,6 Дежневская	7,322	15,7	110	2016	2020	Нерюнгринская ГРЭС; Чульманская ТЭЦ
ПАО «Газпром»	КС-5 «Нагорная»	7,03	0	10	2018	2022	ПС 220 кВ КС-5
АО «Денисовский ГОК»	ПС 110/6 кВ Денисовская	3	5	110	2015	2020	Нерюнгринская ГРЭС
ПАО «Газпром»	ЛПУ № 3 г. Нерюнгри магистрального газопровода «Сила Сибири»	1,698	0	6	2015	2020	ПС 110 кВ СХК
ПАО «Газпром»	ЛПУ № 2 в г. Алдан магистрального газопровода «Сила Сибири»	1,553	0	6	2015	2020	ПС 35 кВ Восточная
ЗАО «Тимир ГМК»	ЛПУ № 2 в г. Алдан магистрального газопровода «Сила Сибири»	1,3	0	6-10	2011		ПС 110 кВ Малый Нимныр
УК «Колмар»	Угольный комплекс «Инаглинский»	8,861	2,6	110	2015	2020	Чульманская ТЭЦ

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
ЗАО «Тимир ГМК»	Проектируемая подстанция 110/10кВ горно- обогатительного комбината «Гажный»	10	0	110	2014	2023	ПС 110 кВ Малый Нимыр
АО «Денисовский ГОК»	ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ Комсомольская	13,5	0	110	2016	2020	1 ВЛ-110 кВ "Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ"
ПАО «Газпром»	КС-3 «Амгинская»	7,14	0,038	10	2016		ПС 220 кВ КС-3

Таблица 2.4.4. Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям ПАО «Магаданэнерго»

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
ОАО «Сусманзолото»	ПС 110 кВ Чифирная	4	0	110	2018	2020	ПС 110 кВ Артык
ООО «Богуславец»	ПС Богуславец	1	0	35	2016	2020	ПС 35 кВ Дражный

Таблица 2.4.5. Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
АО «ДВЭУК»	ПС 35 кВ КС-2, 2 ВЛ 35 кВ	8,29	0	35	2019	2021	ПС 220 кВ Олемкинск
ПАО «Якутскэнерго»	Существующая ВЛ 10 кВ Мурья- Беченча, ТП 10/0,4 кВ (перевод питания с ПС 220 кВ НПС-12)	2,154	0	10	2019	2020	ПС 220 кВ НПС-12
АС «Иреляхнефть»	Две ЛЭП 10 кВ, приемо-сдаточный пункт нефти	1,2	0	10	2015	2019	ПС 220 кВ НПС-12
ПАО «Якутскэнерго»	ЛЭП 6 кВ, РП 6 кВ, ТП 6 кВ	2,64	5	6	2017	2019	ПС 220 кВ Олемкинск
АО «РНГ»	Две ЛЭП 10 кВ	4	0	10	2018	2021	ПС 220 кВ НПС-12
АО «РНГ»	Две ВЛ 20 кВ, КТП 20 кВ	3	0	20	2018	2019	ПС 220 кВ Городская
ПАО «Газпром»	Компрессорная станция КС-1 «Салдыкельская» (ЗРУ-10 кВ КС-1)	6,96	0	10	2016	2020	ПС 220 кВ НПС-12
АО «Полнос Алдан»	ПС 35 кВ №9 и №19	2,5	3,5	35	2017	2020	ПС 220 кВ Нижний Куранах
АО «ДРСК»	ПС 220/10 кВ КС-5	7,03	0	220	2016	2022	ПС 220 кВ Тында
АО «ДРСК»	ПС 220/10 кВ КС-3	7,14	0,038	220	2016	2022	ПС 220 кВ Нижний

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
							Куранах
АО «ДРСК»	ЛЭП 110 кВ, ПС 110/10 кВ КС-4	8,015	0	110	2016	2020	ПС 220 кВ НПС-18
ЗАО «САХА Голд Майнинг»	РП-6 кВ	2,95	3	6	2015	2020	ПС 220 кВ Нижний Куранах
АО «ДРСК»	Присоединение трех ЛЭП 35 кВ Томмот - Алексеевск и Томмот - 24 км, Томмот - Промзона	0	9,8	35	2012	2020	ПС 220 кВ Томмот
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	Чандинское НГКМ	50,05	0	110	2018	2022	ПС 220 кВ Городская
ООО «Транснефть- Восток»	ПС 220 кВ НПС-19		29,635	10	-	2022	ПС 220 кВ НПС-19
ООО «Эльгауголь»	ПС 110/6 кВ Промплощадка 2х40 МВА, ПС 110/35/6 кВ Горная 2х25 МВА, ПС 35/10 кВ Ундыткан 2х10 МВА, ПС 35/6 кВ Вахтовый поселок 2х	101,1	10,9	110	2016	2024	ПС 220 кВ Эльгауголь
АО «ГОК «Инаглинский»	«ГОК «Инаглинский»	57,981	0	220	2020	2024	ПС 220 кВ Налдинская

Таблица 2.4.6. Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям ООО «ЯЭСК»

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
ООО «Аэропорт «Мирный»	Строительство аэропортового комплекса с объектами обеспечения ТВК и а/д	4,3	0	10	2020	2021	ПС 220 кВ Районная
ООО «Саханефть»	Маччобинское НГКМ	14,0	0	110	2020	2021	ПС 110 кВ Маччоба

В таблице 2.4.7 приведен перечень перспективных потребителей (свыше 150 кВт) в децентрализованной зоне согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электрической сети в Республике Саха (Якутия) по состоянию на начало 2020 г.

Таблица 2.4.7. Утвержденные технические условия на технологическое присоединение потребителей к электрическим сетям АО «Сахаэнерго»

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
АМО «Анабарский национальный (долгано-	Зона ИЖС в с. Юрюнг-Хая	0,2	0	10		2020	ДЭС с. Юрюнг-Хая

Заявитель	Объект	+P, МВт	Ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
эвенкийский район) район»							
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Котельная № 6	0,2	0	6		2020	ДЭС п. Зырянка
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Строительство механизированной котельной на 12,5 МВт с оптимизацией котельных №1, №5 с тепловым пунктом	0,3	0	6		2020	ДЭС п. Зырянка
ООО «Строймонтаж-2002» ООО «Запсибгазпром- Газификация»	Временный вагон- городок»	0,3	0	6		2020	ДЭС п. Тикси
АМО «Ленский район» РС(Я)	Национальная школа на 50 учащихся с детским садом на 15 мест и интернатом на 15 мест	0,2	0	6		2021	ДЭС с. Толон

2.5 Динамика изменения максимума нагрузки

Западный энергорайон

Особенностью Западного энергорайона является специализация промышленности, электроснабжение которой осуществляется от энергосистемы, фактически на одной отрасли – алмазодобыче. Крупнейшим потребителем электроэнергии выступают предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), доля которых составляет около 60% от общего электропотребления Западного энергорайона. Вследствие этого изменение электропотребление АК «АЛРОСА» (ПАО) оказывает значительное влияние на динамику электропотребления всего Западного энергорайона.

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в Западном энергорайоне за 2015-2019 гг. приведена в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Западном энергорайоне

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум нагрузки, МВт	596	594	569	623	656
Годовое изменение, %	1,17	-0,30	-4,21	9,49	5,3
Электропотребление, млн кВт*ч	2994	2966	2950	3225	3451
Годовое изменение, %	4,23	-0,09	-0,5	9,32	6,99
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5023	4993	5185	5177	5261

Как следует из таблицы 2.5.1, в период 2015-2017 гг. в Западном энергорайоне наблюдалась тенденция снижения как максимума нагрузки (рисунок

2.5.1 а), так и электропотребления (рисунок 2.5.1 б), после, в 2017 г. наблюдается рост как максимума нагрузки, так и электропотребления энергорайона.

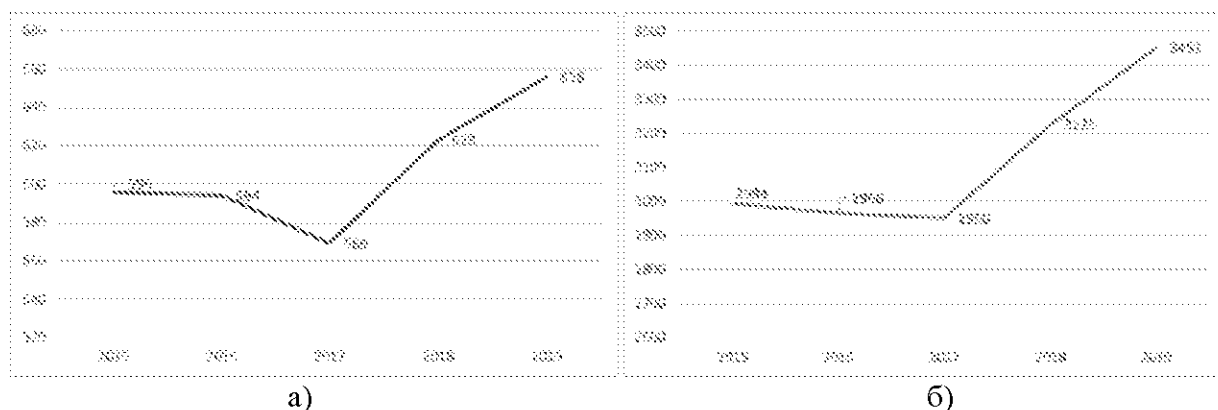


Рисунок 2.5.1. Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Западном энергорайоне

Центральный энергорайон

Динамика электропотребления и максимальных электрических нагрузок потребителей в Центральном энергорайоне за период 2015-2019 гг. приведена в таблице 2.5.2. Анализ приведенной динамики показывает, что в Центральном энергорайоне за период 2015-2019 гг. наблюдалась тенденция роста как максимума нагрузки (рисунок 2.5.2 а), так и уровня электропотребления (рисунок 2.5.2 б).

Таблица 2.5.2. Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Центральном энергорайоне

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум нагрузки, МВт	304	301	308	304	321
Годовое изменение, %	-5,97	-0,99	2,33	-1,3	5,6
Электропотребление, млн кВт·ч	1659	1660	1649	1692	1753
Годовое изменение, %	-1,19	-0,06	-0,66	2,61	3,59
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5458	5515	5354	5566	5461

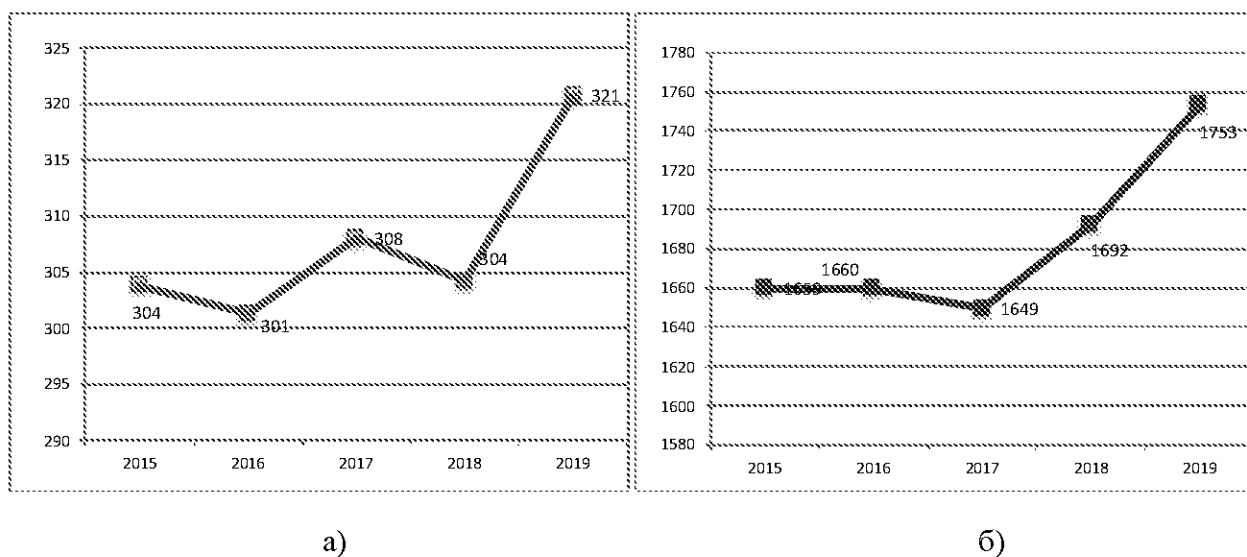


Рисунок 2.5.2. Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Центральном энергорайоне

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Динамика электропотребления и собственного максимума нагрузки в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) за период 2015-2019 гг. приведена в таблице 2.5.3. Максимум нагрузки (рисунок 2.5.3 а) в энергорайоне возрастает, как и электропотребление (рисунок 2.5.3 б).

Таблица 2.5.3. Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Максимум нагрузки, МВт	279	298	316	344	399
Годовое изменение, %	1,90	6,81	6,04	8,86	15,99
Электропотребление, млн кВт·ч	1722	1913	1909	2194	2409
Годовое изменение, %	4,94	11,09	-0,26	14,99	9,80
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6172	6420	6038	6387	6038

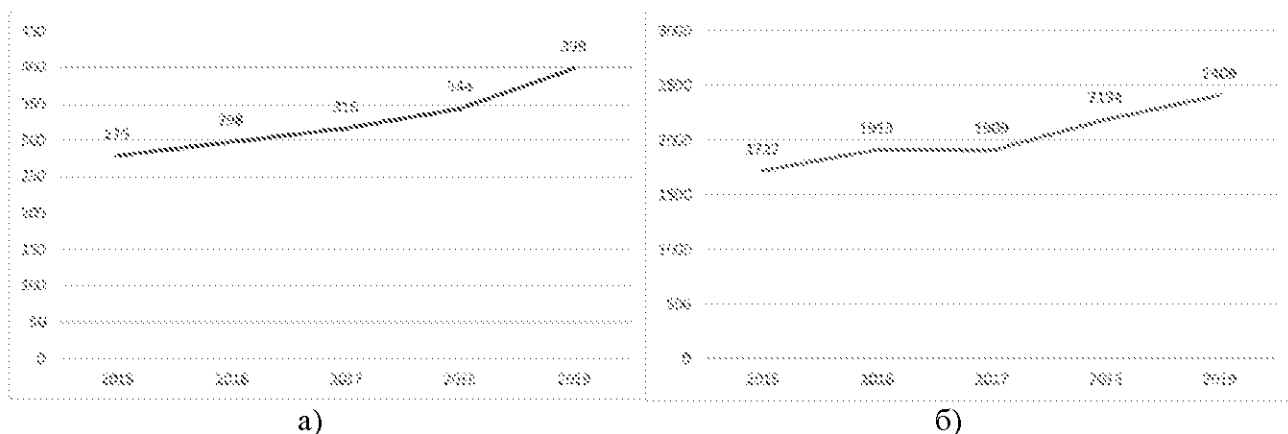


Рисунок 2.5.3. Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

2.6 Динамика потребления тепловой энергии, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

Потребление тепловой энергии в 2019 г. в республике составило 12,3 млн. Гкал, что на 3,39 % ниже скорректированного показателя предыдущего года, в 2018 г. по оценке потребление тепловой энергии составляет около 12,7 млн. Гкал. В таблице 2.6.1 представлена динамика изменения теплоснабжения за период 2015-2019 гг.

Таблица 2.6.1. Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2015-2019 гг.

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018.	2019
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	11089,0	11324,1	12018,6	12737,4	12305,6
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал		235,1	694,5	718,8	-431,8
Средние темпы прироста, %		2,1%	6,1%	5,84%	-3,39%

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2015-2018 гг.»

* 2018-2019 гг. оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

За период с 2015 по 2019 гг. потребление тепловой энергии в республике повысилось на 11,0 %, с 2015 по 2018 гг. повышение оценивается в 14,9 %. В период с 2015 по 2019 годы наблюдается увеличение теплопотребление на добывающих предприятиях, в отрасли обрабатывающих производств сокращение теплопотребления составило 4,0 %. Теплопотребление населением за рассматриваемый период изменилось незначительно, увеличение составило 3,3 %. В сельском хозяйстве в рассматриваемый период теплопотребление уменьшилось на 9,1 %. Значительное сокращение теплопотребления (на 39,6 %) произошло в сфере строительства. Кроме того, потребление тепла в прочих отраслях (образование, здравоохранение, государственное управление) увеличилось за рассматриваемый период на 9,1 %. В таблице 2.6.2 представлена структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2015 по 2019 гг.

Таблица 2.6.2. Динамика потребление тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2015 по 2019 гг., тыс. Гкал.

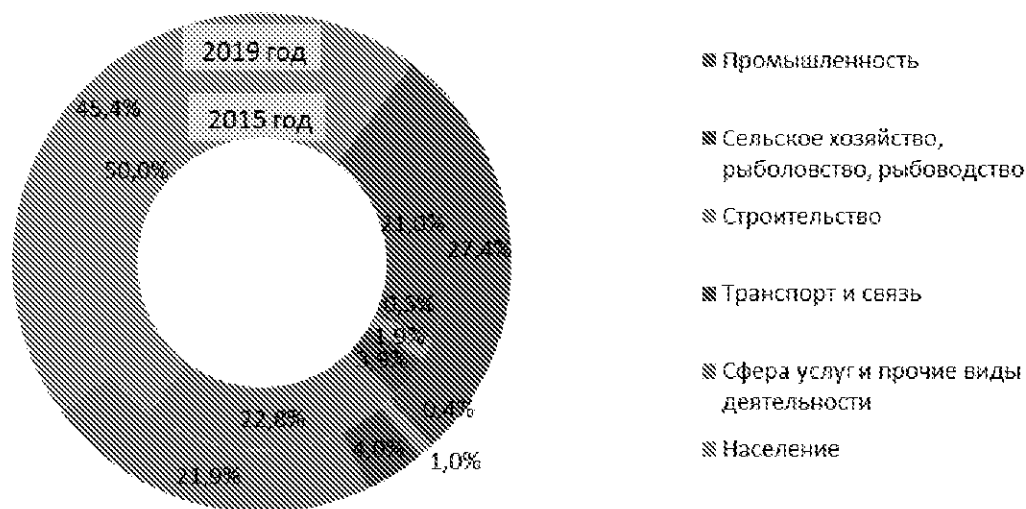
Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление всего, в том числе:	11089,0	11324,1	12018,6	12737,4	12305,6
Промышленность всего, в том числе:					
добыча полезных ископаемых	1235,3	1300,4	1327,1	1590,7	1308,6
обрабатывающие производства	229,7	274,8	207,5	226,7	220,4
производство и распределение электроэнергии, воды и газа	812,5	1842,0	1809,3	1859,6	1844,3
Сельское хозяйство, рыболовство, рыбоводство	49,3	49,5	41,5	45,2	44,8
Строительство	200,9	141,7	121,7	122,6	121,3
Транспорт и связь	417,1	423,5	451,8	472,6	486,8
Сфера услуг и прочие виды деятельности	2463,4	2687,9	2780,1	2692,3	2689,8
Население	5411,5	5541,3	5279,6	5727,7	5589,6

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2015-2018 гг.»

* 2018-2019 гг. ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

В структуре теплопотребления в республике за 2015-2019 гг. произошли некоторые изменения. Ожидается, что доля теплопотребления населением сократится с 50,0 % в 2015 году до 45,4 % в 2019 г. За рассматриваемый период рост доли теплопотребления промышленностью оценивается с 21,0 % в 2015 г. до 27,4 % в 2019 г. Осталась на одном уровне доля теплопотребления в сельском

хозяйстве. Ожидаемая доля теплоснабжения на предприятиях транспорта и связи увеличилась с 3,9 % в 2015 г. до 4,0 % в 2019 г. На рисунке 2.6.1 представлено сравнение структуры теплоснабжения в Республике Саха (Якутия) в 2015 и 2019 гг.



* 2019 г. оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

Рисунок 2.6.1. Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2015 по 2019 гг.

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций крупных энергокомпаний в 2019 г. составила 2634,5 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 1651,3 Гкал/ч, филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» – 985,0 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 68,9 Гкал/ч.

Теплоснабжение потребителей также осуществляется от многочисленных котельных. Суммарная установленная мощность котельных крупных энергокомпаний оценивается в 5590,34 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 70,70 Гкал/ч, АО «Теплоэнергосервис» – 704,9 Гкал/ч, ГУП «ЖКХ РС (Я)» – 2654,9 Гкал/ч, филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» – 400,00 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 7,54 Гкал/ч, ООО «ПТВС» – 920,14 Гкал/ч, ООО «Ленское ПТЭС» – 166,96 Гкал/ч, АО «ДСК» – 142,04 Гкал/ч, АО «Теплоэнергия» – 194,89 Гкал/ч, АК «АЛРОСА» (ПАО) – 285,02 Гкал/ч (таблица 2.6.3). Более подробная информация об установленной тепловой мощности энергоисточников представлена в приложении 2.14.

Таблица 2.6.3. Установленная тепловая мощность крупных энергокомпаний Республики Саха (Якутия) в 2019 г.

Энергокомпания	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПАО «Якутскэнерго»	1651,3
АО «Сахаэнерго»	91,92
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	1385,0
АО «Теплоэнергосервис»	704,9
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	2654,9
ООО «ПТВС»	920,14
ООО «Ленское ПТЭС»	166,96

АО «Теплоэнергия»	194,89
АО «ДСК»	142,04
АК «АЛРОСА» (ПАО)	285,02
Итого	8197,07

Источник: Данные предприятий (Приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.9, 2.11, 2.12, 2.14, 2.15, 2.16, 2.20)

Производство тепловой энергии в республике в 2019 г. ожидается 15,4 млн. Гкал. Структура производства тепловой энергии в 2019 г. представлена в таблице 2.6.4.

Таблица 2.6.4. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2019 г.

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс.Гкал	Вид топлива
1	2	3	4
Электростанции			
Всего от ТЭС, в том числе:		4505,8	
1	ПАО «Якутскэнерго», всего, в том числе:	2541,5	
	Якутская ГРЭС	1118,7	природный газ
	Якутская ГРЭС-2	670,4	природный газ
	Якутская ТЭЦ	752,4	природный газ
2	Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», всего, в том числе:	1912,5	
	Нерюнгринская ГРЭС	1649,8	каменный уголь
	Чульманская ТЭЦ	262,7	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго», всего, в том числе:	51,8	
	Депутатская ТЭЦ	51,8	каменный уголь
Котельные			
Всего от котельных, из них:		10522,6	
1	ПАО «Якутскэнерго»	15,1	природный газ, дизельное топливо, дрова
2	Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	34,0	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго»	6,1	природный газ, дизельное топливо, уголь
4	АО «Теплоэнергосервис»	1084,4	природный газ, дизельное топливо, уголь
5	ООО «ЛТВС»	1043,8	природный газ, нефть, уголь
6	ООО «Ленское ПТЭС»	221,0	природный газ, нефть
7	АК «АЛРОСА» (ПАО)	227,6	природный газ, нефть, уголь, дизельное топливо
8	АО «ДСК»	113,6	природный газ
9	АО «Теплоэнергия»	601,0	природный газ
10	ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3750,2	природный газ, дизельное топливо, уголь
Электробойлерные			
Всего от электробойлерных, из них:		342,3	
	ПАО «Якутскэнерго»	16,4	

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс.Гкал	Вид топлива
1	АО «Теплоэнергосервис»	68,7	
2	ООО «ПТВС»	244,4	
3	АК «АЛРОСА» (ПАО)	12,8	
Вторичные энергоносители			
Всего от вторичных энергоносителей, из них:		66,8	
1	АО «Сахаэнерго»	15,2	

Источник: Данные предприятий (Приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.9, 2.11, 2.12, 2.14, 2.15, 2.16, 2.20); формы статистической отчетности 6-ТП за 2019 г.

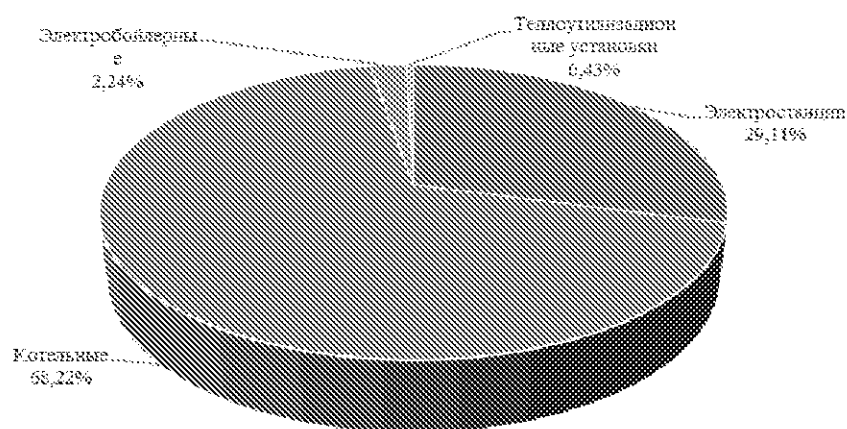


Рисунок 2.6.2. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2019 г.

Основную долю в структуре производства тепловой энергии в республике занимают котельные. За рассматриваемый период с 2015 по 2019 гг. доля котельных в общей структуре производства тепла оценочно увеличилась на 3,3 % и в 2019 г. составляет 68,2 %. Доля электростанций в производстве тепловой энергии несколько снизилась с 31,1 % в 2015 г. до 29,1 % в 2019 г. Доля электробойлерных сократилась с 3,4 % в 2015 г. до 2,2 % в 2019 г. Доля тепловой энергии, производимой вторичными энергоносителями, за рассматриваемый период снизилась с 0,6 % до 0,4 %. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2015-2019 г. представлена на рисунке 2.6.2.

Баланс производства и потребления тепловой энергии выполнен по уточненным данным согласно годовым отчетам энергокомпаний (ПАО «Якутскэнерго», АО «Сахаэнерго», филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», ГУП «ЖКХ РС(Я)», АО «Теплоэнергосервис», АК «АЛРОСА» (ПАО), ООО «ПТВС»). Кроме того, в структуру производства тепловой энергии включен объем тепловой энергии, произведенной с помощью вторичных энергоносителей. Баланс тепловой энергии республики за период 2015-2019 гг. приведен в таблице 2.6.5.

Таблица 2.6.5. Баланс тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2014 по 2019 гг., тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Производство тепловой энергии, всего	14236,4	14447,0	15213,4	15593,3	15437,5
в том числе:					
Электростанции	4429,7	4511,8	4345,5	4452,7	4505,8
в том числе:					
ПАО «Якутскэнерго»	2278,9	2335,6	2386,2	2389,6	2541,5
АО «Сахаэнерго»	75,1	63,2	56,7	58,2	51,8
АО «ДГК»	2075,7	2113,0	1902,6	2004,9	1912,5
Котельные, из них:	9235,9	9455,2	10499,9	10722,1	10522,6
ПАО «Якутскэнерго»	135,7	138,2	101,1	15,6	15,1
АО «Сахаэнерго»	5,8	5,7	5,9	6,0	6,1
АО «ДГК»	15,8	2,3	72,4	25,9	34,0
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3497,9	3649,6	3677,6	3731,6	3750,2
АО «Теплоэнергосервис»	1280,0	1003,2	1122,4	913,1	1084,4
Электробойлерные, в том числе:	486,5	414,1	365,1	346,1	342,3
ПАО «Якутскэнерго»	23,0	23,0	20,7	20,3	16,4
АО «Теплоэнергосервис»	103,6	84,9	75,5	81,6	68,7
АК «АЛРОСА» (ПАО)	359,9	306,2	13,7	10,37	12,8
ООО «ЛТВС»	-	-	254,1	254,2	244,4
Вторичные энергоносители	84,3	65,9	66,0	67,2	66,8
Потери тепловой энергии, всего	3085,3	3032,5	3194,8	2855,9	3131,9
Потребление тепловой энергии, всего	11089,0	11324,1	12018,6	12737,4	12305,6

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП, 11-ТЭР за 2015-2018 гг.;
Данные предприятий * 2018-2019 гг. - оценка ИФТЭС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

Потребление и производство тепловой энергии в г. Якутске

Суммарное потребление тепловой энергии в г. Якутске в 2019 г. ожидается 2,6 млн Гкал. Ожидается за период 2015-2019 гг. рост теплоснабжения на 1,0 % (таблица 2.6.6). В структуре потребления наибольшую долю составляют: население - около 66,2 % и сфера услуг – 29,8 % (рисунок 2.6.3).

Таблица 2.6.6. Динамика потребления тепловой энергии в г. Якутске, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Потребление тепловой энергии, всего	2561,5	2624,2	2570,2	2605,8	2584,4
в том числе: промышленность	85,6	79,5	47,5	48,3	48,1
строительство	20,1	24,3	29,8	30,3	30,2
транспорт и связь	53,2	49,1	26,0	26,4	26,3
население	1572,1	1642,8	1694,9	1723,8	1717,1
сфера услуг и прочие виды деятельности	830,5	828,5	763,9	776,9	773,9

Структура производства теплоснабжающими предприятиями в пределах городской территории Якутска представлена в таблице 2.6.8. Наиболее крупными производителями тепловой энергии являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергия», АО «ДСК» и ГУП «ЖКХ РС(Я)».

Наибольшую долю (около 68 %) в производстве тепловой энергии в 2019 г. составили источники ПАО «Якутскэнерго», из них: 72,6 % – электростанции, 0,4 % – котельные компании. На котельных АО «Теплоэнергия» произведено около 17,3 % от общего объема, АО «ДСК» – 3,3 %, немногим более 3,2 % – ГУП «ЖКХ РС(Я)» и около 3,2 % – на остальных предприятиях.

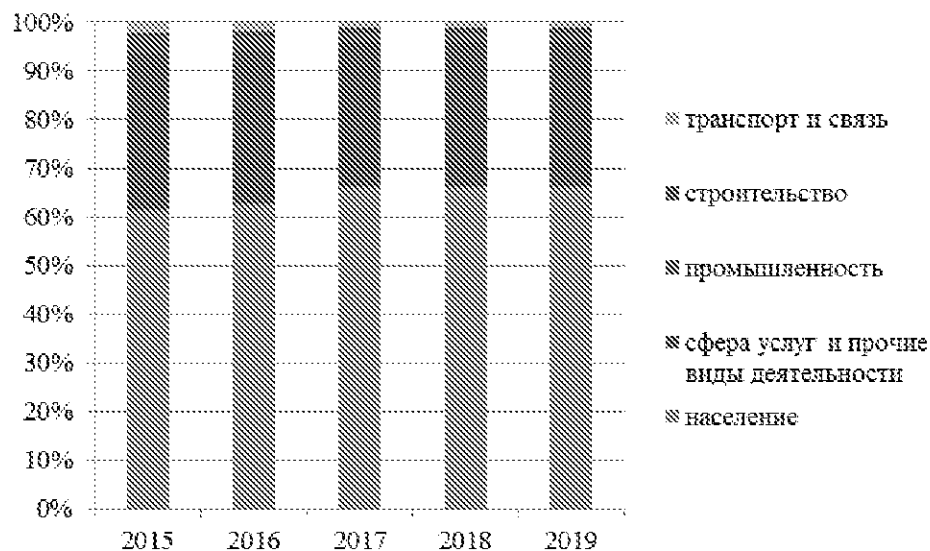


Рисунок 2.6.3. Динамика структуры потребления тепловой энергии в г. Якутске в 2015-2019 гг.

Таблица 2.6.8. Производство тепловой энергии в г. Якутске, тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Всего, в том числе:	3409,7	3443,7	3517,6	3502,5	3498,1
Электростанции ПАО «Якутскэнерго»	2278,9	2335,6	2316,7	2389,6	2541,5
в том числе: Якутская ГРЭС	1355,6	1419,8	1455,5	1055,2	1118,7
Якутская ГРЭС-2			92,8	539,2	670,4
Якутская ТЭЦ	923,3	915,8	768,4	795,2	752,4
Котельные, всего	1130,8	1108,1	1200,9	1112,9	956,6
в том числе: ПАО «Якутскэнерго»	135,7	138,2	80,5	15,6	15,1
АО «Теплоэнергия»	791,6	746,1	732,1	738,0	601,0
АО «ДСК»	137,0	124,5	115,9	110,1	113,6
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	101,6	109,2	110,2	113,4	110,2
ГАУ РС(Я) «Республиканская больница №1-Национальный центр медицины»	42,4	43,6			
ООО «Сахаэлектрогаз»	6,3	3,3			
МУП «Пригородная теплосетевая компания»	52,6	52,2			
ООО «Северные коммунальные системы»	0,6	15,5			

данные 2018-2019 г. – оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

2.7 Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2019 г. с указанием теплоснабжающей организации приведен в таблице 2.7.1.

Таблица 2.7.1. Перечень основных потребителей тепловой энергии

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2019 г., тыс. Гкал		Источник покрытия тепловой нагрузки			
		Всего	Из них: от собст. ист.	Теплоснабжающая организация	Тип источника	Уст. тепл. мощность, Гкал	Год ввода в эксплуатацию
АК «АЛРОСА» (ПАО)	678174, г. Мирный, ул. Ленина, 6	483,48	231,35	ООО «ПТВС»	Котельные, эл/бойлерные	701,1212,1	1985,2007, 2012,2015
				ООО «Ленское ПТЭС»	Котельные	175,5	1968,1981, 1999,2009, 2015
				АК «АЛРОСА» (ПАО)	Котельные Эл/бойлерные	266,526,6	н/д
АО «ДСК»	677002, г. Якутск, Покровский тракт, 6 км	58,87	58,87	АО «ДСК»	Котельные	142,0	1987,2016
АО «Алмазы Анабара»	677027, г. Якутск, ул. Кирова, д. 18, блок «Б»	11,63	11,63	АО «Алмазы Анабара»	Котельные	18,6	2006, 2009-2017
ПАО «Транснефть»	119180, г. Москва, ул. Большая Полянка, д. 57	37,55	37,55	ПАО «Транснефть»	Котельные	69,6	н/д
ФКП «Аэропорты Севера»	677904, г. Якутск, с. Маган, ул. 40 лет Победы, д. 1	38,17	18,44	АО «Теплоэнергосервис»	Котельные Эл/бойлерные	613,589,6	н/д
				ГУП «ЖКХ РС (Я)»	Котельные	2672,2	1956,1968, 1970,1973-1976, 1978,1980-2018
				АО «ДПК»	ТЭС	985,0	1962,1983
				ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
				ФКП «Аэропорты Севера»	Котельные	32,1	1976,1987, 2001,2004, 2007,2011, 2013,2016
АО «Водоканал»	677001, г. Якутск, ул. Богдана Чижика, 19	98,96	79,57	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
				АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975-1988, 1997,2002, 2004-2016, 2018
				АО «Водоканал»	Котельные	14,5	2010,2012

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2019 г., тыс. Гкал		Источник покрытия тепловой нагрузки			
		Всего	Из них: от собст. ист.	Теплоснабжающа я организация	Тип источника	Уст. тепл. мощность , Гкал	Год ввода в эксплу- тацию
АО «АК «ЖДЯ»	678900, г. Алдан, ул. Маяковского, 14	17,23	11,5	ООО «Ассоциация строителей АЯМ»	Котельные	н/д	н/д
				АО "АК "ЖДЯ"	Котельные ГТУ	11,9 3,03	н/д
АО «Золото Селигдара»	678900, г. Алдан, ул. 26 Пикет, д. 12	28,20	28,20	АО «Золото Селигдара»	Котельные	12,6	2016,2017
ПАО «ЯТЭК»	677015, г. Якутск, ул. П. Алексеева, д 76	23,16	21,21	ГУП «ЖКХ РС (Я)»	Котельные	2672,2	1956,1968, 1970,1973- 1976, 1978,1980- 2018
				ПАО «ЯТЭК»	Котельные	18,9	1983,2001, 2002,2013
АО ХК «Якутуголь»	678960, г. Нерюнгри, пр. Ленина, 3/1	179,2 9	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО «Нерюнгринская автобаза»		8,97	0	АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
ОАО «Российские железные дороги»		13,04	0	АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
ООО «Айгуль»		8,41	0	АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
ООО «Прометей+»	677008, г. Якутск, ул. Чехова, 35	166,2 6	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС Котельные	1467,6 70,7	1937,1970
ООО УК по ОЖФ «ЖКХ Губинский»	677000, г. Якутск, ул. Богатырева, 11/3	104,2 7	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
				АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975-1988, 1997,2002, 2004-2016, 2018
ООО «ЖКХ Строительное»	677009, г. Якутск, ул. К. Петкин, 25	36,49	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ООО «ЦАДС»	677000, г. Якутск, ул. Курашова, 43	36,74	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	450,0	1937
ГБУ РС (Я) НПС «Фтизиатрия»	677015, г. Якутск, ул. П. Алексеева, 93	12,57	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	548,0	1970
ФГАОУВО «СВФУ им. М.К. Аммосова»	677000, г. Якутск, ул. Белинского, 58	33,84	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС Котельные	1467,6 70,7	1937,1970
				АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975-1988, 1997,2002, 2004-2016,

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2019 г., тыс. Гкал		Источник покрытия тепловой нагрузки			
		Всего	Из них: от собст. ист.	Теплоснабжающая организация	Тип источника	Уст. тепл. мощность , Гкал	Год ввода в эксплу- тацию
ФКУ «ЦХиСО МВД по РС (Я)»	677004, г. Якутск, ул. Очиенко, 1	20,31	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ФКУ УИИ УФСИН по РС (Я)	677000, г. Якутск, ул. П.Алексеева, 21/4	16,89	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ООО «Солидарность+»	677000, г. Якутск, ул. Пушкина, 24 Б	35,5	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
ООО «УК ДСК»	677000, г. Якутск, ул. Б- Марлинского, 12	27,83	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС Котельные	1467,6 70,7	1937,1970
Группа жилых домов мкр. Арктика	п. Депутатский, мкр. Арктика	22,81	0	АО «Сахаэнерго»	ТЭС	68,9	2010
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	678960, г. Нерюнгри, ул. Кравченко, 1	11,35	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО «Мечел- Ремсервис»	678960, г. Нерюнгри, ул. Заводская, 10	37,06	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ПАО «Сургутнефтегаз»	628415, Тюменская область, ХМАО-Югра, г. Сургут, ул. Григория Кукуевецкого , 1	138,3 2	138,3 2	ПАО «Сургутнефтегаз»	Котельные	82,3	н/д
ООО Возрождение (управляющая компания п. Алдан, п. Большой Нимныр, пгт. Ленинский)		125,9		АО «Теплоэнергосерв ис»	Котельные	704,9	н/д
ООО УК Ленинский (пгт. Ленинский, с. Якут)		21,47		АО «Теплоэнергосерв ис»	Котельные	704,9	н/д
ООО УК Жилстандарт (п. Нижний Куранах, п. Томмот, п. Улуу)		92,26		АО «Теплоэнергосерв ис»	Котельные	704,9	н/д

Источник: Данные предприятий (Приложения к разделу 2)

2.8 Структура установленной электрической мощности на территории Республики Саха (Якутия)

Суммарная установленная мощность электростанций на территории республики на 01.01.2020 оценивается в 2800 МВт. Основу электроэнергетики составляют тепловые и гидроэлектростанции (таблица 2.8.1). Их доля в суммарной мощности электростанций оценивается в 42,3 (без ДЭС) и 34,2 % соответственно (рисунок 2.8.1). Дизельные электростанции (стационарные и передвижные) в структуре установленной мощности занимают 23,4 %. Их суммарная мощность по результатам экспертных оценок имеет динамику снижения. На возобновляемые источники энергии в структуре мощности приходится незначительная доля – 0,05 %.

Таблица 2.8.1. Изменение установленной мощности по типам электростанций, МВт

Тип электростанции	Год		
	01.01.2018	01.01.2019	01.01.2020
Установленная мощность, всего	3098,5*	3124,3*	2800**
в зоне централизованного электроснабжения			
ТЭС***	1298,45	1286,45	1087,76 ¹⁾
в том числе:			
ГТЭС	624,48	612,48	413,99
ПТЭС	630	630	630
ДЭС	43,97	43,97	43,77
ГЭС	957,5	957,5	957,5
в зоне децентрализованного электроснабжения			
ТЭС	840,9	878,69	753,99
в том числе:			
ГТЭС	171,79	172,85	271,34
ГПЭС	16,56	16,5	16,44
ПТЭС	7,5	7,5	7,5
ДЭС	645,05	681,85	456,9
ВЭС	0,04	0,04	0,94
СЭС	1,614	1,617	1,621

* На основе сведений предоставленных Федеральной службой государственной статистики

** На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы и экспертной оценки мощностей электростанций промышленных компаний, функционирующих в децентрализованной зоне.

*** С учетом аварийных электростанций электросетевых организаций.

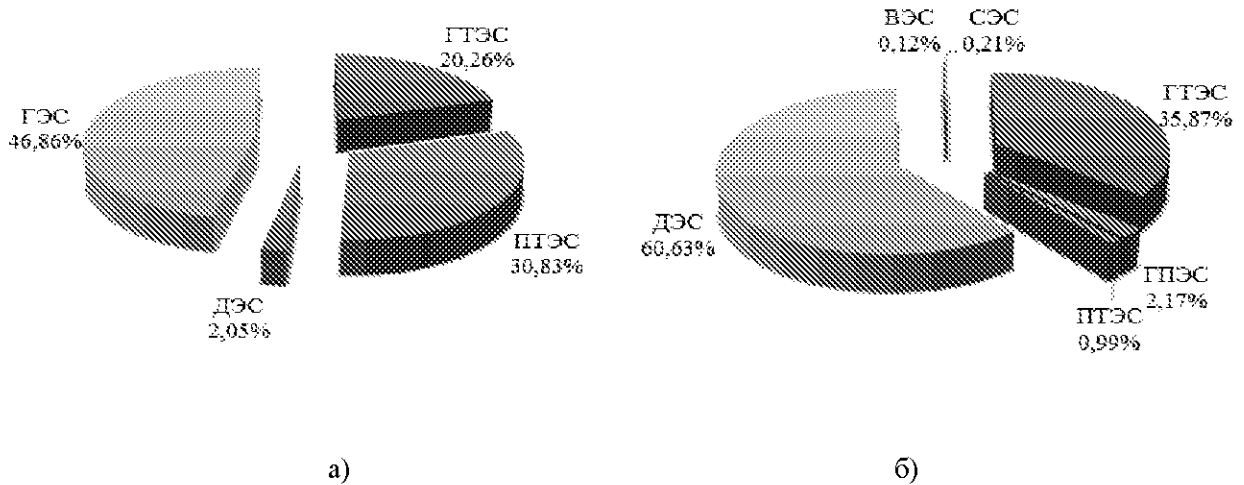


Рисунок 2.8.1. Структура установленной мощности по типам электростанций: а) зона централизованного электроснабжения б) зона децентрализованного электроснабжения

Основной электроснабжающей компанией в республике является ПАО «Якутскэнерго». Суммарная мощность электростанций, находящихся под оперативным управлением ПАО «Якутскэнерго», по состоянию на 01.01.2020 составляет 1149,76 МВт, его доля в структуре генерирующих мощностей республики достигла 41 % (рисунок 2.8.2). АО «Дальневосточная генерирующая компания» в структуре генерирующих мощностей занимает 22 %*, АО «Вилуйская ГЭС-3» – 10 %*.

Более 70 % генерирующих мощностей подключены к системе централизованного электроснабжения. Остальные электростанции вырабатывают электроэнергию децентрализованно, в том числе в северных и труднодоступных районах республики. Их суммарная установленная мощность на 01.01.2020 оценивается в объеме более 750 МВт (таблица 2.8.3).

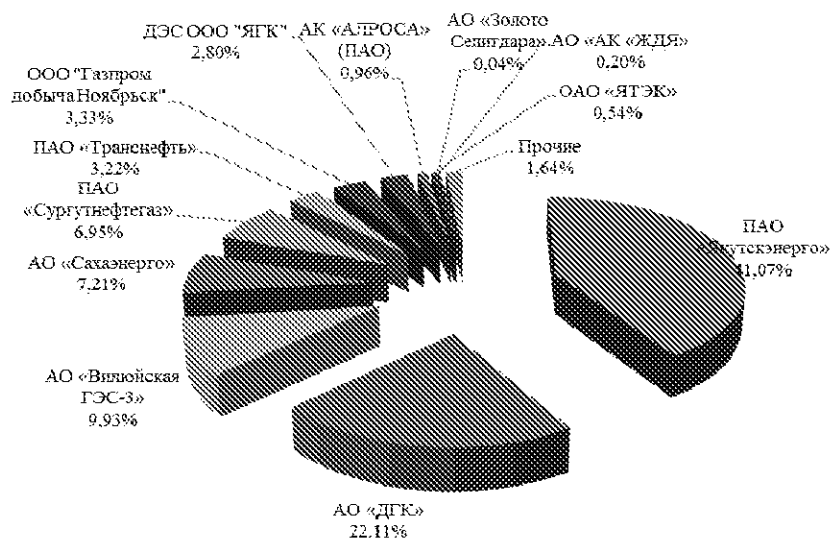


Рисунок 2.8.2. Структура установленных генерирующих мощностей

по собственникам (01.01.2020).

Основная часть автономных электростанций находится в ведении АО «Сахаэнерго» – 201,6 МВт, ПАО «Сургутнефтегаз» – 194,4 МВт, ПАО «Транснефть» – 90 МВт, ООО «ЯГК» – 78,4 МВт, АК «АЛРОСА» (ПАО) – 26,9 МВт.

Таблица 2.8.3. Изменение установленной мощности электростанций в зонах электроснабжения, МВт

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год		Изменение 2020/2019, %
	01.01.2019	01.01.2020	
Установленная мощность, всего, в том числе:	3124,3*	2800,0**	-
в зоне централизованного электроснабжения, всего	2334,0	2150,9	-7,8
в том числе:			
ПАО «Якутскэнерго»	1348,5	1147,752	-14,7
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДПК»	618,0	618,0	0
АО «Виллойская ГЭС-3»	277,5	277,5	0
в зоне децентрализованного электроснабжения, всего	880,3	754,7	-14,3
в том числе:			
ПАО «Якутскэнерго»	2,005	2,005	0
АО «Сахаэнерго»	199,0	201,6	1,3
ПАО «Сургутнефтегаз»	193,7	194,4	0,3
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	-	93,1	-
ПАО «Транснефть»	90,0	90,0	0
ООО «Якутская генерирующая компания»	56,0	78,4	39,9
АК «АЛРОСА» (ПАО)	18,6	26,9	44,6
ОАО «ЯТЭК»	15,0	15,0	0
АО «Золото Селигдара»	6,2	1,0	-83,9
АО «АК «ЖДЯ»	5,5	5,5	0
Прочие	296,3*	48,8**	-

Источник: данные предприятий (Приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.8, 2.9, 2.17, 2.21, 2.23, 2.28).

* На основе сведений предоставленных Федеральной службой государственной статистики

** На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы и экспертной оценки мощностей электростанций промышленных компаний, функционирующих в децентрализованной зоне.

Снижение установленной мощности электростанций ПАО «Якутскэнерго» выведены связано с выводом из эксплуатации в 2019 г. ГТЭ-45-3 ст. №1, ГТ-35-770-2 ст. № 5, № 6 и ГТГ-12В ст. №12 Якутской ГРЭС суммарной мощностью 127 МВт, а также перемаркировкой установленной мощности оставшегося в работе генерирующего оборудования Якутской ГРЭС и оборудования Якутской ГРЭС Новая, проведенной в конце 2019 года по результатам комплексных испытаний. Изменение установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» в 2019 г. по сравнению с 2018 г. произошло за счет вывода мощности 4,631 МВт и ввода мощности 5,185 МВт (реконструкция ДЭС с. Андрюшкино – 1,345 МВт; замена дизельных агрегатов в 9 селах, из них 3 в Верхоянском ЭС с вводом 1,52 МВт, 1 в Зырянском РЭС (0,36 МВт), 2 в Момском РЭС (0,5 МВт), 3 в Среднеколымском РЭС (1,14 МВт); строительство ДЭС в с.Нычалах Чоккурдахской РЭС мощностью 0,32 МВт). В ООО «Якутская генерирующая компания» произошли следующие изменения:

- выведено в резерв мощности 1,76 МВт;

- введено мощности в Алданском районе ДЭС Золото-Селигдара ГРК «Лунный» 2,656 МВт и ГРК «Подголечный» 2,04 МВт;
 - введено мощности в Усть-Янском районе ДЭС Прииска «Кристалл» 2,16 МВт;
 - введено мощности в Оленекском районе ДЭС Верхняя-Муна 8,505 МВт, ДЭС участка «Большая Куонамка №1» 0,88 МВт и ДЭС участка «Средний Талахта №1» 0,1 МВт;
 - введено мощности в Томпонском районе ДЭС участка «Верхнее Менкече» 1,25 МВт;
 - введено мощности ДЭС «АСБ» 2,685 МВт;
 - введено мощности в Анабарском районе ДЭС участка «Эбеях-средний» 1,32 МВт и ДЭС участка «Устье Эбеях» 0,1 МВт;
- В ООО «Газпром добыча Ноябрьск» произведен ввод мощностей ЭСН УКПГ-3 на базе 6 энергоблоков ЭГЭС 12С 72 МВт и ЭСН УПН на базе 7 энергоблоков ГТЭС 2,5 17,5 МВт, 2 ДЭС 1800 3,6 МВт – резерв (табл. 2.8.4).

Таблица 2.8.4. Сведения по вводам и выводам мощностей из эксплуатации и иным изменениям эксплуатационного состояния объектов по производству электроэнергии в 2019 г. по основным генерирующим компаниям

№ п/п	Принадлежность компании/ Тип оборудования	Местонахождение электростанции	Изменения, МВт			
			Ввод	Демонтаж	Маркировка	Резерв
1.	ПАО «Якутскэнерго»					
1.	ГТЭ-45-3 ст.№1	Якутская ГРЭС		45,0		
	ГТ-35-770-2 ст. № 5	Якутская ГРЭС		35,0		
	ГТ-35-770-2 ст. № 6	Якутская ГРЭС		35,0		
2.	ГТГ-12В ст. №12	ЯГРЭС		12,0		
2.	ООО «ЯГК»					
1.	АД60-Т400-Р ст.№5	ДЭС База Приленск в Булунском районе РС(Я)				0,06
2.	3 x АД-300 ст.№1,2,3	ДЭС участок Эбелях средний в Анабарском районе РС(Я)				0,9
3.	2 x АД-300 ст.№1	ДЭС участок Большая Куонамка №1 в Оленёкском районе РС(Я)				0,6
4.	АД100 ст.№4	ДЭС участка Устье Эбелях в Анабарском районе РС(Я)				0,1
5.	ЭД100-Т400-2РК ст.№3	ДЭС участок Средний Талахта №1 в Оленекском районе РС(Я)				0,1
6.	ДЭС-Р 635 Perkins	ДЭС Золото-Селигдара ГРК «Лунный» (Алданский район)	0,508			
7.	ДГУ- 1020кВт САТ03512		1,02			
8.	ДГУ- 1020кВт САТ03512		1,02			
9.	ДГУ- 108кВт GER150		0,108			
10.	ДГУ- 1020кВт САТ03512		1,02			
11.	ДЭС- 1020кВт САТ 03512	ДЭС Золото-Селигдара ГРК «Подголецный» (Алданский район)	1,02			
12.	ЭД 500 Т400 2PH Scania DC16-078А	ДЭС Прииск «Кристалл»	0,5			
13.	ЭД 500 Т400 2PH Scania DC16-078А		0,5			
14.	ЭД 500 Т400 2PH Scania DC16-078А		0,5			
15.	ЭД 200 Т400 2PH Scania DC13-072А		0,2			

16.	ЭД 200 Т400 2РН Scania DC13-072А		0,2			
17.	ЭД 100 Т400 2РН ЯМЗ 238М2-45		0,1			
18.	ЭД 100 Т400 2РН ЯМЗ 238М2-45		0,1			
19.	ЭД 60 Т400 2РН ЯМЗ 236М2-48		0,06			
20.	HIMSEN 9Н21/32	ДЭС Верхняя-Муна	1,701			
21.	HIMSEN 9Н21/32		1,701			
22.	HIMSEN 9Н21/32		1,701			
23.	HIMSEN 9Н21/32		1,701			
24.	HIMSEN 9Н21/32		1,701			
25.	ДГУ GMC-700 №1	ДЭС участок «Верхнее Менкече»	0,5			
26.	ДГУ GMC-700 №2		0,5			
27.	ДГУ АД 250С		0,25			
28.	ЭНЕРГОКОМПЛЕКС ДЭН90Ш 570000001332	ДЭС «АЛРОСА Спец-бурение»	0,2			
29.	ДГУ Cummins C275 D5 570000001203		0,275			
30.	АД-100С-Т400-РМ2 №инв.570000000648		0,1			
31.	АД-100С-Т400-РМ2 №инв.570000001901		0,1			
32.	АД-100С-Т400-РМ2 570000001816		0,1			
33.	АД-100С-Т400-РМ2 инв.№570000001904		0,1			
34.	АД-100С-Т400-РМ2 570000001973		0,1			
35.	ЭНЕРГОКОМПЛЕКС ДЭН90Ш 570000001330		0,2			
36.	ЭНЕРГОКОМПЛЕКС ДЭН90Ш 570000001331		0,2			
37.	АД-100С-Т400-РМ2 №инв.570000001884		0,1			
38.	АД-100С-Т400-РМ2 570000000641		0,1			
39.	АД-100С-Т400-РМ2 570000001817		0,1			
40.	АД-100С-Т400-РМ2 №инв.570000000789		0,1			
41.	АД-100С-Т400-РМ2 инв.№570000001900		0,1			
42.	АД-100С-Т400-РМ2 №инв.570000001902		0,1			
43.	АД-100С-Т400-РМ2 №инв.570000001883		0,1			
44.	ЭД30-Т400-1РН №инв 570000001353		0,03			
45.	АД-100С-Т400-РМ2 №инв.570000001903		0,1			
46.	ДГУ Cummins C150 №инв.570000000885		0,15			

47.	ЭД 30-Т400-1Р №инв.570000000965		0,03			
48.	АД 100С-Т400-РМ2 №инв.570000000839		0,1			
49.	ЭД-100-Т400-1Р инв.№570000002176		0,1			
50.	ЭД-100-Т400-1Р 570000000279		0,1			
51.	3 x Scania DC 1644A (ЭД 440-Т400-2РН)	ДЭС участка Эбелях средний в Анабарском районе РС(Я)	1,32			
52.	2 x Scania DC 1644A (ЭД 440-Т400-2РН)	ДЭС участка Большая Куонамка №1 в Оленёкском районе РС(Я)	0,88			
53.	ЭД100-Т400-1РН	ДЭС участка Устье Эбелях в Анабарском районе РС(Я)	0,1			
54.	ЭД100-Т400-1РН	ДЭС участка Средний Талахта №1 в Оленекском районе РС(Я)	0,1			
3.	ПАО «Сургутнефтегаз»					
	<i>Нет сведений</i>					
4.	ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»					
1.	ЭСН УКПГ-3 на базе 6 энергоблоков ЭГЭС 12С		72			
2.	ЭСН УПН на базе 7 энергоблоков ГТЭС 2,5		17,5			
3.	2*ДЭС 1800					3,6
5.	АО «Сахаэнерго»					
1.	реконструкция ДЭС	с. Андрюпкино Нижнеколымской РЭС	1,345	1,305		
2.	замена дизельных агрегатов	с. Борулах Верхоянских ЭС	0,2	0,2		
3.	замена дизельных агрегатов	с. Черюмча Верхоянских ЭС	0,04	0,06		
4.	замена дизельных агрегатов	с. Верхоянск Верхоянских ЭС	1,28	1,26		
5.	замена дизельных агрегатов	с. Нелемное Зырянской РЭС	0,36	0,26		
6.	замена дизельных агрегатов	с. Сасыр Момской РЭС	0,12	0,1		
7.	замена дизельных агрегатов	с. Тюбэлэх Момской РЭС	0,38	0,16		
8.	замена дизельных агрегатов	с. Сватай Среднеколымской РЭС	0,6	0,42		
9.	замена дизельных агрегатов	с. Алеко-Кюель Среднеколымской РЭС	0,24	0,24		
10.	замена дизельных агрегатов	с. Ойусардах Среднеколымской РЭС	0,3	0,3		
11.	строительство ДЭС	с. Ньчалах Чокурдахской РЭС	0,32	0,326		
Итого:			116,441	131,631		5,36

Приложения 2.1, 2.3, 2.4, 2.5, 2.28

Перечень электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, с указанием установленной мощности в 2019–2020 гг. приведен в таблице 2.8.5.

Таблица 2.8.5. Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		01.01.2019	01.01.2020
1	2	3	4
ПАО «Якутскэнерго», всего		1348,5	1149,757
в том числе:	Якутская ГРЭС	356,0	186,955
	Якутская ГРЭС Новая	193,5	164,032
	Якутская ТЭЦ	12,0	12,0
	Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680,0	680,0
	Западные электрические сети, всего	26,7	26,705
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	24,7	24,7
	Нюрбинская ДЭС (резервная)	6,5	6,5
	Вилюйская ДЭС (резервная)	10,7	10,7
	Верхне-Вилюйская ДЭС (резервная)	7,5	7,5
	Центральные электрические сети, всего	80,3	80,065
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	76,9	76,9
	ДЭС Эльдикан (резервная)	11,2	11,2
	ДЭС Солнечный (резервная)	16,0	16,0
	ДЭС Борогонцы (резервная)	10,0	10,0
	Таттинская ДЭС (резервная)	7,5	7,5
	Амгинская ДЭС (резервная)	5,7	5,7
	Бердигестяхская ДЭС (резервная)	7,5	7,5
	ДЭС Хандыга (резервная)	13,4	13,4
	Чурапчинская РЭС (резервная)	5,6	5,6
АО «Дальневосточная генерирующая компания»	Нерюнгринская ГРЭС (включая Чульманскую ТЭЦ)	618,0	618,0
АО «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	277,5	277,5
АК «АЛРОСА» (ПАО)		18,6	26,9
АО «Сахаэнерго», всего		199,0	201,6
в том числе: электростанции мощностью > 5 МВт		99,1	92,1
	ДЭС п. Тикси	10,1	10,1
	ДЭС п. Батагай	12,1	11,1
	ДЭС п. Жиганск	7,4	7,4
	ДЭС п. Зырянка	7,7	7,1
	ДЭС п. Угольное	6,5	5,8
	ДЭС п. Сангар	10,5	10,5
	ДЭС п. Черский	8,7	5,2
	ДЭС г. Среднеколымск	6,6	6,3
	ДЭС п. Чокурдах	7,8	7,8
	ДЭС п. Депутатский	8,6	6,5
	ТЭЦ п. Депутатский	7,5	7,5
	ДЭС п. Усть-Куйга	5,6	6,4
электростанции мощностью ≤ 5 МВт		99,9	109,6
из них: возобновляемые источники энергии, всего		1,6556	2,561

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		01.01.2019	01.01.2020
1	2	3	4
ОАО «Сургутнефтегаз»		193,7	194,4
в том числе:	Талаканская ГТЭС	144,0	144,0
	Талаканская ГПЭС	12,7	12,7
	ДЭС	37,1	37,8
ПАО «Транснефть»	ДЭС	90,0	90,0
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ДЭС	-	93,1
ООО «Якутская генерирующая компания» (кроме Светлинской ГЭС)	ДЭС	56,0	78,4
ОАО «ЯТЭК»	ДЭС	15,0	15,0
АО «Золото Селигдара»	ДЭС	6,2	1,0
АО «АК «ЖДЯ»		5,5	5,5
в том числе:	ГТУ	2,9	2,9
	ДЭС	2,5	2,5
Прочие компании	ведомственные электростанции	296,3	48,8**
ИТОГО по республике		3124,3*	2800**

Источник: данные предприятий (Приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.8, 2.9, 2.17, 2.21, 2.23, 2.28).

* На основе сведений предоставленных Федеральной службой государственной статистики

** На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы и экспертной оценки мощностей электростанций промышленных компаний, функционирующих в децентрализованной зоне.

2.9 Состав генерирующего оборудования электростанций

В таблице 2.9.1 приведен состав генерирующего оборудования электростанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), установленная мощность которых превышает 5 МВт, с указанием типа оборудования, типа электростанции и установленной мощности.

Таблица 2.9.1. Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
ПАО «Якутскэнерго»*				
1	Якутская ГРЭС	ГТЭ-45-3	ГТУ	41,365
2		ГТЭ-45-3	ГТУ	41,145
3		ГТЭ-45-3	ГТУ	43,047
4		ГТ-35-770-2	ГТУ	22,301
5		ГТ-35-770-2	ГТУ	22,229
6		ГТГ-12В	ГТУ	8,527
7		ГТГ-12В	ГТУ	8,341
Итого Якутская ГРЭС				186,955
1	Якутская ГРЭС Новая	LM 6000 PF DF	ГТУ	40,634
2		LM 6000 PF DF	ГТУ	40,441
3		LM 6000 PF DF	ГТУ	41,085
4		LM 6000 PF DF	ГТУ	41,872
Итого Якутская ГРЭС Новая				164,032
1	Якутская ТЭЦ	П-6 -35/5М	ПТУ	6,0
2		Т-6-35	ПТУ	6,0

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
Итого Якутская ТЭЦ				12,0
1	Каскад Виллойских ГЭС-1,2	ПЛ 70/3164 В-410	ГЭС	85,0
2		ПЛ 70/3164 В-410	ГЭС	85,0
3		ПЛ 70/3164 В-410	ГЭС	85,0
4		ПЛ 70/3164 В-410	ГЭС	85,0
5		РО75/3123-В450	ГЭС	85,0
6		РО75/3123-В450	ГЭС	85,0
7		РО75/3123-В450	ГЭС	85,0
8		РО75/3123-В450	ГЭС	85,0
Итого Каскад Виллойских ГЭС-1,2				680,0
1	Нюрбинская ДЭС	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-72М	ДЭС	0,8
3		ДГ-72М	ДЭС	0,8
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ДГ-72М	ДЭС	0,8
6		ПАЭС2,5	ГТУ	2,5
Итого Нюрбинская ДЭС				6,5
1	Виллойская ДЭС	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-72М	ДЭС	0,8
3		ДГ-72М	ДЭС	0,8
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ПАЭС2,5	ГТУ	2,5
6		ПАЭС2,5	ГТУ	2,5
7		ПАЭС2,5	ГТУ	2,5
Итого Виллойская ДЭС				10,7
1	Верхневиллойская ДЭС	ПАЭС2,5	ГТУ	2,5
2		ПАЭС2,5	ГТУ	2,5
3		ПАЭС2,5	ГТУ	2,5
Итого Верхневиллойская ДЭС				7,5
1	ДЭС Эльдикан	Cummins 1600	ДЭС	1,6
2		Cummins 1600	ДЭС	1,6
3		Cummins 1600	ДЭС	1,6
4		Cummins 1600	ДЭС	1,6
5		Cummins 1600	ДЭС	1,6
6		Cummins 1600	ДЭС	1,6
7		Cummins 1600	ДЭС	1,6
Итого ДЭС Эльдикан				11,2
1	ДЭС Солнечный	ГТЭ - 4	ГТУ	4,0
2		ГТЭ - 4	ГТУ	4,0
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
6		ДГА-315	ДЭС	0,315
7		ДГ-200	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Солнечный				16,015
1	ДЭС Борогонцы	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС Борогонцы				10,0
1	Таттинская ДЭС	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого Таттинская ДЭС				7,5
1	Амгинская ДЭС	Г-72М	ДЭС	0,8
2		Г-72М	ДЭС	0,8
3		Г-72М	ДЭС	0,8
4		Г-72М	ДЭС	0,8
5		ГТУ-2500	ГТУ	2,5
Итого Амгинская ДЭС				5,7
1	Бердигестяхская ДЭС	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого Бердигестяхская ДЭС				7,5
1	ДЭС Хандыга	ПЭ-6	ДЭС	1,1
2		ПЭ-6	ДЭС	1,05
3		ПЭ-6	ДЭС	1,1
4		ПЭ-6	ДЭС	1,1
5		ПЭ-6	ДЭС	1,1
6		ПЭ-6	ДЭС	1,1
7		ПЭ-6	ДЭС	1,1
8		ПЭ-6	ДЭС	1,1
9		ПЭ-6	ДЭС	1,1
10		ПЭ-6	ДЭС	1,05
11		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС Хандыга				13,4
1	ДЭС Чурапча	Г-72М	ДЭС	0,8
2		Г-72М	ДЭС	0,8
3		Г-72М	ДЭС	0,8
4		Г-72М	ДЭС	0,8
5		Г-72М	ДЭС	0,8
6		Г-72М	ДЭС	0,8
7		Г-72М	ДЭС	0,8
Итого ДЭС Чурапча				5,6
АО «Дальневосточная генерирующая компания»				
1	Нерюнгринская ГРЭС	К-210-130-3	ПТУ	210
2		Т-180/210-130-1	ПТУ	180
3		Т-180/210-130-1	ПТУ	180
Итого Нерюнгринская ГРЭС				570
1	Чульманская ТЭЦ	ПТ-12-35/10М	ПТУ	12
2		К-12-35	ПТУ	12
3		ПТ-12-35/10М	ПТУ	12
4		ПТ-12-35/10М	ПТУ	12
Итого Чульманская ТЭЦ				48

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
АО «Виллойская ГЭС-3»				
1	Светлинская ГЭС	ПЛ-30-В-750	ГЭС	92,5
2		ПЛ-30-В-750	ГЭС	92,5
3		ПЛ-30-В-750	ГЭС	92,5
Итого Светлинская ГЭС				277,5
АО «Сахаэнерго»				
1	ДЭС п. Тикси	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГА-315	ДЭС	0,315
6		ДГ-72	ДЭС	0,8
7		ДГ-72	ДЭС	0,8
8		ДГ-72	ДЭС	0,8
9		ДГ-72	ДЭС	0,8
10		ДГ-72	ДЭС	0,8
11		ДГ-72	ДЭС	0,8
12		ДГ-72	ДЭС	0,8
13		ДГ-72	ДЭС	0,8
14		ДЭУ-150.1	ДЭС	0,15
Итого ДЭС п. Тикси				10,065
1	ДЭС п. Батагай	АДЭ-750	ДЭС	0,75
2		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
3		7Д100	ДЭС	1,0
4		АДЭ-750	ДЭС	0,75
5		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
6		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
7		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
8		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
9		7-36ДГ	ДЭС	1,12
10		4-26 ДГ	ДЭС	1,1
11		АДЭ-750	ДЭС	0,75
12		ДЭУ-100	ДЭС	0,1
Итого ДЭС п. Батагай				11,07
1	ДЭС п. Жиганск	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ПЭ-6	ДЭС	1,05
6		ПЭ-1М	ДЭС	1,05
7		4-26ДГ	ДЭС	1,05
8		4-26ДГ	ДЭС	1,05
Итого ДЭС п. Жиганск				7,4
1	ДЭС п. Зырянка	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГ-72	ДЭС	0,8
7		Шкода-825	ДЭС	0,66
8		ДГ-72	ДЭС	0,8
9		ДГ-72	ДЭС	0,8
Итого ДЭС п. Зырянка				7,06
1	ДЭС с. Угольное	ДГ-99	ДЭС	1,0
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГ-72	ДЭС	0,8
7		ДГ-72	ДЭС	0,8
Итого ДЭС с. Угольное				5,8
1	ДЭС п. Сангар	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГ-72	ДЭС	0,8
7		ДГ-72	ДЭС	0,8
8		ДГ-72	ДЭС	0,8
9		ДГ-72	ДЭС	0,8
10		ДГ-72М	ДЭС	0,8
11		ДГ-72	ДЭС	0,8
12		ДГ-73	ДЭС	0,63
13		ПЭ-6	ДЭС	1,1
Итого ДЭС п. Сангар				10,53
1	ДЭС п. Черский	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		С-18-700F	ДЭС	0,32
4		"MARGEN"	ДЭС	0,4
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС п. Черский				8,22
1	ДЭС г. Среднеколымск	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДЭУ-1000(США)	ДЭС	0,815
5		ДЭУ-1000(США)	ДЭС	0,815
6		ПЭ-6	ДЭС	1,1
7		ПЭ-6	ДЭС	1,1
8		ДЭУ-100	ДЭС	0,1
Итого ДЭС г. Среднеколымск				6,33
1	ДЭС п. Чокурдах	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ДГ-72	ДЭС	0,8
6		ДГА-315	ДЭС	0,315
7		ДГА-315	ДЭС	0,315
8		ДГА-315	ДЭС	0,315
9		ДГА-320	ДЭС	0,32
10		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС п. Чокурдах				7,765
1	ДЭС п. Депутатский	ДГР2000/1500	ДЭС	2,0
2		ДГР2000/1500	ДЭС	2,0
3		ДГМ120	ДЭС	1,0
4		ГТУ-2500	ГТУ	2,5
5		КТА38-G8,3	ДЭС	0,52
6		КТА38-G8,3	ДЭС	0,52
Итого ДЭС п. Депутатский				8,54
1	ТЭЦ п. Депутатский	Т-2,5-2,4/0,12	ПТУ	2,5
2		Т-2,5-2,4/0,12	ПТУ	2,5
3		Р-2,5-2,4/0,12	ПТУ	2,5
Итого ТЭЦ п. Депутатский				7,5
1	ДЭС п. Усть-Куйга	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-73М	ДЭС	0,63
3		ДГ-73М	ДЭС	0,63
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ДГ-73М	ДЭС	0,63
6		ДГ-73М	ДЭС	0,63
7		ДГ-73М	ДЭС	0,63
8		ДГ-72М	ДЭС	0,8
Итого ДЭС п. Усть-Куйга				5,55
ПАО «Сургутнефтегаз»				
1	Талаканская ГТЭС	НК-16СТ	ГТУ	16
2		НК-16СТ	ГТУ	16
3		НК-16СТ	ГТУ	16
4		НК-16СТ	ГТУ	16
5		НК-16СТ	ГТУ	16
6		НК-16СТ	ГТУ	16
7		НК-16СТ	ГТУ	16
8		НК-16СТ	ГТУ	16
9		НК-16СТ	ГТУ	16
Итого Талаканская ГТЭС				144
1	Талаканская ГПЭС	JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
2		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
3		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
4		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
5		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
6		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
7		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
8		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
9		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
10		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
11		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
12		JGS 320 GS-S.L	ГПЭС	1,05
Итого Талаканская ГПЭС				12,66
1	ДЭС Талаканского НГКМ	разные, 149 шт.	ДЭС	37,75
ПАО «Транснефть»				
1	НПС-12	W12V32 и W6L32	ДЭС	26,6
1	НПС-13	W12V32 и W6L32	ДЭС	26,6
1	НПС-14	W16V32	ДЭС	36,8
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»				
1	УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ	ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
2		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
3		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
4		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
5		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
6		ЭГЭС 12С	ГТУ	12,0
Итого УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ				72,0
1	УПН Чаяндынского НГКМ	ГТЭС 2,5	ГТУ	2,5
2		ГТЭС 2,5	ГТУ	2,5
3		ГТЭС 2,5	ГТУ	2,5
4		ГТЭС 2,5	ГТУ	2,5
5		ГТЭС 2,5	ГТУ	2,5
6		ГТЭС 2,5	ГТУ	2,5
7		ГТЭС 2,5	ГТУ	2,5
Итого УПН Чаяндынского НГКМ				17,5
ООО «Якутская генерирующая компания»				
1	ДЭС Верхняя-Муна	HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
2		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
3		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
4		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
5		HIMSEN 9H21/32	ДЭС	1,701
Итого ДЭС Верхняя-Муна				8,505
1	ДЭС Прогноз	CAT 3412-1	ДЭС	0,648
2		CAT 3412-2	ДЭС	0,648
3		CAT 3412-3	ДЭС	0,648
4		CAT 3412-4	ДЭС	0,648
5		CAT 3412-5	ДЭС	0,648
6		CAT 3412-6	ДЭС	0,648
7		CAT C-13	ДЭС	0,28
8		CAT C-13	ДЭС	0,28
9		CAT3406-1	ДЭС	0,32
10		CAT3406-2	ДЭС	0,32
11		CAT C-13	ДЭС	0,28
12		CAT GER-150	ДЭС	0,12
13		CAT GER-150	ДЭС	0,12

№	Энергокомпания/ Электростанция	Марка оборудования	Тип оборудования	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
Итого ДЭС Прогноз				5,608
1	ДЭС НГОК Накынская площадка	Wartsila ст.№1	ДЭС	3,375
2		Wartsila ст.№2	ДЭС	3,375
3		Wartsila ст.№3	ДЭС	3,375
4		Wartsila ст.№4	ДЭС	3,375
5		Wartsila ст.№5	ДЭС	3,375
6		Wartsila ст.№6	ДЭС	3,375
Итого ДЭС НГОК Накынская площадка				20,25
ПАО «ЯТЭК»				
1	ПАО «ЯТЭК»	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
6		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ПАО «ЯТЭК»				15

*с 01.01.2020 г. скорректирована установленная мощность электростанций ПАО «Якутскэнерго» согласно приказа Министерства энергетики РФ от 11 февраля 2019 г. № 90

2.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за период 2015-2019 годов и изменение объемов выработки по сравнению с предыдущим годом.

Выработка электроэнергии всеми электростанциями на территории республики в 2019 г. по сравнению с 2015 г. увеличилась на 8,3 % и составила 1036,8 млн. кВт*ч. При этом электростанции, работающие в составе якутской энергосистемы, включая резервные энергоисточники, в 2019 г. выработали 8542 млн. кВт*ч электроэнергии, что составляет 85,1 % от суммарной выработки по республике (таблица 2.10.1). Значительно, на 23,8 % увеличилось выработка электроэнергии тепловыми электростанциями г. Якутска. На гидроэлектростанциях за период выработка увеличилась на 15 %.

Таблица 2.10.1. Изменение выработки электроэнергии в зоне централизованного и децентрализованного электроснабжения

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт*ч					Структура 2019, %
	2015	2016	2017	2018	2019	
Электростанции, работающие в энергосистеме, всего, в том числе:	7884,1	7981,5	7851,6	8385,7	8541,5	85,1
Якутская ГРЭС	1591,8	1601,8	1472,2	1031,9	1233,6	12,3
Якутская ГРЭС Новая	-	-	112,5	536,1	749,7	7,5
Якутская ТЭЦ	52,8	54,9	53,7	51,4	52,5	0,5
Нерюнгринская ГРЭС + Чульманская ТЭЦ	3231,1	3279,5	3200,9	3305,1	3058,8	30,5
Виллойские ГЭС-1,2	2236	2290,7	2268,8	2708,1	2579,9	25,7
Светлинская ГЭС	753,8	750,4	732,3	743,4	858,7	8,6

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Структура 2019, %
	2015	2016	2017	2018	2019	
Центральные электросети	14,8	2,9	8,8	7,9	6,7	0,1
Западные электросети	3,8	1,3	2,4	1,8	1,6	0,0
Децентрализованные электростанции, всего	1122	1345,3	1374,2	1341,5	1495,3	14,9
в том числе:						
Электростанции АО «Сахаэнерго»	270	278	281,4	280,9	280,2	2,8
Талаканская ГТЭС	503,8	579,7	599,1	625	646,7	6,4
Талаканская ГПЭС	13	12,1	14,8	15,6	11,6	0,1
ДЭС ПАО «Сургутнефтегаз»	10,8	10,8	14,3	8,4	11,4	0,1
ДЭС ПАО «Транснефть»*	61,5	116,8	70,3	0,1	0,3	0,0
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	73,9	71,3	74	7,5	3,9	0,0
Электростанции ООО «ЯГК»	-	-	-	89	126,2	1,3
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	15,9	16,1	16,3	15,5	16,5	0,2
ДЭС АО «Золото Селигдара»	8,6	8,6	8,2	9,3	8,2	0,1
Прочие электростанции (не предоставившие сведения)	164,5	251,9	295,8	290,2	390,3	3,9
ИТОГО	9006,1	9326,8	9225,8	9727,2	10036,8	100,0

Примечание - * ДЭС для собственных нужд НПС-12,13,14

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс данные предприятий (Приложения 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.8, 2.9, 2.17, 2.21)

В зоне децентрализованного электроснабжения республики за прошедший пятилетний период наблюдается устойчивая тенденция роста выработки электроэнергии, обусловленного увеличением производства на всех электростанциях. Наиболее существенный рост наблюдается электростанциями ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Якутская генерирующая компания» и др.

Изменение выработки электроэнергии по типам генерирующих источников представлено в таблице 2.10.2. За рассматриваемый период значительно возросла выработка электроэнергии дизельными электростанциями и возобновляемыми источниками энергии.

Таблица 2.10.2. Изменение выработки электроэнергии по типам электростанций, млн кВт*ч

Электростанция	Год					Изменение 2019/2015 г, %
	2015	2016	2017	2018	2019	
Выработка электроэнергии, всего	9006,1	9326,8	9225,8	9727,2	10037	111,4
в том числе:						
ГЭС	2989,8	3041,1	3001,1	3451,5	3439	115,0
ТЭС	6016	6285	6224	6274	6596	109,6
в т.ч. ДЭС	612	747	764	703	574	93,7
ВИЭ	0,2	0,95	1,07	1,474	1,83	917,1

Более 65 % выработки электроэнергии приходится на тепловые электростанции (рисунок 2.10.1). Гидроэлектростанции в структуре выработки занимают 34,2 %, автономные дизельные электростанции – 6,0 %, ВИЭ – 0,02 %.

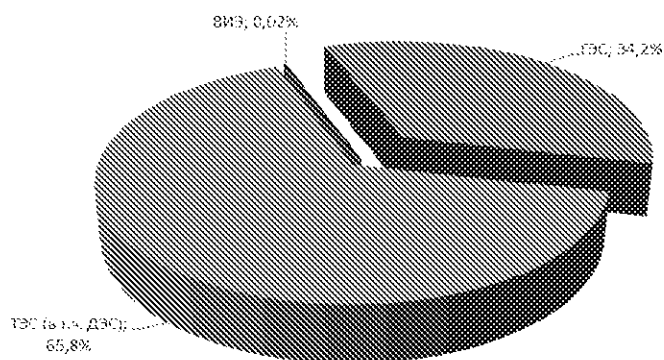


Рисунок 2.10.1. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций: (состояние 2019 г.)

Основными генерирующими компаниями являются ПАО «Якутскэнерго» и Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК». На их долю в структуре выработки электроэнергии приходится 45,9 % и 30,4 % соответственно (рисунок 2.10.2). Выработка электроэнергии АО «Виллойская ГЭС-3» составляет 8,5 %, ПАО «Сургутнефтегаз» – 6,7 % и АО «Сахаэнерго» – 2,8 % от суммарной в республике.

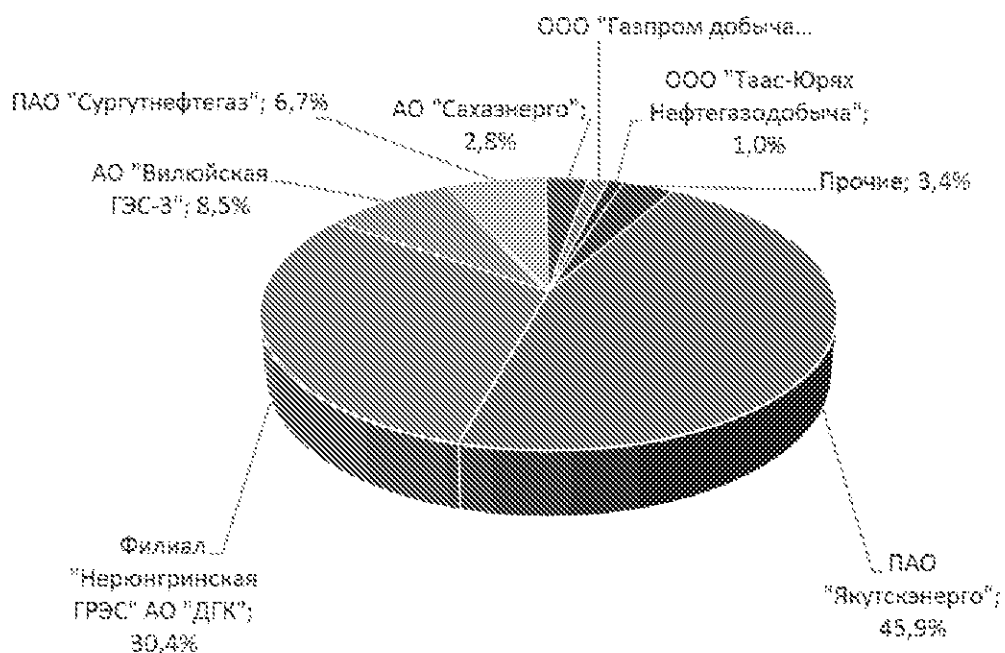


Рисунок 2.10.2 – Структура выработки электроэнергии по генерирующим компаниям (состояние 2019 г.)

Увеличение выработки электроэнергии в 2019 г. по сравнению с 2018 г. наблюдалось электростанциями крупных генерирующих компаний: ПАО «Якутскэнерго», филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», АО «Виллойская ГЭС-3», а также ПАО «Сургутнефтегаз» (таблица 2.10.3).

Таблица 2.10.3 – Изменение выработки электроэнергии генерирующими компаниями, млн. кВт·ч

Генерирующая компания	Год					Изменение 2019/2018 гг., %
	2015	2016	2017	2018	2019	
Выработка электроэнергии, всего,	9006,1	9326,8	9225,8	9727,2	10036,8	103,8%
в том числе:						
ПАО «Якутскэнерго»	3899,2	3951,6	3920,5	4337,1	4626,1	106,7%
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	3231,1	3279,5	3200,9	3305,1	3058,8	92,5%
АО «Виллойская ГЭС-3»	753,8	750,4	732,3	743,4	858,7	115,5%
АК «АЛРОСА» (ПАО)	73,9	71,3	74	7,5	3,9	52,0%
АО «Сахаэнерго»	270	278	281,4	280,9	280,2	99,8%
ПАО «Сургутнефтегаз»*	527,6	602,6	628,2	649,1	669,7	103,2%
ПАО «Транснефть»	61,5	116,8	70,3	0,1	0,27	
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»					132,9*	
Прочие	145,4	205,1	217,2	303,2	305,23	

Примечание - * план;

2.11 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности

Производство электроэнергии в республике за период 2015-2019 гг. имеет положительную динамику и возросло на 13,9 % – с 9,0 млрд кВт*ч в 2015 г. до 10,037 млрд. кВт*ч в 2019 г. (таблица 2.11.1).

Таблица 2.11.1. Совмещенный баланс электроэнергии в республике, млн. кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Производство электроэнергии, всего, в том числе:	9006	9327	9226	9727	10037
- ПАО «Якутскэнерго»	3899	3952	3921	4337	4626
- Нерюнгринская ГРЭС (ПАО «ДГК»)	3231	3280	3201	3305	3059
- АО «Виллойская ГЭС-3»	754	750	732	743	859
- ООО «ЯГК»				64	126
- АО «Сахаэнерго»	270	278	281	281	280
- ПАО «Сургутнефтегаз»	528	603	628	649	670
- Прочие электростанции	324	464	463	348	417
Поступление электроэнергии, всего, в том числе:	163	163	195	194	202
- Магаданская область	147	149	181	180	188
- Чукотский АО	15	15	14	14	14*
Отпуск за пределы республики, всего	1510	1470	1415	1274	929*
- отпуск в ОЭС Востока	1510	1420	1362	1046	759
- отпуск в Иркутскую область		50	53	228	147
Потребление, всего, в том числе:	7659	8020	8006	8700*	8897*
- собственные нужды электростанций	481	496	499	540*	525*
- потери в электросетях	1001	1001	1029	1095	1074*
- полезное потребление	6178	6523	6478	7065*	7299*

Источник: формы Росстата Электробаланс и 6-ТП за 2015-2019 гг.,* - оценки ИСЭМ СО РАН

Темпы роста внутреннего потребления электроэнергии совпадают с темпами роста ее производства: за прошедший пятилетний период потребление электроэнергии в республике увеличилось на 16 % – с 7,7 млрд кВт*ч в 2015 г. до 8,9 млрд кВт*ч в 2019 г. (рисунок 2.11.1).

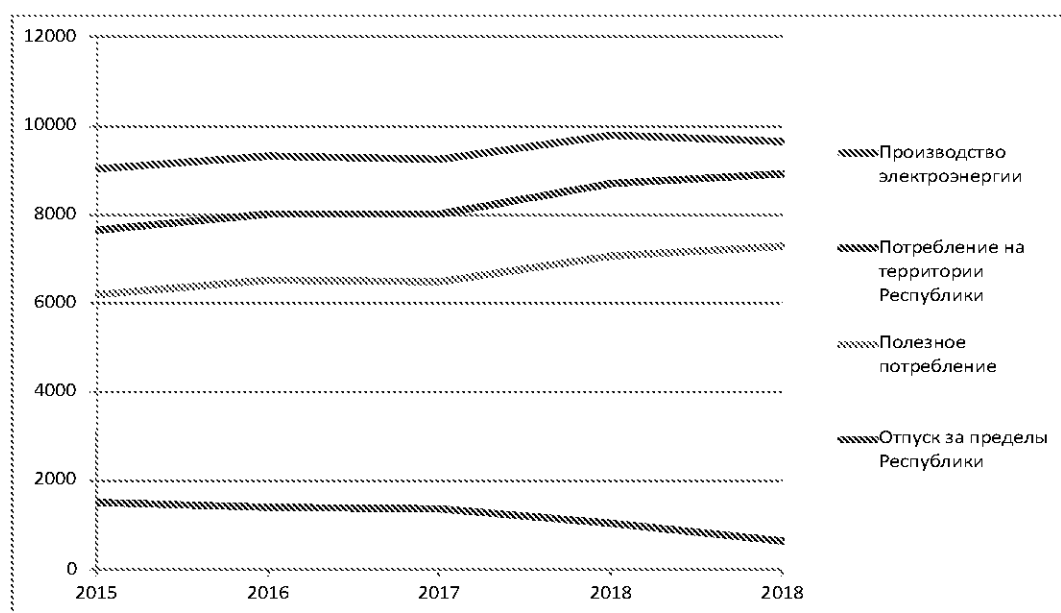


Рисунок 2.11.1. Динамика производства и потребления электроэнергии, млн кВт·ч

Доля потерь в электрических сетях общего пользования в 2015–2019 гг. составляла 11-12%.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии ЗРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.11.2 и 2.11.3 соответственно.

В период 2014-2017 гг. ЗРЭС оставался избыточным по электрической мощности. В 2018-2019 г. баланс мощности складывался с дефицитом. Мирнинская ГРЭС до 2017 г. находилась в холодном резерве, выведена из эксплуатации с 01.09.2017.

Таблица 2.11.2. Балансы мощности Западного энергорайона на собственный час максимума, МВт

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
ПОТРЕБНОСТЬ					
Собственный максимум нагрузки	596	594	569	623	656
Переток в Иркутскую область		16	17	42	-
Расчетный резерв	93	93	93	93	-
Итого потребность	689	703	679	757	656
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность, всего	1036	1010	985	985	982,7
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	278	278	278	278	278
Мирнинская ГРЭС	48	24	0	0	0

Западные электрические сети	30	28	27	27	24,7
Мощность, фактически используемая в покрытии нагрузок, всего	948	910	824	754	869
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680	680	680	595	428
Светлинская ГЭС	202	202	118	135	132,6
Западные электрические сети	66	28	26	24	-
Фактический резерв мощности	259	207	145	-3	-95,4

Таблица 2.11.3. Балансы электроэнергии Западного энергорайона, млн кВт*ч

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка всего, в том числе:	2994	3042	3003	3453	3441
ГЭС, всего, в том числе:	2990	3041	3001	3451	3439
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	2236	2291	2269	2708	2580
Светлинская ГЭС	754	750	732	743	859
Прочие источники	4	1	2	2	2
Поступление из ОЭС Востока					157
Выдача в Иркутскую область		50	53	228	147
Электропотребление, всего, в том числе:	2994	2992	2951	3225	3451
- собственные нужды	33	32	32	34	56
- потери в сетях (2019- потери в сетях ЕНЭС)	417	400	375	385	84
- полезное потребление	2544	2560	2544	2806	3311
Проектная среднесрочная выработка ГЭС, в том числе:	3969	3969	3969	3969	3969
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	2857	2857	2857	2857	2857
Светлинская ГЭС	1112	1112	1112	1112	1112
Избыток (+)/дефицит (-) к проектной среднесрочной выработке	979	927	966	516	528

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии в ЦРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.11.4, 2.11.5 соответственно.

Таблица 2.11.4. Балансы мощности Центрального энергорайона, МВт

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
ПОТРЕБНОСТЬ					
Собственный максимум нагрузки	304	301	308	304	321
Расчетный резерв	45	45	45	45	-
Итого потребность	349	346	353	349	321
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность, всего	468	460	653	642	514
Центральные электросети	88	80	80	80	80
Якутская ГРЭС	368	368	368	356	229
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая			193	193	193
Мощность, фактически используемая в покрытии нагрузок, всего	404	417	575	488	447
Якутская ГРЭС	392	405	383	310	247
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	6

Якутская ГРЭС Новая			180	90	193
Переток в района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) ОЭС Востока				76	-65,9
Фактический резерв мощности	101	116	267	139	126

Таблица 2.11.5. Балансы электроэнергии Центрального энергорайона, млн кВт*ч

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка, всего, в том числе:	1660	1660	1650	1627	2043
ГЭС, всего, в том числе:	1645	1657	1641	1627	2043
Якутская ГРЭС	1592	1602	1512	1032	1234
Якутская ТЭЦ	53	55	54	51	52
Якутская ГРЭС -2			75	536	750
Прочие источники	15	3	9	8	7
Поступление из электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) ОЭС Востока				65	
Переток в ОЭС Востока					289
Электропотребление, всего, в том числе:	1659	1660	1649	1692	1753
- собственные нужды	69	68	78	105	124
- потери в сетях (2019- потери в сетях ЕНЭС)	324	327	305	328	34
- полезное потребление (2019 – с учетом потерь в распределительных сетях)	1266	1265	1266	1259	1595

В период 2014–2019 гг. ЦРЭС оставался избыточным по электрической мощности.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии ЮЯРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.11.6 и 2.11.7 соответственно.

В период 2014-2019 гг. Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) оставался избыточным по электрической мощности.

Таблица 2.11.6. Балансы мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
ПОТРЕБНОСТЬ					
Собственный максимум нагрузки	279	298	316	344	399
Сальдо перетоков, всего, в том числе:	-	-	215	116	244
- Центральный энергорайон	-	-	-	-	-64
- Западный энергорайон	-	-	-	-	94
- энергосистема Амурской области	-	-	204	106	86
- энергосистема Забайкальского края	-	-	11	10	0

Итого потребность в мощности	279	298	531	460	515
ПОКРЫТИЕ					
Установленная мощность, всего	618	618	618	618	618
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48
Мощность, фактически используемая в покрытии нагрузок, всего	618	618	618	618	607
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	37
Фактический резерв мощности	339	320	87	158	92

Таблица 2.11.7. Балансы электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

Статья баланса	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка, всего, в том числе:	3231	3280	3201	3305	3059
ТЭС, всего, в том числе:	3231	3280	3201	3305	3059
Нерюнгринская ГРЭС*	3231	3280	3201	3305	3059
Сальдо перетоков, всего, в том числе:	1509	1366	1292	1111	650
- энергосистема Амурской области	1509	1366	1253	1019	759
- Центральный энергорайон	-	-	-	65	-289
- Западный энергорайон	-	-	-	-	156
- Забайкальский край	-	-	39	27	24
Электропотребление, всего, в том числе:	1722	1913	1909	2194	2409
- собственные нужды	370	383	368	381	368
- потери в сетях	37	54	61	58	78
- полезное потребление	1315	1476	1480	1755	1963

Примечание:* - с учетом Чульманской ТЭЦ

2.12 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности

Энергоэффективность экономики характеризуется показателями энергоёмкости, электроёмкости, потреблением электроэнергии на душу населения и электровооружённостью труда.

Важными факторами, влияющими на энергоэффективность экономики, являются: удельный расход топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, снижение потерь электрической и тепловой энергии на передачу в электрических и тепловых сетях, коэффициенты полезного действия энергетических установок, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов, производительность труда и др.

Динамика основных показателей энергоэффективности по Республике Саха (Якутия) за период 2015-2019 гг. приведена в таблице 2.12.1.

Наблюдается ежегодный рост ВРП. Среднегодовой темп роста ВРП за период составил 103,3 %.

Таблица 2.12.1. Исходные данные и основные показатели энергоэффективности в республике

Показатель	Ед. изм.	Годы					Абсолютный прирост, снижение (+, -)	Среднегодовой темп прироста, %
		2015	2016	2017	2018	2019		
ВРП в сопоставимых ценах (2015)	млрд руб.	747,6	777,5	782,9	821,3	850,1	102,5	3,28
Численность населения	тыс. чел.	958,3	961,3	963,6	965,7	969,5	11,2	0,29
Среднегодовая численность занятого населения	тыс. чел.	482,7	483,4	492,1	497,0	508,2	25,5	1,30
Энергопотребление	тыс. т у.т.	8669	9033	9100	8846	8009	-660,6	-1,83
Электропотребление	млн. кВт·ч	7659	8070	8129	8756	9001	1341,3	4,15
Энергоемкость ВРП	кг у.т. /тыс. руб.	11,6	11,6	11,6	10,8	9,4	-2,2	-4,91
Электроемкость ВРП	кВт·ч/тыс. руб.	10,2	10,4	10,4	10,7	10,6	0,3	0,84
Потребление электроэнергии на душу населения	тыс. кВт·ч /чел.	7,99	8,40	8,44	9,07	9,28	1,29	3,85
Электровооруженность труда	тыс. кВт·ч / чел.	15,87	16,69	16,52	17,62	17,71	1,84	2,83

Энергоемкость

Энергоемкость ВРП имеет тенденцию к снижению. В 2019 г. данный показатель составил 9,4 кг у.т./тыс. руб (рис. 2.10.1). Среднегодовой темп снижения энергоемкости составил 95,1 %.

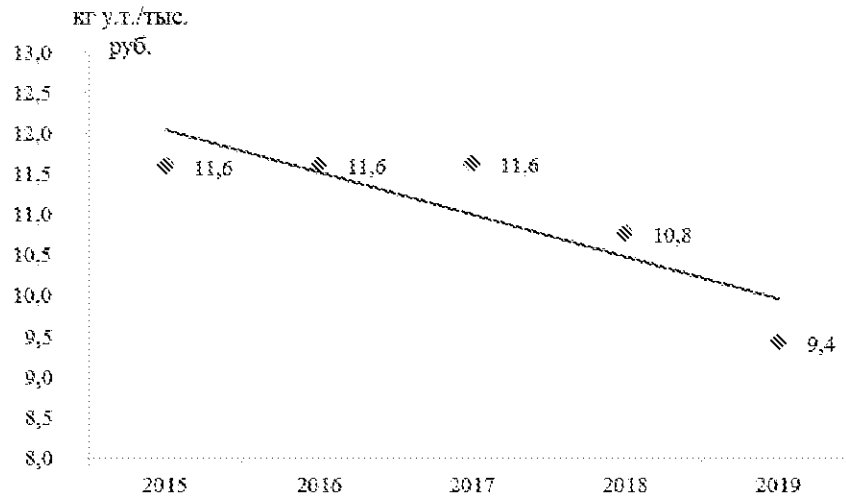


Рис. 2.12.1. Динамика энергоёмкости ВРП республики, кг у.т. на 1000 руб.

Электроёмкость

Электроёмкости производства валового регионального продукта в целом по республике за период 2015-2019 гг. выросла на 3,4 %. Среднегодовой темп роста электропотребления превышает среднегодовой темп роста ВРП, что связано с реализацией инвестиционных проектов по трубопроводному, железнодорожному транспорту (рис. 2.12.2).

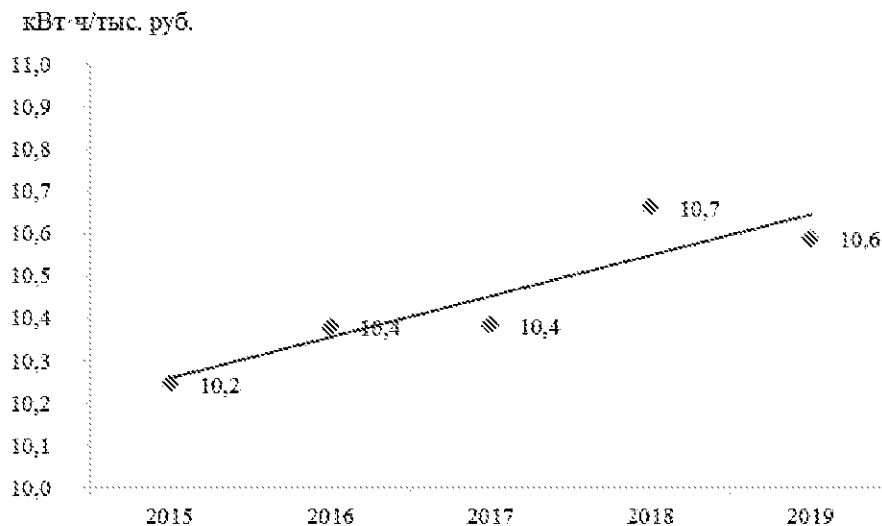


Рис. 2.12.2. Динамика изменения электроёмкости ВРП, кВт·ч на 1000 руб.

Как видно из рис. 2.12.3, электроёмкости обрабатывающего производства и транспортной сферы сильно колеблются. Электроёмкость обрабатывающего производства за период росла, но в 2019 г. составила 18,4 кВт.ч/тыс. руб. и поэтому по сравнению с 2015 г. снизилась на 16,5 %. Электроёмкости транспорта и добычи полезных ископаемых увеличились на 6,1 и 5,7% соответственно, хотя по транспортировке и хранению однозначной динамики роста не наблюдается. Электроёмкости сельского хозяйства и строительства постоянно уменьшаются.

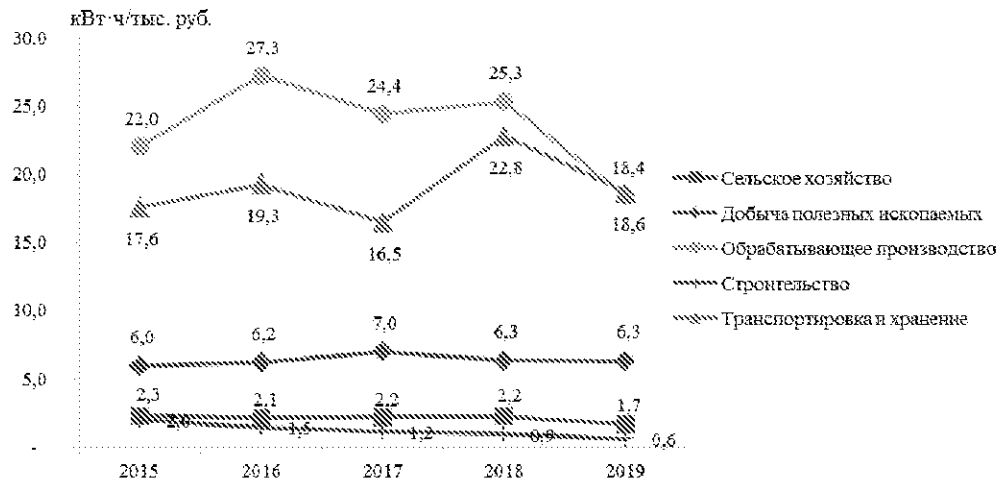


Рис. 2.12.3. Динамика изменения электроемкости по видам экономической деятельности, кВт·ч на 1000 руб.

Потребление электроэнергии на душу населения

За рассматриваемый период население в республике увеличилось на 11,163 тыс. чел. и составило 969 тыс. чел. Если на начало периода на одного человека приходилось 7,99 тыс. кВт·ч в год, то к концу периода это значение повысилось на 16,2 % и составило 9,28 тыс. кВт·ч в год. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии на душу населения составил 103,8 % (рис. 2.12.4).

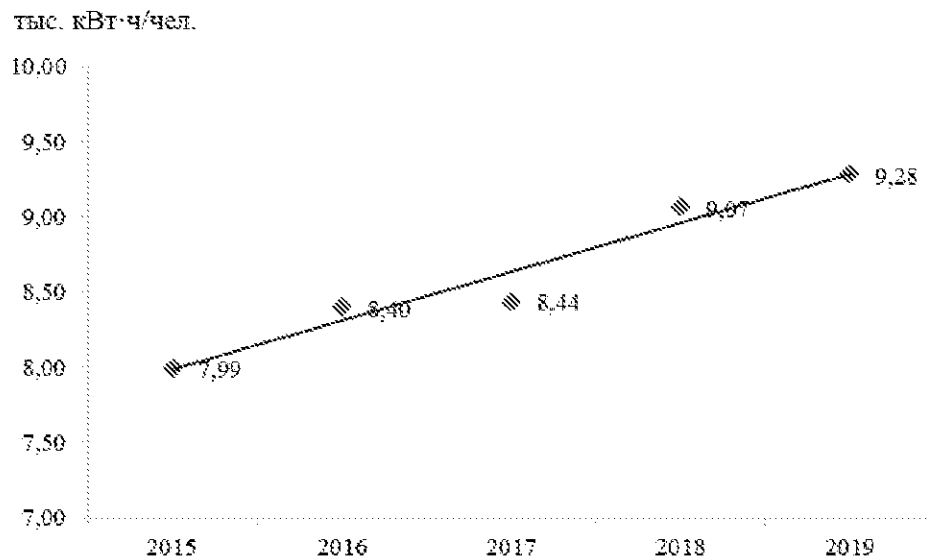


Рис. 2.12.4. Динамика потребления электроэнергии на душу населения, тыс. кВт·ч/чел.

Электровооруженность труда в экономике

Электровооруженность труда в экономике растет за счет увеличения роста электропотребления при относительно неизменном количестве среднесписочной численности занятых в экономике. Среднегодовой темп роста занятого населения в экономике за период составил 101,3 %. За рассматриваемый период

электровооруженность труда выросла на 11,6 % и достигла 17,71 тыс. кВт*ч на одного занятого в экономике (рис. 2.12.5). Среднегодовой темп роста электровооруженности труда составил 102,8 %.

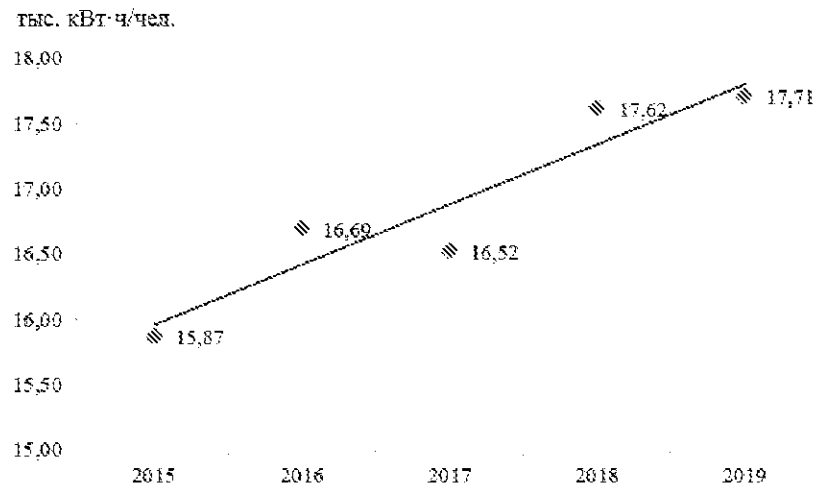


Рис. 2.12.5. Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике

Наиболее высокая электровооруженность труда сохраняется по добыче полезных ископаемых. В 2017 г. она достигла максимальной отметки – 64,86 тыс. кВт*ч, дальнейшее снижение показателя достигается увеличением количества работников в добывающей промышленности при относительно ровной динамике электропотребления. По обрабатывающему производству за период электровооруженность постоянно росла из-за ежегодного уменьшения количества работников, а в 2019 г. также снизилось и электропотребление, что отразилось на снижении электровооруженности в этом году. Такую же динамику содержит и сельское хозяйство, где рост электровооруженности связан с ростом электропотребления относительно уменьшения количества работников, также в 2019 г. снижается и потребление. Электровооруженность строительного труда постоянно снижается, достигнув в 2019 г. 1,1 тыс. кВт·ч/чел. (рис. 2.12.6).

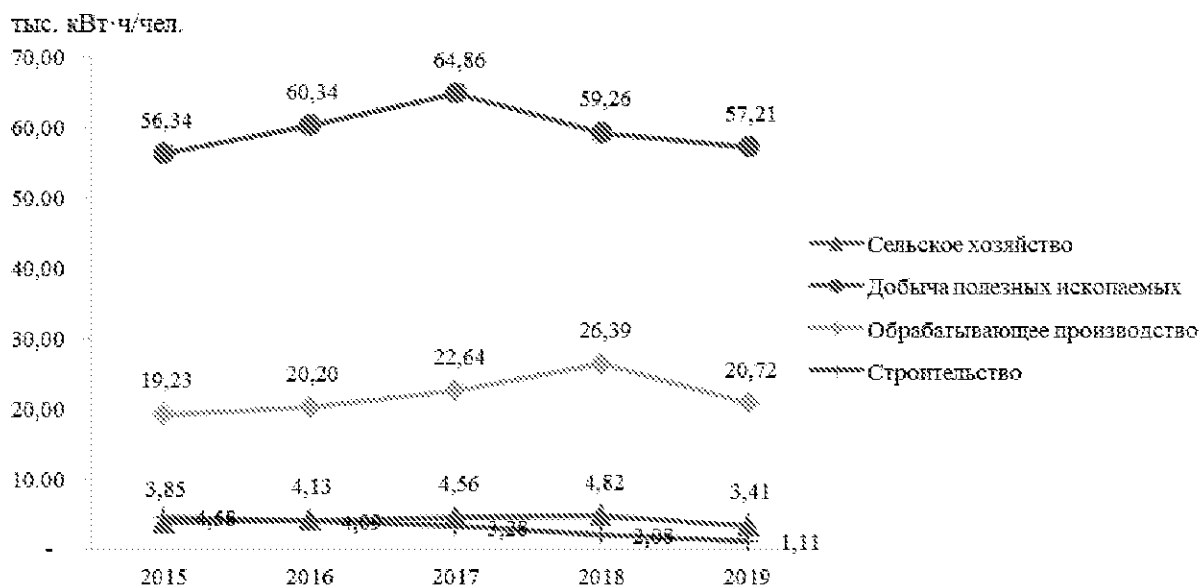


Рис. 2.12.6. Электровооруженность труда по видам экономической деятельности, тыс. кВт·ч на 1 среднесписочной численности работников организаций.

2.13. Основные характеристики электросетевого хозяйства 110 кВ и выше Республики Саха (Якутия)

В настоящем разделе приведены основные характеристики электросетевого хозяйства централизованной зоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) напряжением 110 кВ и выше.

Основные компании, осуществляющие эксплуатацию электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия):

- ПАО «Якутскэнерго»;
- Филиал АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»;
- ООО «ЯЭСК»;
- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока;
- ПАО «Транснефть».

Перечень ЛЭП 110-220 кВ энергосистемы республики с указанием сводных данных по ним приведен в приложении 2.29.1.

Перечень подстанций 110-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием сводных данных по ним приведен в приложении 2.29.2.

Общая протяженность линий электропередачи 110 кВ и выше в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 9339,198 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 110 кВ и выше составляет 6295 МВА. Сводные данные приведены в таблице 2.13.1.

Таблица 2.13.1. Протяженность линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (по состоянию на 01.01.2020)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
110 кВ	3106,917	3332
220 кВ	6232,281	2963

Основными проблемами, характерными для энергосистемы республики, являются:

- наличие большого количества энергоисточников и ДЭС малой мощности, работающих изолированно;
 - изношенность электросетевого оборудования (значительная часть оборудования введена в эксплуатацию более 30-40 лет назад);
 - эксплуатация электрооборудования осуществляется в сложных климатических условиях, что ведет к ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление;
 - неразвитость сетевой инфраструктуры, низкий территориальный охват.
- В связи с высоким процентом износа ЛЭП в энергосистеме наблюдаются значительные проблемы в обеспечении электроэнергией потребителей:
- длительное время ремонтно-восстановительных работ;
 - дополнительные затраты на ремонт и восстановление линий электропередачи.

2.14. Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС) 35 кВ и выше

ПАО «Якутскэнерго»

В таблице 2.14.1 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.14.1. Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «Якутскэнерго» (состояние на 01.01.2020)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС, км	Протяженность, км	2087,7	1323,6	519,4	3930,7
ЗЭС, км	Протяженность, км	1476	1104,8	1521,6	4102,4
Итого по ПАО «Якутскэнерго»	Протяженность, км	3563,7	2428,4	2041	8033,1

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;
* - Общая протяженность ВЛ в габаритах 220 кВ, работающих на напряжении 110 кВ.

В таблице 2.14.2 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.14.2. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Якутскэнерго» (состояние на 01.01.2020)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС	мощность, МВА	262,63	771,9	-	1034,53
	количество	90	29	-	119
ЗЭС	мощность, МВА	286,63	771,9	999	2057,53
	количество	48	40	5	93
Итого ПАО «Якутскэнерго»	мощность, МВА	548,83	2553,6	999	4101,43
	количество	138	69	5	212

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»

В таблице 2.14.3 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.14.3 – Протяженность и техническое состояние ЛЭП филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2020)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		297,12	571,059	Нет	868,179
% износа	Факт.	80,2/238,29	82,5/471,12	Нет	81,71/709,41

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Из находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» 82,5 % линий 110 кВ и 80,2 % линий 35 кВ выполнены на деревянных опорах.

Процент износа ВЛ и ПС «Южно-Якутских электрических сетей» составляет:

линии электропередачи 110 кВ – 80,2 %;

линии электропередачи 35 кВ – 82,5 %.

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор. Более 70 % линий эксплуатируются свыше 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

В таблице 2.14.4 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.14.4. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (состояние на 01.01.2020)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА		117,9	554,4	20	692,3
количество		17	19	1	37
% износа фактический		60	67,84	0	62,4

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Подстанции и электрооборудование на территории Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (АО «ДРСК») имеют высокий процент износа – 62,4 %.

ПАО «ФСК ЕЭС»

В таблице 2.14.5 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.14.5. Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2020)

ПАО «ФСК ЕЭС»		0,4-6 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км		2,49	3426,24	3428,73
% износа	Факт.	0/0	0/0	0/0

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Срок эксплуатации ВЛ, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС», составляет не более 10 лет, соответственно фактический износ незначителен.

В таблице 2.14.6 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.14.6. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2020)

ПАО «ФСК ЕЭС»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	20	64	1123	1207
количество	2	4	19	25
% износа фактический	90	0	15	10

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Ввод в эксплуатацию большинства подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» осуществлен в период 2011-2017 гг., соответственно износ незначителен.

ПАО «Транснефть»

В таблице 2.14.7 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.14.7. Протяженность и техническое состояние ЛЭП ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2020)

ПАО «Транснефть»		220 кВ	Всего
Протяженность, км		617,995	617,995
% износа	Факт.	0	0

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Ввод в эксплуатацию ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2 был осуществлен в 2017 году, соответственно износ отсутствует.

В таблице 2.14.8 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.14.8. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2020)

ПАО «Транснефть»		220 кВ	Всего
мощность, МВА		40	40
количество		10	10
% износа фактический		0	0

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Ввод в эксплуатацию подстанций ПАО «Транснефть» осуществлен в период 2010-2014 годы, соответственно износ незначителен.

Вводы новых и расширяемых электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше за период 2015–2019 г. с разбивкой по классам напряжений представлены в таблице 2.14.9.

Таблица 2.14.9. Вводы ВЛ (КЛ) и трансформаторной мощности на ПС напряжением 35 кВ и выше

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
ЗРЭС					
1.	110 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 110 кВ Нюрба	ПАО «Якутскэнерго»	2015	2х25 МВА
2.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-12	АО «ДВЭУК»	2017	2х63 МВА
3.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-13	АО «ДВЭУК»	2017	2х40 МВА
4.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
5.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-14	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
6.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-9	ПАО «Транснефть»	2017	2х40 МВА
7.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1 и №2	ПАО «Транснефть»	2017	2х260 км
8.	110 кВ	ПС 110 кВ РНГ с отп. от ВЛ Заря – Таас-Юрях (Л-124)	АО «РНГ»	2017	2х25 МВА
9.	220 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 220 кВ Олекминск	АО «ДВЭУК»	2018	1х40 МВА
10.	220 кВ	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС с переводом ПС 110 кВ Вишой на напряжение 6 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	2018	-
11.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ Олекминск	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
12.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 (перевод участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – РП Полос на напряжение 220 кВ с сооружением заходов на ПС 220 кВ Сухой Лог	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2 км
13.	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	262 км
14.	220 кВ	Установкой ШР 63 Мвар ПС 220 кВ Городская	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	63 Мвар
15.	220 кВ	Расширение ПС 220 кВ Пеледуй (для технологического присоединения ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, № 2)	АО «ДВЭУК»	2019	2 ячейки 220 кВ
16.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-11	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
ЦРЭС					
17.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Павловск	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА
18.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ Михайловка	ПАО «Якутскэнерго»	2015	1 МВА
19.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Хатын-Урях	ПАО «Якутскэнерго»	2015	25 МВА
20.	110 кВ	ПС 110/10 кВ Намыв	АО «РИК Плюс»	2017	2х25 МВА
21.	110 кВ	Строительство участков с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х9,94 км

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками			
22.	110 кВ	Строительство участка с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х5,63 км
23.	110 кВ	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ до ПС Табага (габ.220) с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Табага I и II цепь	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х31,72 км
24.	110 кВ	Строительство участка от опоры №46А до ПС Табага с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х24,39 км
25.	110 кВ	Строительство участка с образованием одноцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Бердигестях с отпайками	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	0,84 км
26.	110 кВ	Переключение ПС 110 кВ Северная на ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	-
27.	110 кВ	Расширение ПС 220 кВ Майя и строительство заходов ЛЭП для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» электроустановок ПАО «Якутскэнерго» с образованием КВЛ 110 кВ: Заход ВЛ 35 кВ Майя – ГНС (Н.Бестях) Заход ВЛ 35 кВ Майя – НС-2 Заход ВЛ 35 кВ Майя – Табага, Майя – Бедеме, Заход ВЛ 110 кВ Майя – Табага (в габаритах 220 кВ) Заход ВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, Майя – Борогонцы	ПАО «Якутскэнерго»	2018	25,895, В т.ч.: 4,49 км 2,18 км 6,03 км 4,41 км 8,78 км 5 км
28.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Мохсоголлох	ПАО «Якутскэнерго»	2018	25 МВА
29.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х436,6 км
ЮЯРЭС					
30.	35 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 35 кВ ЗИФ	АО «ДРСК»	2015	2,5 МВА
31.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2016	482,1 км
32.	110 кВ	ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	2х16 МВА
33.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км
34.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	АО «ДРСК»	2016	7,5 км
35.	110 кВ	замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	16 МВА
36.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр	АО «ДРСК»	2016	0,5 км

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		до ПС 110 кВ Угольная			
37.	110 кВ	ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
38.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-16	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
39.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
40.	220 кВ	ПС 220 кВ Томмот	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х63 МВА
41.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х45,5 км
42.	220 кВ	ПС 220 кВ Эльгауголь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	1х125 МВА
43.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	272 км
44.	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Амга ориентировочной протяженностью 14 км (2х7 км), строительство ПП 220 кВ Амга	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х7 км
45.	220 кВ	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга	АО «ДРСК»	2019	2х0,3 км
46.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-19	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
47.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов 35/6 кВ на ПС 220 кВ Нижний Куранах	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х16 МВА
48.	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-3 трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)	АО «ДРСК»	2019	2х10 МВА
49.	220 кВ	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга протяженностью 0,6 км (2х0,3 км)	АО «ДРСК»	2019	2х0,3 км

В период с 2015 по 2019 годы основное развитие электроэнергетических сетей осуществлялось за счет реконструкции и ввода объектов ВСТО, ввода I очереди Якутской ГРЭС Новая, а также объединения ЗРЭС, ЦРЭС и ЮЯРЭС.

2.15. Информация о протяженности электрических сетей, трансформаторной мощности электросетевого хозяйства региона напряжением 35-6(10)/0,4 кВ

Основные характеристики электросетевого хозяйства централизованной зоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) напряжением 6-10/0,4 кВ.

ПАО «Якутскэнерго»

В таблице 2.15.1 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.15.1. Протяженность и техническое состояние ЛЭП 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2020)

ПАО «Якутскэнерго»		0,4-6-10 кВ
ЦЭС, км	Протяженность, км	9757,4
	% износа фактический	40
ЗЭС, км	Протяженность, км	5610,4
	% износа фактический	36-60
Итого ПАО «Якутскэнерго»	Протяженность, км	15367,8
	% износа фактический	40

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Фактический износ ЛЭП 6-10/0,4 кВ по результатам обследований специалистов ПАО «Якутскэнерго» с учетом выполненных ремонтных и восстановительных работ составляет 40 %. Большое количество ЛЭП 6-10/0,4 кВ, построенных на деревянных опорах, имеют предельные объемы загнивания опор.

В таблице 2.15.2 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.15.2. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2020)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10)/0,4 кВ
ЦЭС	мощность, МВА	893,88
	количество	3180
ЗЭС	мощность, МВА	644,36
	количество	1747
Итого ПАО «Якутскэнерго»	мощность, МВА	1538,24
	количество	4927
	% износа фактический	40

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Подстанции и электрооборудование 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» имеют высокий процент износа – около 40 %.

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»

В таблице 2.15.3 приведена сводная информация по техническому состоянию ЛЭП 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.15.3. Протяженность и техническое состояние ЛЭП 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2020)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»		0,4-6-10 кВ
Протяженность, км		903,3
% износа	Факт.	69,5/627,8

Примечание – фактический износ - технический износ по результатам проведенных обходов ВЛ;

Фактический износ ЛЭП 6-10/0,4 кВ АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» составляет 69,5 %.

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор. Срок эксплуатации большинства ЛЭП превышает 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

В таблице 2.15.4 приведена сводная информация по техническому состоянию подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.15.4. Количество, трансформаторная мощность и фактический износ ПС 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2020)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	6(10)/0,4 кВ
мощность, МВА	131,4
количество	292
% износа фактический	41,5

Примечание – Фактический износ - технический износ по результатам проведенных обследований ПС

Подстанции и электрооборудование 6-10/0,4 кВ на территории Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (АО «ДРСК») имеют высокий процент износа – 41,5 %.

Общая протяженность линий электропередачи 35-6(10)/0,4 кВ и выше в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 18394,703 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 35-6(10)/0,4 кВ и выше составляет 2277,68 МВА. Сводные данные приведены в таблице 2.15.5.

Таблица 2.15.5. Протяженность линий электропередачи и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (по состоянию на 01.01.2020)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
0,4-6-10 кВ	14540,683	1618,18
35 кВ	3854,02	659,5

Воздушные линии, подстанции и электрооборудование в Республике Саха (Якутия) имеют высокий процент износа. Большое количество ЛЭП 6-10/0,4 кВ, построенных на деревянных опорах, имеют предельные объемы загнивания опор.

2.16 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Саха (Якутия)

В настоящее время энергосистема Республика Саха (Якутия) имеет внешние электрические связи с энергосистемами Амурской области (ОЭС Востока) и Иркутской области (ОЭС Сибири), кроме того на территории Республики Саха (Якутия) расположены ПС 35 кВ и выше, которые подключены из прилегающих энергосистем и не имеют прямой связи с Якутской энергосистемой.

Якутская энергосистема (ЮЯРЭС) имеет связь с энергосистемой Амурской области по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-19.

В 2019 году завершено строительство второй ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог с ПС 220 кВ Сухой Лог, подключение ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полос на ПС 220 кВ Сухой Лог с переводом участка ВЛ 110 кВ Пеледуй – Полос на проектное напряжение 220 кВ, а также строительство ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан № 1, 2, что позволило завершить формирование кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Таксимо – Мамакан – Усть-Кут – НПС-9 – Пеледуй. Соответственно, Якутская энергосистема (ЗРЭС) с Иркутской энергосистемой имеется связь по ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2 и ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1, 2. С конца 2019 года предусмотрена работа ПС 220 кВ Пеледуй в составе ОЭС Сибири (ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй).

ПС 220 кВ Эльгауголь расположена на территории Республики Саха (Якутия), но подключена по ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1 от ПС 220 кВ Призейская, которая работает в составе энергосистемы Амурской области.

Кроме того, на территории Республики Саха (Якутия) расположена ПС 220 кВ Хани, которая имеет связь, как с энергосистемой Амурской области по ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма, так и с энергосистемой Забайкальского края по ВЛ 220 кВ Хани – Чара (БД-75). Также на территории Забайкальского края расположена ПС 35 кВ Хани, которая подключена к ПС 220 кВ Хани по ВЛ 35 кВ Хани – Хани №2.

Электроснабжение п. Черский на крайнем северо-востоке Республики Саха (Якутия) осуществляется от ПС 110 кВ Черский по ВЛ 110 кВ Встречный – Черский протяженностью 224,7 км от Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа. Эксплуатацию вышеуказанных объектов осуществляет собственник объектов – АО «Чукотэнерго».

От энергосистемы Магаданской области по двум одноцепным ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера протяженностью 187 км (одна из которых выполнена в габаритах 220 кВ) осуществляется электроснабжение потребителей Оймяконского улуса района Республики Саха (Якутия) (ПС 110 кВ Усть-Нера). Обслуживание ПС 110 кВ Усть-Нера с ВЛ 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Усть-Нера осуществляется собственником объектов – ПАО «Магаданэнерго».

Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 2.15.1.

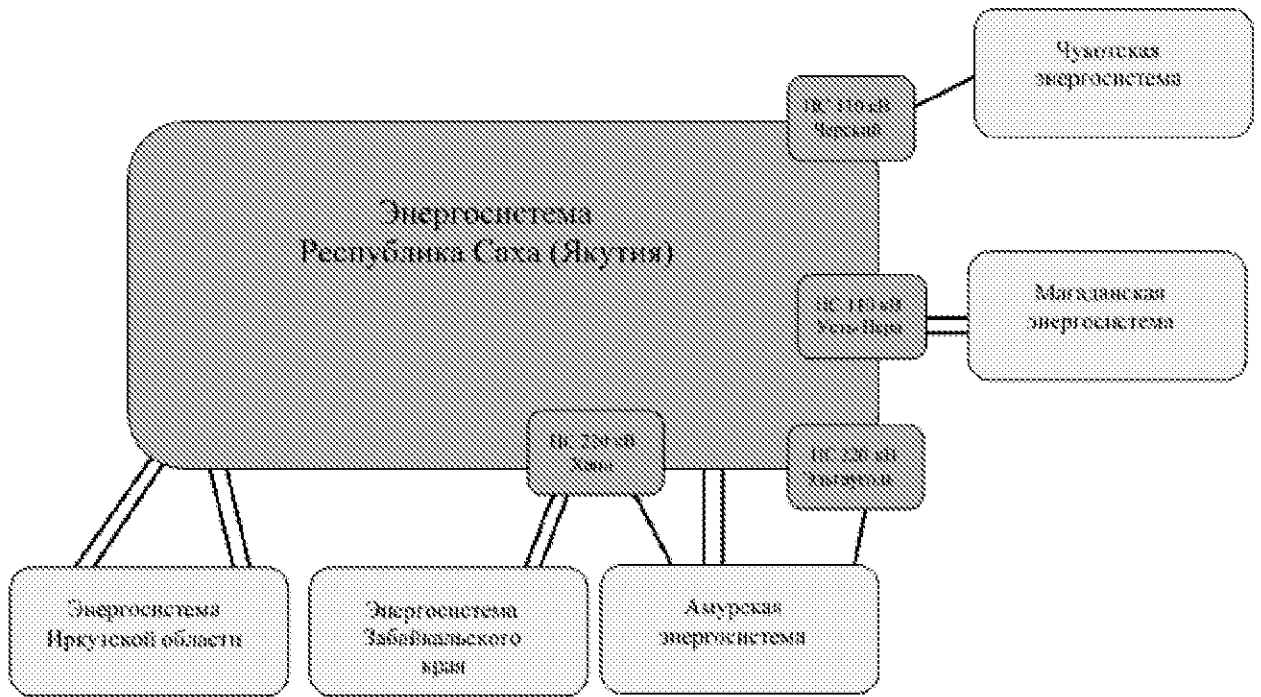


Рисунок 2.15.1 – Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия)

2.17 Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории Республики Саха (Якутия) в последнем отчетном году

Суммарный объем потребления топлива электростанциями и котельными в 2019 году составил около 5,0 млн т.у.т., в том числе угля 2,4 млн т.у.т., природного и попутного газа – около 2,4 млн т.у.т. (таблица 2.17.1). В структуре потребления топлива 45,6 % приходится на уголь, 46,8 % – на природный и попутный газ.

На тепловых электростанциях в 2019 г. потреблено 3189,2 тыс. т.у.т. топлива, из которых 51,4 % приходится на газ (природный и попутный), 43,1 % – на уголь. Дизельное топливо в структуре потребления топлива электростанциями занимает 4,6 %. Нефть и нефтепродукты в структуре потребления топлива электростанциями занимают 0,8 % (рисунок 2.17.1).

Таблица 2.17.1 – Потребление топлива электростанциями и котельными, тыс. т.у.т. (состояние 2019 г. *)

Вид топлива	Всего	в том числе	
		ТЭС	Котельные
Уголь	2 354,00	1375,06	978,94
Нефть (включая газоконденсат) и нефтепродукты (кроме дизельного топлива)	181,98	27,02	154,96
Дизельное топливо	150,94	147,77	3,17
Природный газ	2 006,13	1301,51	704,61
Попутный газ	354,61	337,86	16,75
Древесина	0,60	0	0,60
ВСЕГО	5 048,26	3 189,23	1 859,03

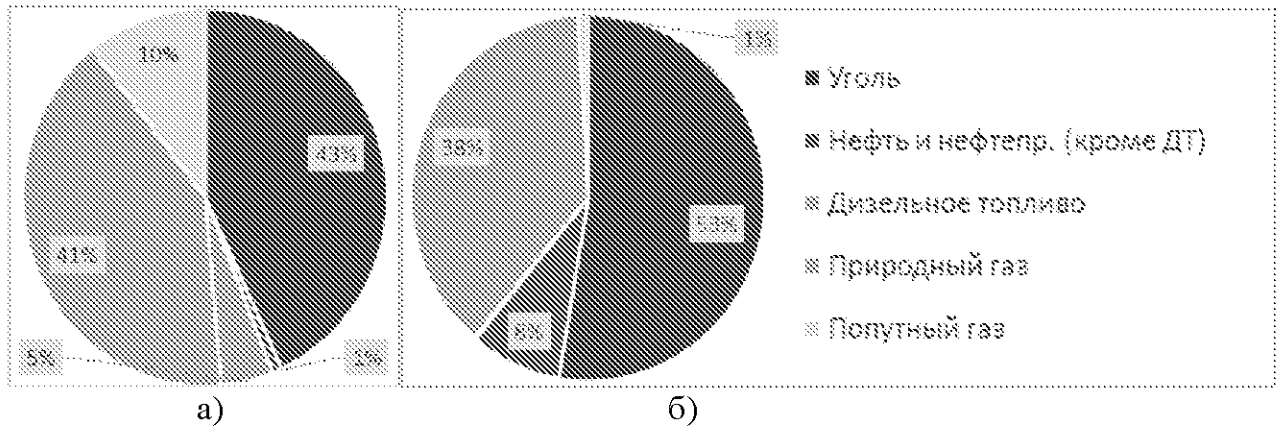


Рисунок 2.17.1 – Структура потребления топлива в 2019 г. а) ТЭС, б) котельные, %

В котельных в 2019 г. было потреблено 1 859,0 тыс. т.у.т. топлива, из которых 52,7 % приходится на уголь, 38,8 % – на газ (природный и попутный), 8,5 % – на нефть и нефтепродукты, и прочие виды топлива.

2.18. Единый топливно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) (ЕТЭБ) за 2015-2019 гг.

Добыча (производство) первичных энергоресурсов в республике за период 2015-2019 гг. увеличивается на 37,1 % – с 30914 до 42391 тыс. т.у.т. Значительный рост производства обеспечивается за счет увеличения добычи нефти и угля в 1,5 и 1,3 раза соответственно.

Из-за быстрого роста добычи нефти в структуре производства также происходит увеличение его доли с 44,2 % до 48,2 %. При этом доли остальных уменьшаются: угля – с 44,0 % до 41,5 %, природного газа – с 10,5 % до 9,2 %, производства гидроэнергии – на 0,19 процентных пункта. Важно отметить, что за данный период объемы выработки электроэнергии нетрадиционными возобновляемыми источниками энергии достигли 1,8 млн. кВт·ч против объемов выработки в размере 0,183 млн. кВт·ч в 2015 г.

Потребление первичных топливно-энергетических энергоресурсов (ТЭР) в республике сокращается на 7,6 % – с 8669 до 8009 тыс. т.у.т, в том числе угля – на 2,3 % (средний темп прироста – 0,55 %) и природного газа – на 19,9 % (4,74 %). Объемы потребления нефтепродуктов до середины периода быстро росли, потом стали сокращаться, в среднем за период увеличились на 2,0 %. Потребление сырой нефти и газоконденсата с каждым годом сокращается в среднем на 2,16 %, причиной чему является уменьшение их использования в качестве котельно-печного топлива на котельных в среднем на 21,3 % за период. В таблицах 2.18.1-2.18.5 приведены годовые топливно-энергетические балансы республики по утвержденной форме ТЭБ⁶.

⁶ Приказ Министерства энергетики РФ от 14.12.2011 г. №600 «Об утверждении порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований»

Таблица 2.18.1. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т.у.т. за 2015 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	13595	13665		3247	40	368			30914
Ввоз	2	81		1842				20		1943
Вывоз	3	-11033	-12935					-186		-24154
Изменение запасов	4	-28	13	50	0	-1	0	0	0	34
Потребление первичной энергии	5	2671	717	1792	3247	41	368	-166	0	8669
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1029	-5	-171	-1037	0	-368	1108	0	-1502
Производство тепловой энергии	8	-1141	-242	-14	-1024	-8		-80	2036	-474
Теплоэлектростанции	8.1.	-355		-3	-356				659	-55
Котельные	8.2.	-785	-242	-11	-668	-8			1308	-408
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3.							-80	70	-10
Преобразование топлива	9		-162	121	-26					-67
Переработка нефти	9.1.		-162	96						-67
Переработка газа	9.2.			25	-26					0
Обогащение угля	9.3.									0
Собственные нужды	10							-50		-50
Потери при передаче	11	-220						-123	-450	-793
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-557					-557
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	281	307	1727	603	33	0	689	1586	5225
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	2,5	0,0	7,3	3,6	0,8	0,0	4,1	7,1	25
Промышленность	15	213,7	257,4	504,8	223,9	1,1	0,0	314,2	364,2	1879
Строительство	16	3,0	0,1	60,1	21,2	0,1	0,0	12,2	28,7	126
Транспорт и связь	17	30,2	30,1	378,9	47,3	0,5	0,0	135,9	59,6	683
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	30,7	19,1	438,9	41,0	11,3	0,0	111,5	352,3	1005
Население	19	0,7	0,0	337,4	266,1	19,0	0,0	110,8	773,8	1508

Таблица 2.18.2. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т.у.т. за 2016 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15604	14615		3397	37	374			34027
Ввоз	2	69		1942				20		2031
Вывоз	3	-12860	-13827					-175		-26861
Изменение запасов	4	85	11	68	0	-1	0	0	0	164
Потребление первичной энергии	5	2728	776	1874	3397	38	374	-155	0	9033
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1085	-39	-167	-1118	0	-374	1147	0	-1635
Производство тепловой энергии	8	-1151	-242	-20	-1065	-6		-67	2053	-499
Теплоэлектростанции	8.1.	-365		-2	-364				669	-62
Котельные	8.2.	-786	-242	-18	-702	-6			1326	-429
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3.							-67	59	-9
Преобразование топлива	9		-193	114	-12					-91
Переработка нефти	9.1.		-193	102						-91
Переработка газа	9.2.			12	-12					0
Обогащение угля	9.3.									0
Собственные нужды	10							-74		-74
Потери при передаче	11	-222						-123	-448	-792
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-655					-655
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	270	303	1801	547	32	0	728	1606	5287
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	1,8	0,0	6,0	5,6	0,7	0,0	3,7	7,1	25
Промышленность	15	206,2	237,9	475,3	133,9	1,3	0,0	330,7	354,7	1740
Строительство	16	1,9	0,0	102,3	27,3	0,0	0,0	12,2	20,3	164
Транспорт и связь	17	33,7	45,9	395,4	75,5	0,5	0,0	152,2	60,6	764
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	25,9	18,8	490,7	9,7	12,7	0,0	116,1	370,8	1045
Население	19	0,8	0,0	331,1	295,2	16,8	0,0	113,7	792,4	1550

Таблица 2.18.3. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т.у.т. за 2017 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15444	14798		3458	34	369			34103
Ввоз	2	124		1902				33		2059
Вывоз	3	-12790	-14129					-168		-27086
Изменение запасов	4	57	-26	-54	0	-1	0	0	0	-24
Потребление первичной энергии	5	2721	695	1957	3458	35	369	-135	0	9100
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1035	-17	-167	-1113	0	-369	1135	0	-1566
Производство тепловой энергии	8	-1136	-221	-20	-1003	-4		-53	2029	-408
Теплоэлектростанции	8.1.	-323		-2	-345				662	-9
Котельные	8.2.	-812	-221	-18	-658	-4			1324	-389
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3.							-53	43	-10
Преобразование топлива	9		-200	100	-13					-113
Переработка нефти	9.1.		-200	88						-112
Переработка газа	9.2.			13	-13					0
Обогащение угля	9.3.									0
Собственные нужды	10							-111		-111
Потери при передаче	11	-295						-127	-449	-870
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-710					-710
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	256	257	1870	619	31	0	710	1580	5322
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	1,6	0,0	6,6	3,4	0,6	0,0	4,1	5,9	22
Промышленность	15	168,2	212,6	577,5	251,1	1,1	0,0	252,8	403,9	1867
Строительство	16	1,9	0,0	134,3	20,9	0,0	0,0	12,6	17,4	187
Транспорт и связь	17	34,7	29,7	357,0	14,1	0,8	0,0	130,2	57,4	624
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	48,9	14,7	514,3	49,7	13,6	0,0	192,7	340,3	1174
Население	19	0,6	0,0	280,4	279,7	14,9	0,0	117,3	755,0	1448

Таблица 2.18.4. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т.у.т. за 2018 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15967	17357		3361	33	425			37143
Ввоз	2	122		1859				27		2009
Вывоз	3	-13530	-16702					-168		-30399
Изменение запасов	4	-62	5	-37	0	1	0	0	0	-93
Потребление первичной энергии	5	2621	651	1896	3361	32	425	-140	0	8846
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1076	-1	-163	-1012	0	-425	1197	0	-1480
Производство тепловой энергии	8	-1159	-210	-20	-1037	-4		-52	1979	-503
Теплоэлектростанции	8.1.	-350		-2	-365				649	-68
Котельные	8.2.	-809	-210	-18	-672	-4			1287	-426
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3.							-52	43	-9
Преобразование топлива	9		-187	100	-13					-100
Переработка нефти	9.1.		-187	87						-100
Переработка газа	9.2.			13	-13					0
Обогащение угля	9.3.									0
Собственные нужды	10							-116		-116
Потери при передаче	11	-115						-132	-485	-733
Прочие расходы на нетопливные нужды	12				-700					-700
Конечное потребление энергетических ресурсов	13	271	253	1813	599	28	0	756	1494	5215
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	1,5	0,0	7,4	3,3	0,5	0,0	4,1	6,4	23
Промышленность	15	188,7	211,0	596,9	207,5	1,1	0,0	335,6	329,7	1870
Строительство	16	1,8	0,0	134,5	20,8	0,0	0,0	10,8	21,5	189
Транспорт и связь	17	34,1	30,0	359,6	15,0	0,8	0,0	187,1	57,2	684
Сфера услуг и прочие виды деятельности	18	43,8	12,0	438,9	70,1	13,4	0,0	99,9	321,0	999
Население	19	0,6	0,0	276,2	282,7	12,5	0,0	118,8	757,9	1449

Таблица 2.18.5. Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т.у.т. за 2019 г.

Статья баланса		Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	17575	20448		3918	27	423			42391
Ввоз	2	124		1831				30		1985
Вывоз	3	-11593	-19813		-1316			-158		-32879
Изменение запасов	4	3496	-14	4	0	2	0	0	0	3488
Потребление первичной энергии	5	2610	650	1827	2602*	24	423	-127	0	8009
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1093	-20	-140	-1110	0	-423	1209	0	-1578
Производство тепловой энергии	8	-1094	-191	-6	-890*	0		-49	1955	-275
Теплоэлектростанции	8.1.	-350		-2	-350				683	-19
Котельные	8.2.	-744	-191	-4	-540*	0			1210	-270
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3.							-49	63	13
Преобразование топлива	9		-186	92	-8					-102
Переработка нефти	9.1.		-186	85						-101
Переработка газа	9.2.			8	-8					0
Обогащение угля	9.3.									0
Собственные нужды	10							-111		-111
Потери при передаче	11	-97						-135	-400	-632
Прочие расходы на нетопливные нужды	19				0*					0
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	326	253	1773	594	24	0	786	1555	5311
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2,0	0,0	8,0	3,3	0,5	0,0	3,1	7,5	24
Промышленность	14	220,1	211,0	596,3	185,1	1,1	0,0	340,1	338,1	1892
Строительство	15	3,0	0,0	150,0	20,8	0,0	0,0	6,8	23,0	204
Транспорт и связь	16	35,0	30,0	380,0	15,0	0,8	0,0	175,3	63,0	699
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	65,0	12,0	348,9	77,5	10,0	0,0	144,5	357,0	1015
Население	18	1,0	0,0	290,0	292,0	11,5	0,0	116,1	766,3	1477

*без учета нефтяного попутного газа

Объем конечного потребления за период увеличивается на 2,6 %. Преобладающими видами ТЭР в конечном потреблении являются нефтепродукты и тепловая энергия, и в меньшей мере – электроэнергия и природный газ. Потребление нефтепродуктов за период увеличивается на 2,7 %, но в структуре за период растет и снижается, и останавливается все на том же уровне – 33,4 %; потребление тепловой энергии сокращается на 1,9 %, соответственно и в структуре потребления происходит значительное снижение с 30,6 до 29,3 % за период. Потребление природного газа уменьшается, на 1,6 % в общей динамике и 0,5 % в структуре потребления. Наиболее значительно увеличивается потребление электроэнергии, прирост равен 22,9 %, в структуре потребления растет с 12,4 до 14,8 %.

По видам экономической деятельности в структуре конечного потребления основную долю занимают промышленное производство и потребление населением. Доля промышленности за период растет с 35,4 % до 35,7 %, доля населения сокращается с 29,1 % до 27,8 %. Доля сельского хозяйства не меняется – остается на уровне 0,5 %, строительства растет – с 2,4 % до 3,8 %, транспорта и связи остается на уровне 13,2 %, сфера услуг и прочих видов деятельности сокращается с 19,4 % до 19,1%.

Основу потребления нефтепродуктов составляет промышленное производство и транспорт, к тому же доля промышленности в структуре растет с 29,2 % до 33,6 %. Растет и доля строительства с 3,5 % до 8,5 %, поэтому доли потребления нефтепродуктов населением, сферой услуг и прочими видами деятельности заметно сокращаются.

В структуре электропотребления по видам экономической деятельности значительную долю занимают промышленность и транспорт, их доля в структуре также растет. Значение сферы услуг и других отраслей также растет, в основном за счет роста электропотребления торговлей. Это все привело к сокращению долей электропотребления сельским хозяйством (0,1 %), строительством (на 1,0 %) и населением (на 2,5 %).

Объемы потребляемой тепловой энергии за период значительно уменьшаются. Причиной такой динамики, можно сказать, является переход на собственную генерацию промышленных предприятий и объектов строительства, что отражается на снижении их доли в структуре конечного теплопотребления на 1,5 %. Вследствие этого значительное увеличение доли теплопотребления в конечном энергопотреблении приходится на население, объекты социальной сферы и хозяйствующие субъекты.

Единый топливно-энергетический баланс, а также анализ изложены в приложении 2.30.

3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

3.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

3.1.1. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по базовому варианту

Учитывая богатство природными ресурсами, промышленность Республики Саха (Якутия) ориентирована на добычу сырья. Основными существующими профилирующими производствами Западного района электроэнергетической системы республики на период до 2024 года останутся добыча и обработка алмазов, являющиеся традиционной специализацией региона, и нефтедобыча. Крупнейшими потребителями электроэнергии на территории энергорайона наряду с предприятиями АК «АЛРОСА» (ПАО) являются объекты ПАО «Транснефть» и ПАО «Сургутнефтегаз».

По территории Республики Саха (Якутия) проходит трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), построенная для транспортировки нефти на Дальний Восток и на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, с нефтеперекачивающими станциями (НПС) №10-19.

В период до 2025 года ПАО «Транснефть» в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2004 г. №1737-р предусматривает увеличение пропускной способности ВСТО до 80 млн тонн в год с соответствующим значительным увеличением потребления электроэнергии и мощности объектами ВСТО на территории Республики Саха (Якутия).

ПАО «Сургутнефтегаз» прорабатывает варианты присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС, вместе с тем итоговый вариант подключения не принят, технические условия на технологическое присоединение Талаканской ГТЭС и сетей Талаканского месторождения к сетям ЕНЭС отсутствуют, соответственно, подключение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям ЕНЭС не учитывается при разработке документа.

На территории ЗРЭС ведется освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), присоединение которого к электрическим сетям ЗРЭС планируется в 4 квартале 2022 г., в балансах учитывается с 2023 г.

Кроме ВСТО в Западном и Южно-Якутском районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в одном коридоре с ВСТО ведется строительство газопровода «Сила Сибири». Газопровод «Сила Сибири» станет общей газотранспортной системой для иркутского и якутского центров газодобычи. На первом этапе будет построен магистральный газопровод «Якутия – Хабаровск – Владивосток», на втором этапе иркутский центр газодобычи будет соединен газопроводом с якутским центром. На территории Республики Саха (Якутия) будут расположены компрессорные станции (КС) №1-5, запланированный выход на полную мощность намечен в 2024 г.

В ЦРЭС в 2022 г. планируется подключение к сетям крупного месторождений золота – Нежданинского (АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»).

В таблицах 3.1.1.1-3.1.1.2. приведен прогноз потребности в электрической энергии и мощности крупных существующих и перспективных потребителей.

Таблица 3.1.1.1. Прогноз потребности в электрической мощности крупных потребителей республики, МВт

№ п/п	Потребитель	Год					
		2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)							
1	«АК «АЛРОСА» (ПАО)	177,0	153,0	152,0	150,0	138,0	138,0
2	ПАО «Транснефть» (ВСТО), в т.ч.:	164	164	164	164	164	164
3	НПС-10	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
4	НПС-11	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
5	НПС-12	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6
6	НПС-13	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
7	НПС-14	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
8	ООО «Газпром Добыча Ноябрьск», в т.ч.:	36,91	44,71	49,37	58,19	65,07	81,52
9	Чаяндинское НГКМ (УКПП) ¹	22,09	26,58	28,63	34,61	38,19	42,93
10	Чаяндинское НГКМ (УПН) ¹	8,60	10,01	9,87	9,87	9,87	20,12
11	Чаяндинское НГКМ (НП «Чаянда-ВСТО»), 3 этап	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
12	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:	2,27	4,17	6,92	9,76	13,06	14,52
13	КС-1		1,90	1,90	4,14	5,92	6,61
14	КС-2	2,27	2,27	5,02	5,62	7,14	7,91
15	Администрация МО «Город Олекминск»		2,37	2,37	2,37	2,37	2,37
16	Гаражно-строительный кооператив «ТРИО»		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
17	Администрация МО «Сунтарский наслег»		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
18	ООО «Якутская промышленная перерабатывающая компания»	0,35	0,35	2,0	2,0	2,0	2,0
19	ИП Феоктистов МВ		1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
20	ГУП «Технический центр телевидения и радиовещания РС(Я)»		1	2	2	2	2
21	АО «Полос Алдан»		3,5	6	6	6	6
22	ЗАО «САХА Голд Майнинг»		3	5,95	5,95	5,95	5,95
23	ООО «Саханефть»			14,0	14,0	14,0	14,0
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)							
24	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства»		1,53	1,53	1,53	1,53	1,53
25	АО «Жатайская судовой верфь»			8,5	8,5	8,5	8,5
26	АО ПО «Якутцемент»	8,0	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
27	ООО СА «Золото Ыныкчана»		6,5	6,536	6,536	6,536	6,536
28	ООО «Завод базальтовых материалов»			1,0	1,0	3,985	3,985
29	ООО «Самет»		4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
30	ООО «ГТ Нижний Бестях»		2,624	2,624	2,624	2,624	2,624
31	Администрация Партизанский наслег «Наследная МО»		1,287	1,287	1,287	1,287	1,287
32	АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»				22,918	22,918	22,918
33	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «город Якутск»		1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
34	ООО «Прометей»		2,578	2,578	2,578	2,578	2,578
35	ООО «Ратмир-Север»		2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
36	ООО «Строймонтаж-2002»	0,4	2,3	3,8	3,8	3,8	3,8
37	ООО «Симиир»		2,29	2,29	2,29	2,29	2,29
38	ООО «Стройкон»		4,589	4,589	4,589	4,589	4,589
39	ЖСПК «Гускул»		1,216	1,216	1,216	1,216	1,216
40	АО «ДСК»		2,020	2,020	2,020	2,020	2,020

№ п/п	Потребитель	Год					
		2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024
41	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «Город Якутск»		2,138	2,138	2,138	2,138	2,138
42	СОИТ «Сатал»		1,256	1,256	1,256	1,256	1,256
43	ООО «Компания НОВА-С»		1,242	1,242	1,242	1,242	1,242
44	ООО «РДР Групп»		2,573	5,044	8,396	11,290	12,439
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)							
45	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:	2,27	8,66	8,66	11,12	15,0	17,84
46	КС-3	2,27	2,27	2,27	4,73	6,47	6,82
47	КС-4		4,49	4,49	4,49	4,49	5,15
48	КС-5		1,90	1,90	1,90	4,04	5,87
49	ПАО «Транснефть» (ВСТО), в т.ч.:	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4	151,4
50	НПС-15	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
51	НПС-16	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3	30,3
52	НПС-17	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
53	НПС-18	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9
54	НПС-19	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6
55	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Денисовская)	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
56	ПАО «Газпром»		3,251	3,251	3,251	3,251	3,251
57	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Комсомольская)		2,4	4,8	6,5	6,5	6,5
58	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Дежневская)	15,700	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
59	АО ГМК «Тимир»			1,3	2,0	5,0	7,0
60	АО «ГОК «Инаглинский»			13	13	13	27,9
61	ООО «Эльгауголь»	10,9	67,7	67,7	95,0	95,0	112,0

1 – до 2023 г. работает изолированно от Западного района электроэнергетической системы РС(Я). Указано общее потребление мощности Чаяндинского НГКМ. Максимальная потребляемая из электрической сети мощность составляет 50,05 МВт в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Газпром Добыча Ноябрьск» от 24.04.2018 № ТУ-Э-235.

Таблица 3.1.1.2. Прогноз потребности в электрической энергии крупных потребителей республики, млн кВт.ч

№ п/п	Потребитель	Год					
		2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)							
1	«АК «АЛРОСА» (ПАО)	1068,0	922,0	914,0	902,0	831,0	831,0
2	ПАО «Транснефть» (ВСТО), в т.ч.:	795	1378	1378	1378	1378	1378
3	НПС-10	176,8	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0
4	НПС-11	115,4	249,9	249,9	249,9	249,9	249,9
5	НПС-12	163,2	282,3	282,3	282,3	282,3	282,3
6	НПС-13	168,7	287,6	287,6	287,6	287,6	287,6
7	НПС-14	170,8	264,6	264,6	264,6	264,6	264,6
8	ПАО «Газпром», в т.ч.:	186,81	353,82	372,79	431,79	498,33	647,32
9	Чаяндинское НГКМ (УКПП) ¹	57,0	195,0	212,7	257,4	292,4	324,5
10	Чаяндинское НГКМ (УПН) ¹	75,3	87,7	86,5	86,5	86,5	176,2
11	Чаяндинское НГКМ (НП «Чаянда-ВСТО»), 3 этап	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6
12	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.:	19,88	36,52	38,94	53,28	84,87	111,97
13	КС-1		16,64	16,64	9,10	38,06	49,80

№ п/п	Потребитель	Год					
		2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024
14	КС-2	19,88	19,88	22,30	44,18	46,81	62,17
15	Администрация МО «Город Олекминск»		11,85	11,85	11,85	11,85	11,85
16	Гаражно-строительный кооператив «ТРИО»		10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
17	Администрация МО «Сунтарский наслег»		8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
18	ООО «Якутская промышленная перерабатывающая компания»	1,75	1,75	10,00	10,00	10,00	10,00
19	ИП Феоктистов МВ		6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
20	ГУП «Технический центр телевидения и радиовещания РС(Я)»		5	10	10	10	10
21	АО «Полус Алдан»		17,5	30	30	30	30
22	ЗАО «САХА Голд Майнинг»		15	29,75	29,75	29,75	29,75
23	ООО «Саханефть»			70,0	70,0	70,0	70,0
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)							
24	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства»		7,7	7,7	7,7	7,7	7,7
25	АО «Жатайская судовой верфь»			42,5	42,5	42,5	42,5
26	АО ПО «Якутцемент»	40,0	75,4	75,4	75,4	75,4	75,4
27	ООО СА «Золото Ыныкчана»		32,5	32,7	32,7	32,7	32,7
28	ООО «Завод базальтовых материалов»			4,9	4,9	19,9	19,9
29	ООО «Самет»		24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
30	ООО «ГТ Нижний Бестях»		13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
31	Администрация Партизанский наслег «Наследная МО»		6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
32	АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»				114,6	114,6	114,6
33	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «город Якутск»		7,75	7,75	7,75	7,75	7,75
34	ООО «Прометей»		12,89	12,89	12,89	12,89	12,89
35	ООО «Ратмир-Север»		10,80	10,80	10,80	10,80	10,80
36	ООО «Строймонтаж-2002»	2,0	11,5	19,0	19,0	19,0	19,0
37	ООО «Симир»		11,45	11,45	11,45	11,45	11,45
38	ООО «Стройкон»		22,95	22,95	22,95	22,95	22,95
39	ЖСПК «Тускул»		6,08	6,08	6,08	6,08	6,08
40	АО «ДСК»		10,10	10,10	10,10	10,10	10,10
41	МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» ГО «город Якутск»		10,69	10,69	10,69	10,69	10,69
42	СОНТ «Сатал»		6,28	6,28	6,28	6,28	6,28
43	ООО «Компания НОВА-С»		6,21	6,21	6,21	6,21	6,21
44	ООО «РДР Групп»		12,87	25,22	41,98	56,45	62,20
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)							
45	ГТС «Сила Сибири», в т.ч.	19,89	70,23	70,23	63,01	118,46	143,68
46	КС-3	19,89	19,89	19,89	20,42	43,44	53,61
47	КС-4		6,6	33,70	33,70	33,7	38,60
48	КС-5		16,64	16,64	8,89	36,42	51,47
49	ПАО «Транснефть» (ВСТО), в т.ч.:	759,4	826,6	826,6	826,6	826,6	826,6
50	НПС-15	167,7	176,6	176,6	176,6	176,6	176,6
51	НПС-16	197,5	201,3	201,3	201,3	201,3	201,3
52	НПС-17	119,4	171,4	171,4	171,4	171,4	171,4

№ п/п	Потребитель	Год					
		2019 отчет	2020	2021	2022	2023	2024
53	НПС-18	131,7	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2
54	НПС-19	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1	143,1
55	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Денисовская)	25,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
56	ПАО «Газпром»		29,3	70,2	70,8	86,0	128,6
57	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Комсомольская)		9,1	27,4	42,9	49,2	49,2
58	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ПС 110 кВ Дежневская)	78,5	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1
59	АО ГМК «Тимир»			1,4	2,1	12,0	23,8
60	АО «ГОК «Инаглинский»			24,6	98,5	98,5	126,8
61	ООО «Эльгауголь»	26,4	41,8	43,9	46,1	55,8	58,6

1 – до 2023 г. работает изолированно от Западного района электроэнергетической системы РС(Я)

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) по данным проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 гг. приведены в таблице 3.1.1.3. Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы приведены в таблице 3.1.1.4.

Таблица 3.1.1.3. Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики

Республика Саха (Якутия)	Ед. изм.	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление электрической энергии	млн кВт.час	7613,0	7841	8063	8185	8571	8711
Годовой темп прироста	%	-	2,99	2,83	1,51	4,72	1,63
Максимум нагрузки	МВт	1327,2	1379	1418	1429	1480	1501
Годовой темп прироста	%	-	3,90	2,83	0,78	3,57	1,42

Таблица 3.1.1.4 - Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Показатель	Ед. изм.	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)							
Потребление электрической энергии	млн кВт.час	3450,9	3509	3621	3642	3961	3998
Годовой темп прироста	%	-	1,68	3,19	0,58	8,76	0,93
Максимум нагрузки	МВт	655,750	677	698	698	742	743
Годовой темп прироста	%	-	3,24	3,10	0,00	6,30	0,13
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)							
Потребление электрической энергии	млн кВт. час	1753,1	1739	1740	1745	1770	1778
Годовой темп прироста	%	-	-0,80	0,06	0,29	1,43	0,45
Максимум нагрузки	МВт	320,7	320	321	326	326	327
Годовой темп прироста	%	-	-0,22	0,31	1,56	0,00	0,31

Показатель	Ед. изм.	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)							
Потребление электрической энергии	млн кВт. Час	2409,0	2593	2702	2798	2840	2935
Годовой темп прироста	%	-	7,64	4,20	3,55	1,50	3,35
Максимум нагрузки	МВт	399,0	422	441	447	455	475
Годовой темп прироста	%	-	5,76	4,50	1,36	1,79	4,40

Среднегодовые темпы прироста электропотребления в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2020-2024 годы оцениваются:

- в ЗРЭС – 2,99 % в год;
- в ЦРЭС – 0,28 % в год;
- в ЮЯРЭС – 4,05 % в год.

Среднегодовые темпы прироста нагрузки в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2020-2024 годы оцениваются:

- в ЗРЭС – 2,53 % в год;
- в ЦРЭС – 0,39 % в год;
- в ЮЯРЭС – 3,56 % в год.

В Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности в период до 2024 г. ожидается за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чаяндинского НГКМ, строительства газопроводной системы «Сила Сибири», в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, строительства газопроводной системы «Сила Сибири» и дальнейшего развития горнодобывающей промышленности. В Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности ожидается за счет присоединения к сетям золоторудного месторождения «Нежданинское».

3.1.2. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии

Оценка перспективной балансовой ситуации выполнена для энергосистемы Республики Саха (Якутия) в целом и с детализацией для трех районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия): Западного, Центрального и Южно-Якутского. Балансы электроэнергии и мощности приведены для зоны централизованного электроснабжения Республики Саха (Якутия) в соответствии с прогнозами электропотребления и максимума нагрузки, предоставленными АО «СО ЕЭС».

Перспективные балансы ЦРЭС и ЗРЭС и ЮЯРЭС сформированы с учетом параллельной работы с ОЭС Востока.

В балансах мощности и электроэнергии установленная мощность объектов генерации в Западном и Центральном районах электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) учитывает мощность резервных ДЭС.

В соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, балансы электроэнергии Республики Саха (Якутия) разработаны для

условий средневодного и маловодного года. Виллойское водохранилище позволяет осуществлять сезонное и многолетнее регулирование стока, водохранилище Светлинской ГЭС осуществляет суточно-недельное подрегулирование стока, поступающего с Каскада Виллойских ГЭС 1, 2. Режим работы Светлинской ГЭС во многом зависит от работы Каскада Виллойских ГЭС 1, 2. Годовая выработка электроэнергии Каскада Виллойских ГЭС 1, 2 и Светлинской ГЭС в условиях маловодного года снижается.

В таблице 3.1.2.1 приведен баланс мощности Республики Саха (Якутия).

Таблица 3.1.2.1. Баланс мощности объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребность (собственный максимум)	1327,2	1379	1418	1429	1480	1501
ИТОГО спрос на мощность	1327,2	1379	1418	1429	1480	1501
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	2114,7	2026,4	2002,4	2074,4	2050,4	2050,4
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	1052,48	964,1	940,1	1012,1	988,1	988,1
Якутская ГРЭС	229	170,087	170,087	170,087	170,087	170,087
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,48	164,032	164,032	164,032	164,032	164,032
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	48,0	48	24	24	0	0
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0,0	0,0	0,0	72,0	72,0	72,0
ДЭС	104,765	104,765	104,765	104,765	104,765	104,765
Резервные ДЭС ЗРЭС	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
Резервные ДЭС ЦРЭС	80,065	80,065	80,065	80,065	80,065	80,065
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	1922,908	1833,219	1812,619	1812,619	1836,119	1836,119
ГЭС	869	880	880	880	880	880
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	189	200	200	200	200	200
ТЭС	1053,908	953,219	932,619	932,619	956,119	956,119
Якутская ГРЭС	247,369	170,087	170,087	170,087	170,087	170,087
Якутская ТЭЦ	5,959	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,48	164,032	164,032	164,032	164,032	164,032
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570	570	570	570	570
Чульманская ТЭЦ	37,1	37,1	16,5	16,5	0	0
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	40,0
ДЭС	0	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС ЗРЭС	0	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС ЦРЭС	0	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	595,708	454,219	394,619	383,619	356,119	335,119

* - ввод намечен на IV квартал 2022 г., в балансе участвует с 2023 г.;

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2024 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2024 г. составляет 335,119 МВт. Подключение к энергосистеме ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ производится после прохождения зимнего максимума 2022 г.

Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.2 и 3.1.2.3 соответственно.

Таблица 3.1.2.2. Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн. кВт.ч

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление электрической энергии (собственное)	7613	7841	8063	8185	8571	8711
ИТОГО потребность	7613	7841	8063	8185	8571	8711
Производство электрической энергии	8533	8923	8799	8799	9132	9132
ГЭС	3439	3204	3204	3204	3204	3204
КВГЭС 1, 2	2580	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	859	999	999	999	999	999
ТЭС	5095	5719	5595	5595	5928	5928
Якутская ГРЭС	1234	1020	1020	1020	1020	1020
Якутская ТЭЦ	53	72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая	750	984	984	984	984	984
Нерюнгринская ГРЭС	2963	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	95	223	99	99	0	0
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НКМ	0	0	0	0	432	432
Число часов использования установленной мощности ТЭС	4834	5931	5951	5528	5999	5999
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	920	1082	736	614	561	421

Таблица 3.1.2.3. Баланс электроэнергии объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн. кВт.ч

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление электрической энергии (собственное)	7613	7841	8063	8185	8571	8711
ИТОГО потребность	7613	7841	8063	8185	8571	8711
Производство электрической энергии	8533	8584	8505	8505	8793	8793
ГЭС	3439	2865	2865	2865	2865	2865
КВГЭС 1, 2	2580	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	859	775	775	775	775	775
ТЭС	5095	5719	5640	5640	5928	5928
Якутская ГРЭС	1234	1020	1020	1020	1020	1020
Якутская ТЭЦ	53	72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая	750	984	984	984	984	984
Нерюнгринская ГРЭС	2963	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	95	223	144	144	0	0
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НКМ	0	0	0	0	432	432
Число часов использования установленной мощности ТЭС	4834	5931	5999	5572	5999	5999
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	920	743	442	320	222	82

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2024 г. складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2024 г. составляет 421 млн. кВт.ч, в маловодных условиях – 82 млн. кВт.ч.

Баланс мощности ЗРЭС приведен в таблице 3.1.2.4.

Таблица 3.1.2.4. Баланс мощности ЗРЭС, МВт

ЗРЭС	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребность	656	677	698	698	742	743
ИТОГО спрос на мощность	656	677	698	698	742	743
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	982,2	982,2	982,2	1054,2	1054,2	1054,2
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	0	0	0	72	72	72
ЭСН УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ*				72	72	72
ДЭС	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
Резервные ДЭС	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	869	880	880	880	920	920
ГЭС	869	880	880	880	880	880
КВГЭС 1, 2	680	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	189	200	200	200	200	200
ТЭС	0	0	0	0	40	40
ЭСН УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ*					40	40
ДЭС	0	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС	0	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	213	203	182	182	178	177

* - ввод намечен на IV квартал 2022 г., в балансе участвует с 2023 г.;

В период 2019-2024 гг. баланс мощности складывается избыточным. Величина избытка на 2024 год составляет 177 МВт.

Балансы электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.5 и 3.1.2.6 соответственно.

Таблица 3.1.2.5. Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного года, млн. кВт.ч

ЗРЭС	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление электрической энергии	3451	3509	3621	3642	3961	3998
ИТОГО потребность	3451	3509	3621	3642	3961	3998
Производство электрической энергии	3439	3204	3204	3204	3636	3636
ГЭС	3439	3204	3204	3204	3204	3204
КВГЭС 1, 2	2580	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	859	999	999	999	999	999
ТЭС	0	0	0	0	432	432
ЭСН УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ					432	432
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	-12	-305	-417	-438	-325	-362

Таблица 3.1.2.6. Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий маловодного года, млн. кВт.ч

ЗРЭС	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление электрической энергии	3451	3509	3621	3642	3961	3998
ИТОГО потребность	3451	3509	3621	3642	3961	3998
Производство электрической энергии	3439	2865	2865	2865	3297	3297
ГЭС	3439	2865	2865	2865	2865	2865
КВГЭС 1, 2	2580	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	859	775	775	775	775	775
ТЭС	0	0	0	0	432	432

ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ					432	432
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	-12	-644	-756	-777	-664	-701

Баланс электроэнергии ЗРЭС для условий средневодного и маловодного года на всем рассматриваемом периоде до 2024 г. складывается дефицитным. Величина дефицита в средневодных условиях на 2024 г. составляет 362 млн. кВт.ч, в маловодных условиях – 701 млн. кВт.ч. Покрытие дефицита в требуемом объеме возможно увеличением фактической выработки Каскадом Вилюйских ГЭС 1,2 над проектной величиной, а также за счет получения перетока из ОЭС Востока.

Баланс мощности ЦРЭС приведен в таблице 3.1.2.7.

Таблица 3.1.2.7. Баланс мощности ЦРЭС, МВт

ЦРЭС	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребность	320,697	320	321	326	326	327
ИТОГО спрос на мощность	320,697	320	321	326	326	327
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	514,545	426,184	426,184	426,184	426,184	426,184
ГЭС	434,48	346,119	346,119	346,119	346,119	346,119
Якутская ГРЭС	229	170,087	170,087	170,087	170,087	170,087
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,48	164,032	164,032	164,032	164,032	164,032
ДЭС	80,065	80,065	80,065	80,065	80,065	80,065
Резервные ДЭС	80,065	80,065	80,065	80,065	80,065	80,065
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	446,8	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1
ГЭС	446,8	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1
Якутская ГРЭС	247,369	170,087	170,087	170,087	170,087	170,087
Якутская ТЭЦ	5,959	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	193,480	164,032	164,032	164,032	164,032	164,032
ДЭС	0	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС	0	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	126,1	26,1	25,1	20,1	20,1	19,1

Баланс мощности ЦРЭС в рассматриваемый период до 2024 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2024 г. составляет 19,1 МВт.

Баланс электроэнергии ЦРЭС приведен в таблице 3.1.2.8.

Таблица 3.1.2.8. Баланс электроэнергии ЦРЭС, млн кВт.ч

ЦРЭС	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление электрической энергии	1753	1739	1740	1745	1770	1778
ИТОГО потребность	1753	1739	1740	1745	1770	1778
Производство электрической энергии	2042,5	2076	2076	2076	2076	2076
ГЭС	2036	2076	2076	2076	2076	2076
Якутская ГРЭС	1233,6	1020	1020	1020	1020	1020
Якутская ТЭЦ	52,5	72	72	72	72	72
Якутская ГРЭС Новая	749,7	984	984	984	984	984
Число часов использования установленной мощности ГЭС	4556	5998	5998	5998	5998	5998
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	289,4	337	336	331	306	298

Баланс электроэнергии ЦРЭС в рассматриваемый период 2020-2024 гг. складывается избыточным. Величина избытка на 2024 г. составляет 298 млн. кВт.ч.
Баланс мощности ЮЯРЭС приведен в таблице 3.1.2.9.

Таблица 3.1.2.9. Баланс мощности ЮЯРЭС, МВт

ЮЯРЭС	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребность	399	422,0	441,0	447,0	455,0	475,0
ИТОГО спрос на мощность	399	422,0	441,0	447,0	455,0	475,0
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618,0	618,0	594,0	594,0	570,0	570,0
ТЭС	618,0	618,0	594,0	594,0	570,0	570,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	24,0	24,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	607,1	607,1	586,5	586,5	570,0	570,0
ТЭС	607,1	607,1	586,5	586,5	570,0	570,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	37,1	37,1	16,5	16,5	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	208,1	185,1	145,5	139,5	115,0	95,0

Баланс мощности ЮЯРЭС в рассматриваемый период до 2024 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2024 г. составляет 95 МВт.

Баланс электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 3.1.2.10.

Таблица 3.1.2.10. Баланс электроэнергии ЮЯРЭС, млн кВт.ч

ЮЯРЭС	Год					
	2019 отчёт	2020	2021	2022	2023	2024
Потребление электрической энергии	2409	2593	2702	2798	2840	2935
ИТОГО потребность	2409	2593	2702	2798	2840	2935
Производство электрической энергии	3058,8	3643	3564	3564	3420	3420
ТЭС	3058,8	3643	3564	3564	3420	3420
Нерюнгринская ГРЭС	2963,4	3420	3420	3420	3420	3420
Чульманская ТЭЦ	95,4	223	144	144	0	0
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5038	6000	6077	6077	6000	6000
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	649,8	1050	862	766	580	485

Баланс электроэнергии ЮЯРЭС в рассматриваемый период до 2024 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2024 г. составляет 485 млн. кВт.ч. Передача избытков электроэнергии (мощности) из ЮЯРЭС возможна в Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) и в энергосистему Амурской области.

Оценка перспективной балансовой ситуации показывает, что баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2024 г. складывается избыточным. Величина избытка на 2024 г. составляет 335,119 МВт. Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2024 г. складывается избыточным, в том числе в условиях маловодного года. Величина избытка в средневодных условиях на 2024 г. составляет 421 млн. кВт.ч, в маловодных условиях – 82 млн. кВт.ч.

Балансы мощности каждого из трех энергорайонов в отдельности также складываются удовлетворительно. В ЗРЭС наблюдается дефицит электроэнергии с 2019 г. в средневодных и маловодных условиях. Для исключения данного дефицита требуется передача электроэнергии из ОЭС Востока по сети 220 кВ, нового электросетевого строительства при этом не требуется.

3.2. Расчеты электроэнергетических режимов энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Для определения уровней напряжений в узлах электрической сети, загрузки элементов сети и соответствия пропускной способности сети ожидаемым потокам мощности выполнен расчет электроэнергетических режимов.

Топология сети расчетной модели разработана на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия), представленной в приложении 3.2.1 с учетом реконструкции, ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок на перспективу 2020-2024 гг. по годам.

Для каждого года расчет установившихся режимов выполнен для:

- режима зимних максимальных нагрузок рабочего дня;
- режима зимних минимальных нагрузок рабочего дня;
- режима летних максимальных нагрузок рабочего дня;
- режима летних минимальных нагрузок выходного дня.

Выполнены расчеты нормальных и послеаварийных режимов в нормальной и ремонтных схемах в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем».

Развитие электросетевых объектов энергосистемы определяется решением следующих основных задач:

- выдачи мощности вновь вводимых электростанций;
- приведения параметров электросетевых объектов к нормативным требованиям по надежности электроснабжения потребителей;
- развития электрических связей со смежными энергосистемами для обеспечения балансовых и режимных перетоков мощности;
- минимизации ограничений на прием мощности в отдельных энергоузлах и энергорайонах;
- обеспечения присоединения новых потребителей.

В рассматриваемый перспективный период 2020-2024 гг. принята отдельная работа Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири. В 2019 году осуществлено замыкание кольца 220 кВ Усть-Кут – Пеледуй – Сухой Лог – Мамакан – Таксимо – Усть-Кут с вводом в работу ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог, ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Мамакан. ПС 220 кВ Пеледуй входит в состав ОЭС Сибири (выключатели ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233, Л-234) отключены со стороны ПС 220 кВ Пеледуй).

С 2019 г. работа Западного, Центрального и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики осуществляется синхронно. Западный и Южно-Якутский районы электроэнергетической системы республики связаны двумя одноцепными ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-243) и ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 2 с отпайкой на ПС НПС-14 (Л-

244), Центральный и Южно-Якутский районы электроэнергетической системы имеют электрическую связь по КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь.

Развитие электрической сети 110 кВ и выше принято в соответствии с разделом 3.2.4.

Уровни нагрузки перспективных потребителей приняты на основании ТУ на ТП, а также согласно письмам ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть» (нагрузки КС и НПС).

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в приложении 3.2.3.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов в графической форме представлены в приложении 3.2.4.

3.2.1. Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов основной электрической сети 110 кВ и выше

2019 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуойск с объемом отключаемой нагрузки 4,6 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилюйского энергорайона. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения

ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 71 Мвар;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 года при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар.

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилуйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2019 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 109.5 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 302 А, что превышает величину АДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (237 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку в течении 24 часов обмотки ВН АТ). Требуется ввод ГВО в объеме 18 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ. Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА.

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая нагрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2020 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 5 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением

ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилюйского энергорайона. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 71 Мвар;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 года при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар.

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2020 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 107,8 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 290 А, что превышает величину АДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (237 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку в течении 24 часов обмотки ВН АТ). Требуется ввод ГВО в объеме 16 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ. Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА.

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2021 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ

транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилуйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 5 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ;

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилуйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилуйского энергорайона. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 71 Мвар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар.

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилуйского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилуйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 109 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 298 А, что превышает величину АДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (237 А – величина, учитывающая допустимую токовую

нагрузку в течении 24 часов обмотки ВН АТ). Требуется ввод ГВО в объеме 17 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ. Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА.

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая нагрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2022 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуиск с объемом отключаемой нагрузки 5 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилюйского энергорайона. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 258 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 71 Мвар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского

энергорайона в объёме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар.

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилюйского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 109,2 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 298 А, что превышает величину АДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (237 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку в течении 24 часов обмотки ВН АТ). Требуется ввод ГВО в объеме 17 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ. Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА.

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая нагрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2023 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 7 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар .

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Вилюйского энергорайона. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал (потребление Айхало-Удачинского

энергорайона – 258 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 71 Мвар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре (потребление Айхало-Удачинского энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар.

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Вилюйского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 109,8 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 300 А, что превышает величину АДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (237 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку в течении 24 часов обмотки ВН АТ). Требуется ввод ГВО в объеме 18 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ. Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА.

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

2024 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуойск с объемом отключаемой нагрузки 7 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ

транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года при отключении 1С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, сопровождающегося отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242), происходит отключение потребителей ПС 220 кВ Сунтар, ПС 110 кВ Тойбохой и ПС 110 кВ Виллойского энергорайона. Для исключения данной схемно-режимной ситуации необходимо выполнить фиксацию ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) и ВЛ 220 кВ Сунтар – Олекминск (Л-242) на разные системы шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар .

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Айхал (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), сопровождающегося в т.ч. односторонним отключением ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 71 Мвар.

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года при отключении двух ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203 и Л-204), проходящих в общем коридоре (потребление Айхало-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ). Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объеме 70 МВт. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар.

В схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Виллойского энергорайона – 71 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ. Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар.

В схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 110,2 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 301 А, что превышает величину АДТН с учетом перегрузочной способности оставшегося в работе АТ (237 А – величина, учитывающая допустимую токовую нагрузку в течении 24 часов обмотки ВН АТ). Требуется ввод ГВО в объеме 18,5 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ. Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА.

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов ВЛ не превышена.

3.2.2. Расчеты электроэнергетических режимов электрических сетей 35 кВ и выше

В настоящем разделе приведены расчеты электроэнергетических режимов электрических сетей 35 кВ Вилюйской группы улусов, Амгинского, Намского районов, МО «Нюйский наслег» Ленского района.

Вилюйская группа улусов

Вилюйская группа улусов сформирована из четырех улусов;

Сунтарский улус (район) состоит из 39 населенных пунктов, общая численность населения 23609 человек.

Нюрбинский улус (район) состоит из 24 населенных пунктов, общая численность населения 23960 человек.

Верхневилуйский улус (район) состоит из 29 населенных пунктов, общая численность населения 21002 человека.

Вилюйский улус (район) состоит из 23 населенных пунктов, общая численность населения 25014 человек.

В настоящее время электроснабжение Сунтарского района осуществляется от ПС 220 кВ Сунтар. Электроснабжение Нюрбинского, Верхневилуйского и Вилюйского районов Республики Саха (Якутия) осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар-Вилюйск). Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше рассматриваемого энергорайона приведена на рисунке 3.2.2.1.

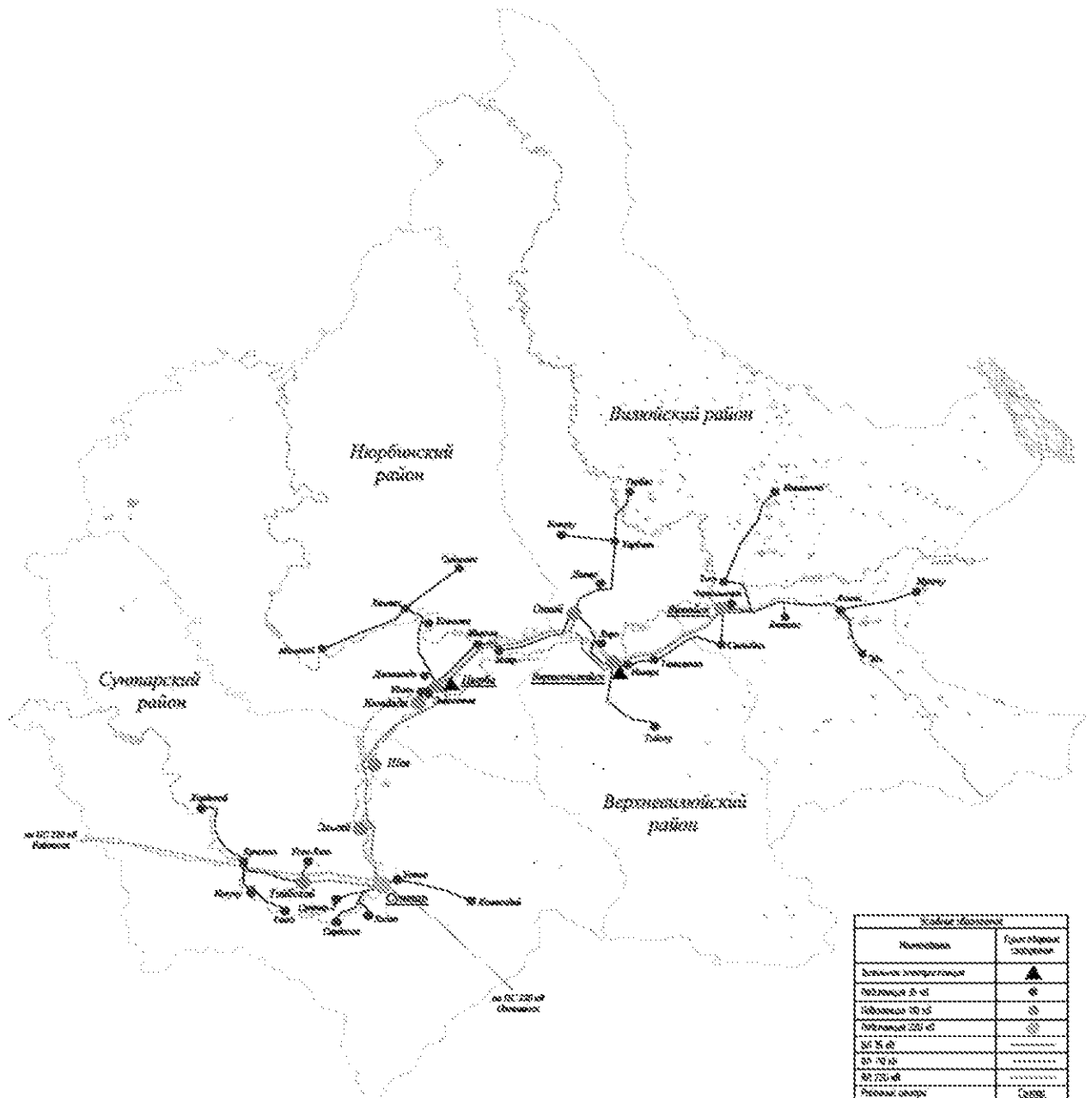


Рисунок 3.2.2.1. Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше рассматриваемого энергорайона

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше рассматриваемого энергорайона приведена на рисунке 3.2.2.2.

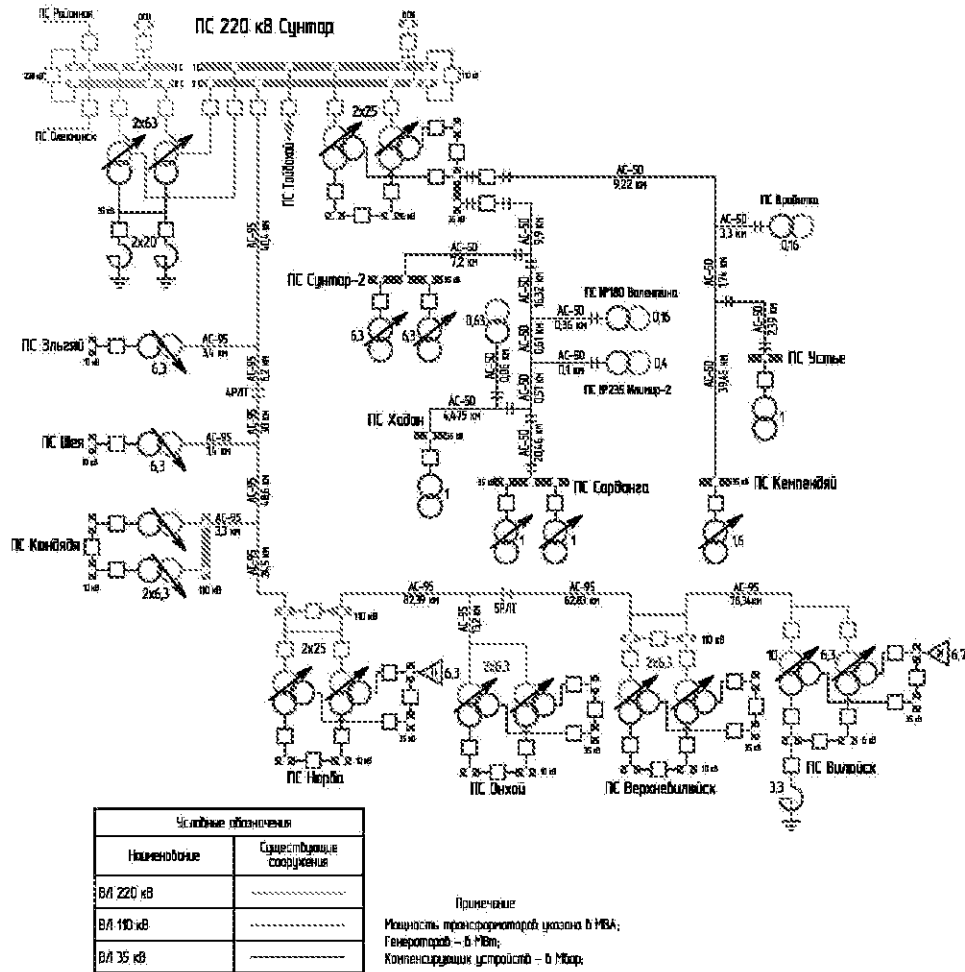


Рисунок 3.2.2.2. Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше рассматриваемого энергорайона

Характеристики ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар-Виллойск) приведены в таблице 3.2.2.1.

Таблица 3.2.2.1. Характеристики ВЛ 110 кВ Л-104

Наименование участка	№ опор на участке	Год постройки/ ввода в эксплуатацию	Прот-ть, км	Марка провода	Материал опор	Срок эксплуатации, лет
Сунтар-р. Ботомой	1-471	1971/1975 2010	110,78 1,62	АС-95 АС-240	дерево металл	49
отпайка на Эльгяй (опоры 194-195)	1-7	1971/1975	2,66	АС-95	дерево	49
отпайка на Шей (опоры 373-374)	1-16	1971/1975	0,65	АС-95	дерево	49
р. Ботомой - Нюрба	472-708	1972/1975	61,73	АС-95	дерево	48
отпайка на Кюндяда (опоры 597-598)	1-22	1972/1975	3,5	АС-95	дерево	48
Нюрба-Онхой	1-368	1979/1980	81,4	АС-95	дерево	41
р. Тюкян - Верхневиллойск	369-600	1980/1984	64,86	АС-95	дерево	40
отпайка на Онхой (отв. опора 375)	1-60	1980/1984	15	АС-95	дерево	40
Верхневиллойск – р. Чыбыда	601-844	1980/1980	52,64	АС-95	дерево	40
р. Чыбыда - Виллойск	845-980	1985/1985	30,3	АС-95	дерево	35

В соответствии с письмом собственника оборудования (ПАО «Якутскэнерго») индекс технического состояния ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар-Виллойск) составляет 40,6 (. В соответствии с приказом Минэнерго РФ от 26.07.2017 № 676 линия находится в неудовлетворительном техническом состоянии и требует дополнительного технического обслуживания и ремонта, усиленного контроля технического состояния, технического перевооружения.

Вследствие механического повреждения опор и провода ВЛ 110 кВ Л-104 число часов отключения ВЛ составило: в 2015 г. – 23 ч 47 мин, в 2017 г. – 26 ч 13 мин, в 2018 г. – 1 ч 54 мин, в 2019 г. – 13 ч 00 мин.

Информация о длительно допустимой токовой нагрузке ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар – Виллойск) (участок от ПС 220 кВ Сунтар до ПС 220 кВ Нюрба) приведена в таблице 3.2.2.2.

Таблица 3.2.2.2. Допустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар – Виллойск)

Температура окружающей среды, °С	-5 и ниже	0	5	10	15	20	25	30	35	40
Длительно допустимая токовая нагрузка	426	409	396	380	366	347	330	310	290	267
Аварийно допустимая токовая нагрузка (в течении 20 мин.)	511	491	475	455	440	416	396	372	348	321

В режиме зимнего максимума нагрузок 2019 года потребление энергорайона, получающего электроснабжение по ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар – Виллойск), составляет 73,9 МВт, максимальная токовая нагрузка линии при этом составляет 350,2 А.

15 населенных пунктов Виллойского и Верхневиллойского районов газифицированы. Население негазифицированных населённых пунктов активно переходит на электрическое отопление жилых домов. Планы по технологическому присоединению энергопринимающих устройств потребителей к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго» (максимальная заявленная мощность энергопринимающих устройств согласно выданным, действующим и исполненным договорам на технологическое присоединение) приведены в приложении 3.2.2.1 и сведена в таблицу 3.2.2.3. Информация о потреблении Виллойского энергорайона за ретроспективный период приведена в таблице 3.2.2.4.

Таблица 3.2.2.3. Планы по технологическому присоединению, МВт

	заявки (оферты) в работе	договора действующие	договора исполненные
Итого:	2,284	17,914	15,806

Таблица 3.2.2.4. Потребление Виллойского энергорайона, МВт

Год	Дата замера	МВт	Прирост	
			МВт	%
2015-2016	23.12.2015	55,1	-	
2016-2017	21.12.2016	60,2	5,1	9,3
2017-2018	15.12.2017	62,9	2,7	4,5
2018-2019	24.12.2018	67,2	4,3	6,8
2019-2020	31.12.2019	73,9	6,7	10

Таким образом, в период с 2015 по 2019 годы нагрузка Вилюйской энергорайона увеличилась на 18,8 МВт, в среднем ежегодное увеличение нагрузки составляет 4,7 МВт.

За 2018-2019 гг. увеличение составило 6,7 МВт, за 2019 год выдано ТУ на ТП на 20,549 МВт, исполнено договоров – 10,063 МВт. Коэффициент реализации ТУ на ТП в Вилюйской группе улусов составляет – 0,489. Коэффициент использования максимальной мощности – 0,66.

Потребление энергорайона с учетом действующих договоров на технологическое присоединение увеличение потребления энергорайона составит 79,68 МВт, максимальная токовая нагрузка линии при этом составит 378,6 А

Превышение ДДТН как при текущем, так и при перспективном уровне потребления мощности энергорайона отсутствует. Режимно-балансовая необходимость увеличения пропускной способности ЛЭП не выявлена.

Заключение: выявлена необходимость замен опор существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба, необходимость увеличения пропускной способности линии на текущий момент из анализа выданных ТУ не выявлена. При этом реализация мероприятия по замене опор существующей ВЛ 110 кВ приведет к длительным перерывам в электроснабжении потребителей Вилюйского энергорайона в период реконструкции.

На основании вышеуказанного рекомендуется реализация мероприятия по строительству одноцепной ВЛ 110 кВ Сунтар – Вилюйск с применением минимально возможного (из применяемой в настоящее время номенклатуры стандартных проводов) сечения провода пропускной способностью не менее соответствующей марке АС-95 с последующим уточнением сечения провода в проекте и принятием решения о продолжении эксплуатации существующей ЛЭП.

Амгинский район

Электроснабжение потребителей Амгинского района осуществляется по ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга (Л-41) и ВЛ 35 кВ Амга – Покровка - Бологур (Л-42) суммарной протяженностью 147,04 км.

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.2.2.3.



Рисунок 3.2.2.3. Карта-схема электрических сетей Амгинского района

Существующая принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района приведена на рисунке 3.2.2.4.

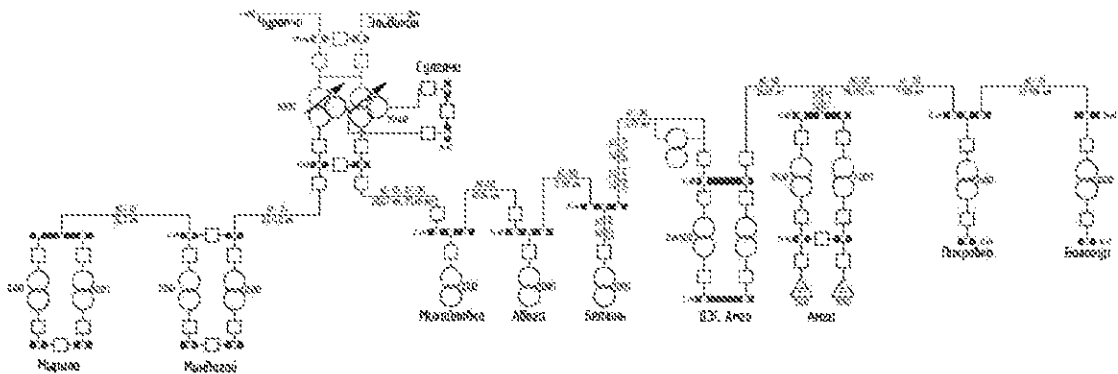


Рисунок 3.2.2.4. Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района

ВЛ 35 кВ Сулгачи – Амга – Покровка – Бологур введена в 1979 году и выполнена на деревянных опорах. Согласно данным собственника объекта (ПАО «Якутскэнерго») опоры ВЛ 35 кВ находятся в неудовлетворительном состоянии. К транзиту 35 кВ Сулгачи – Бологур подключены ПС 35 кВ Михайловка (1000 кВА), ПС 35 кВ Абага (1000 кВА), ПС 35 кВ Бетюнь (1000 кВА), ПС 35 кВ ДЭС Амга (2x4000+1600 кВА), ПС 35 кВ Амга (2500+4000 кВА), ПС 35 кВ Бологур (1000 кВА), ПС 35 кВ Покровка (1600 кВА).

Информация о параметрах трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сулгачи представлена в таблице 3.2.2.5.

Таблица 3.2.2.5. Параметры трансформаторного оборудования

№ п/п	Параметр	1Т	2Т
1	Номинальная мощность, МВА	16	6,3
2	Номинальное напряжение, кВ	110	110
3	Длительно допустимая токовая нагрузка (по стороне ВН)	83,9	31,6
4	Год выпуска	1987	2007

Расчет нормального режима для зимнего максимума 2019 года Амгинского района приведен на рисунке 3.2.2.5.

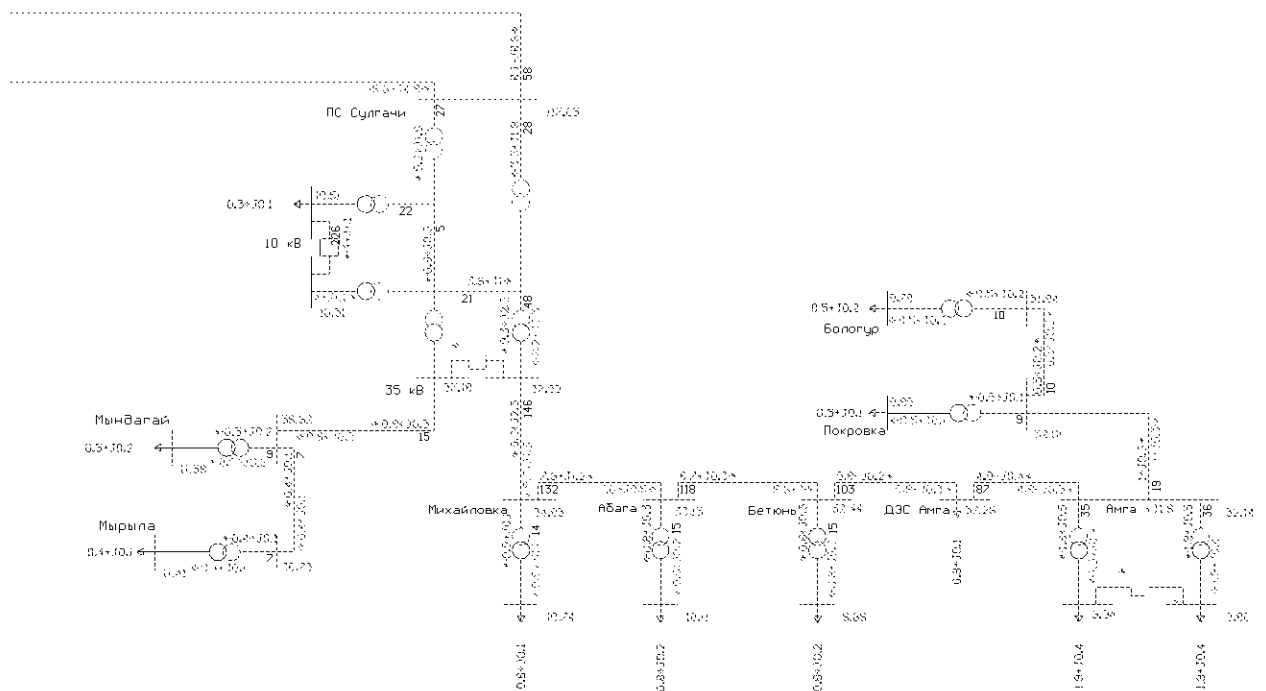


Рисунок 3.2.2.5. Нормальный режим. Зимний максимум 2019 года

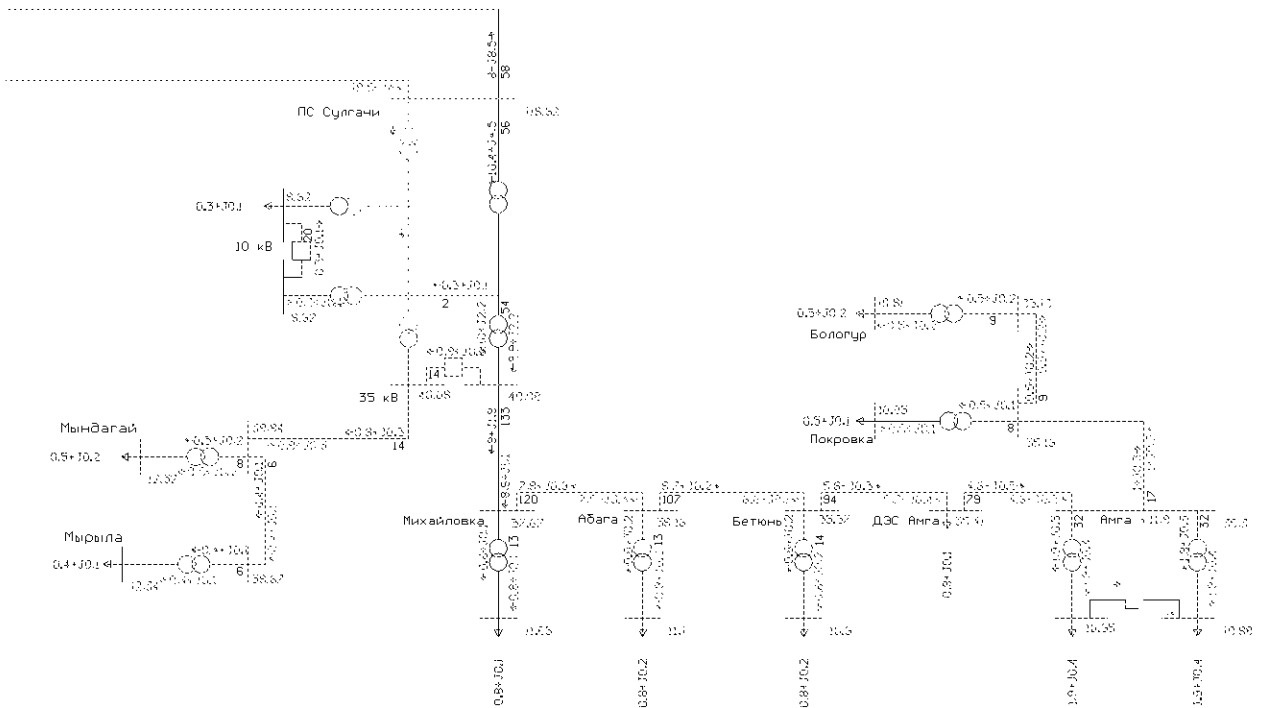


Рисунок 3.2.2.6. Ремонт 1Т ПС 110 кВ Сулгачи. Зимний максимум 2019 года

В режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года потребление энергорайона, получающего электроснабжение от ПС 110 кВ Сулгачи по ВЛ 35 кВ Л-41 (Сулгачи – Амга) и ВЛ 35 кВ Л-48 (Сулгачи – Мырыла), составляет 10,2 МВт.

При ремонте 1Т ПС 110 кВ Сулгачи токовая нагрузка 2Т ПС 110 кВ Сулгачи составит 56 А (178 %).

В соответствии с данными ПАО «Якутскэнерго» (письмо от 10.04.2020 № 216/3520) возможность реализации схемно-режимных мероприятий по переносу существующей точки раздела электрической сети с переводом питания электропотребителей (части потребителей) на другие энергоузлы отсутствует.

В соответствии с Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81, длительно допустимая перегрузка без ограничения длительности составляет 125 %.

Требуется замена 2Т ПС 110 кВ Сулгачи с увеличением трансформаторной мощности.

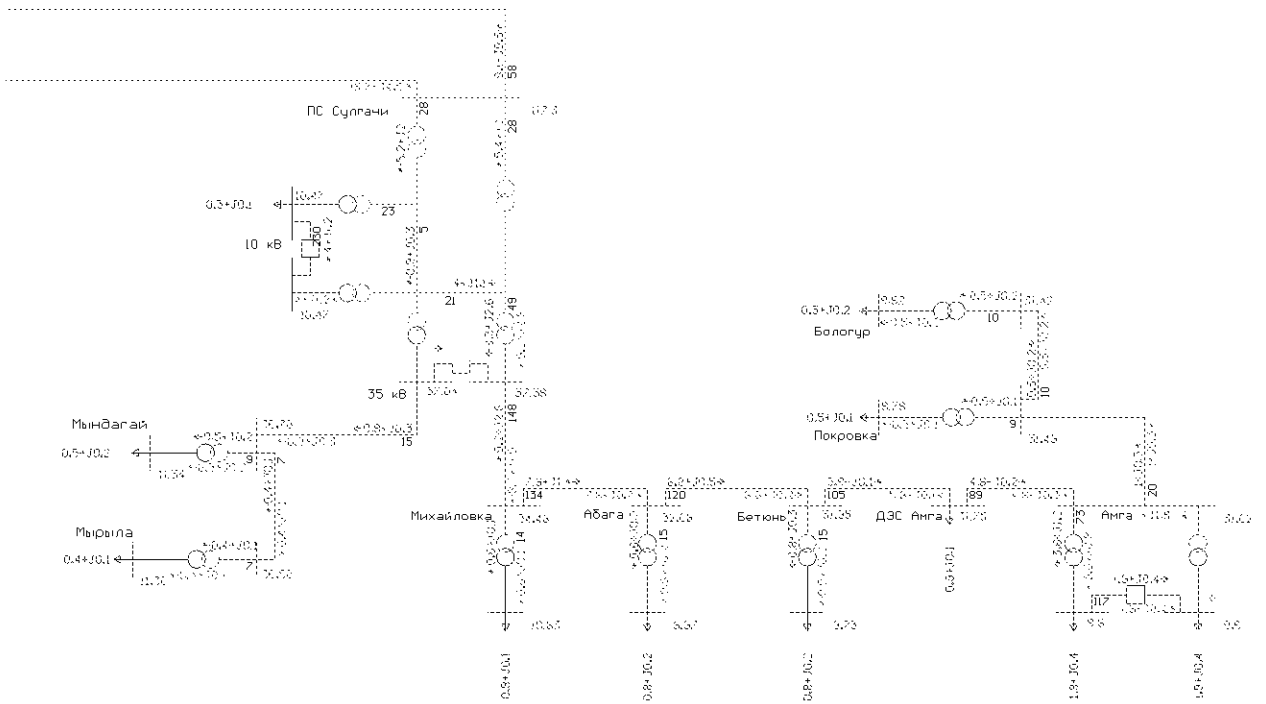


Рисунок 3.2.2.7. Ремонт Т1 ПС 35 кВ Амга. Зимний максимум 2019 года

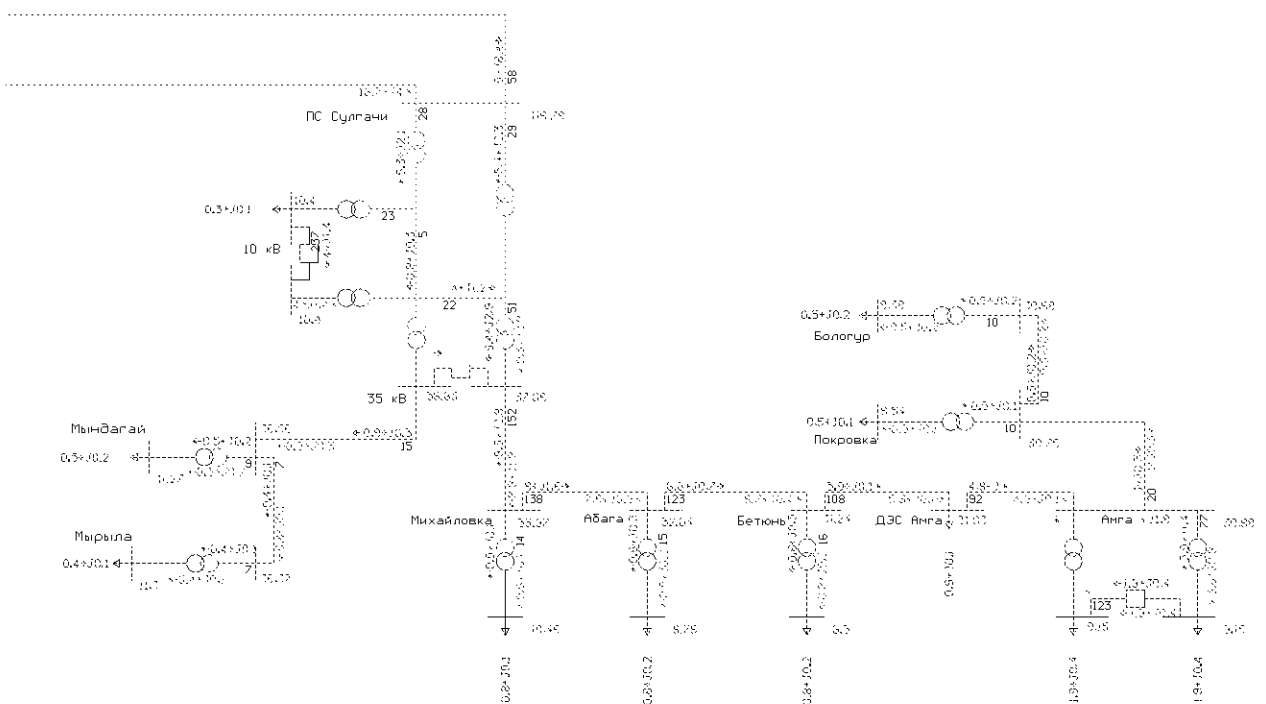


Рисунок 3.2.2.8. Ремонт Т2 ПС 35 кВ Амга. Зимний максимум 2019 года

Информация о параметрах трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Амга представлены в таблице 3.2.2.6.

Таблица 3.2.2.6. Параметры трансформаторного оборудования

№ п/п	Параметр	1Т	2Т
1	Номинальная мощность, МВА	2,5	4
2	Номинальное напряжение, кВ	35	35
3	Длительно допустимая токовая нагрузка (по стороне ВН)	41,2	66
4	Год выпуска	1991	2012

В режиме зимних максимальных нагрузок 2019 года потребление энергорайона, получающего электроснабжение от ПС 35 кВ Амга, составляет 3,8 МВт.

При ремонте 1Т ПС 35 кВ Амга токовая нагрузка 2Т ПС 35 кВ Амга составит 73 А, что превышает длительно допустимую токовую нагрузку трансформатора на 10 %.

При ремонте 2Т ПС 35 кВ Амга токовая нагрузка 1Т ПС 35 кВ Амга составит 77 А, что превышает длительно допустимую токовую нагрузку трансформатора на 87 %.

В соответствии с данными ПАО «Якутскэнерго» (письмо от 10.04.2020 № 216/3520) возможность реализации схемно-режимных мероприятий по переносу существующей точки раздела электрической сети с переводом питания электропотребителей (части потребителей) на другие энергоузлы отсутствует.

Требуется замена 1Т и 2Т ПС 35 кВ Амга с увеличением трансформаторной мощности.

В рамках комплексного решения вышеуказанных проблем электроснабжения Амгинского района Республики Саха (Якутия) выполнено технико-экономическое сравнение двух вариантов электроснабжения потребителей.

Вариант 1

Первым вариантом предусмотрена реализация следующих мероприятий:

1. Замена 2Т ПС 110 кВ Сулгачи на трансформатор мощностью 10 МВА.
2. Замена деревянных опор ВЛ 35 кВ от ПС 110 кВ Сулгачи до ПС 35 кВ Амга общей протяженностью 95 км.
3. Замена 1Т и 2Т ПС 35 кВ Амга на трансформаторы мощностью по 6,3 МВА каждый.

Выбор мощности 2Т ПС 110 кВ Сулгачи:

$$S_{\text{тр. расч}} = (P_{\text{факт. макс}} - P_{\text{срм}}) / (K_{\text{м}} * K_{\text{доп}}) = (10,2 - 0) / (0,9 * 1,25) = 9,06 \text{ МВА.}$$

где,

$P_{\text{срм}}$ – объем возможных схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформатора;

$K_{\text{м}}$ – коэффициент мощности, определяющий соотношение активной и полной мощности нагрузки потребителей, получающих питание от шин подстанции;

$K_{\text{доп}}$ – коэффициент допустимой длительной (без ограничений длительности) перегрузки трансформатора.

Единичная мощность рекомендуемого к установке трансформатора:

$S_{тр. ном} \geq S_{тр. расч} = 9,06$ МВА, в соответствии с шкалой номинальных мощностей трансформаторов рекомендуется к установке трансформатор мощностью 10 МВА.

Выбор мощности 1Т и 2Т ПС 35 кВ Амга:

$$S_{тр. расч} = (P_{факт. макс} - P_{срм}) / K_M = (3,8 - 0) / 0,9 = 4,2 \text{ МВА.}$$

где,

$P_{срм}$ – объем возможных схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформатора;

K_M – коэффициент мощности, определяющий соотношение активной и полной мощности нагрузки потребителей, получающих питание от шин подстанции.

Единичная мощность рекомендуемого к установке трансформатора:

$S_{тр. ном} \geq S_{тр. расч} = 4,2$ МВА, в соответствии с шкалой номинальных мощностей трансформаторов рекомендуется к установке трансформатор мощностью 6,3 МВА.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше с учетом реализации мероприятий, предусмотренным первым вариантом развития электрических сетей приведена на рисунке 3.2.2.9.

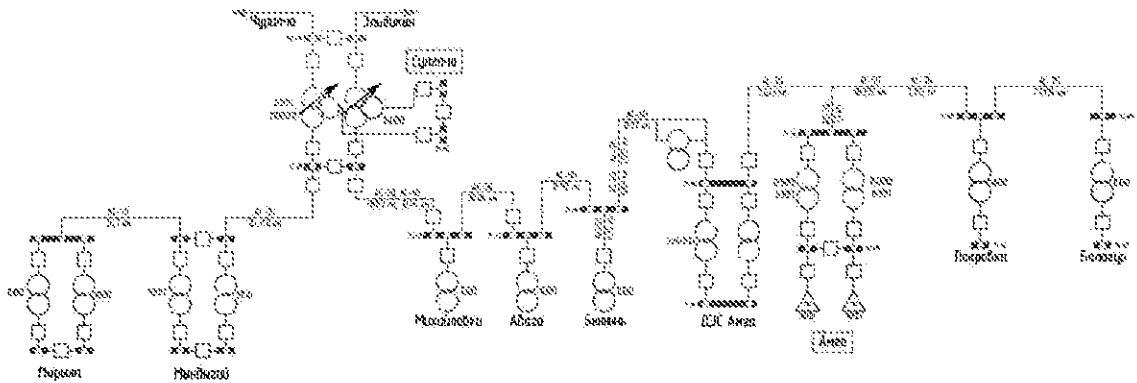


Рисунок 3.2.2.9. Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше

Расчет нормального режима зимнего максимума 2019 года приведен на рисунке 3.2.2.10.

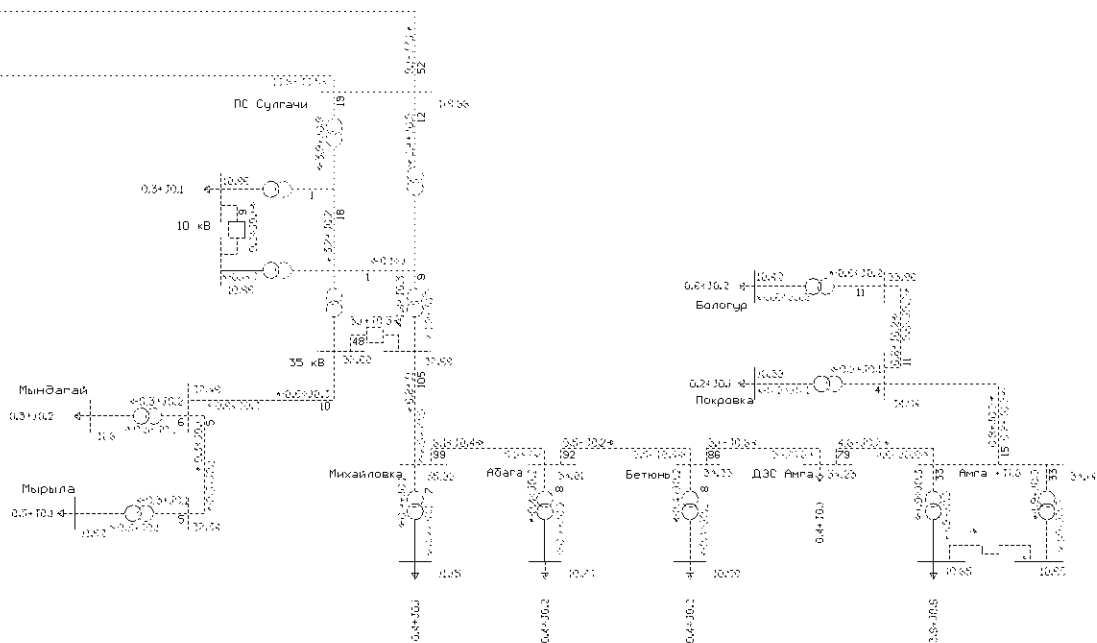


Рисунок 3.2.2.10. Нормальный режим. Зимний максимум 2019 года

Таблица 3.2.2.7. Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей	
	Базовые цены (01.01.2018 г.)	Текущие цены (2020 г.)
Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи	48,37	55,69
Замена опор ВЛ 35 кВ Сулгачи - Амга	1047,83	1206,34
Реконструкция ПС 35 кВ Амга	40,95	47,15
	Итого без НДС	1309,17

Капитальные затраты на реализацию строительства составляют 1309,17 млн рублей.

Вариант 2

Вторым вариантом предусмотрена реализация следующих мероприятий:

1. Строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга протяженностью 92 км.
2. Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с расширением РУ 110 кВ на одну линейную ячейку.
3. Строительство ПС 110 кВ Амга с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ.

Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше с учетом реализации мероприятий, предусмотренных вторым вариантом развития электрических сетей приведена на рисунке 3.2.2.11.

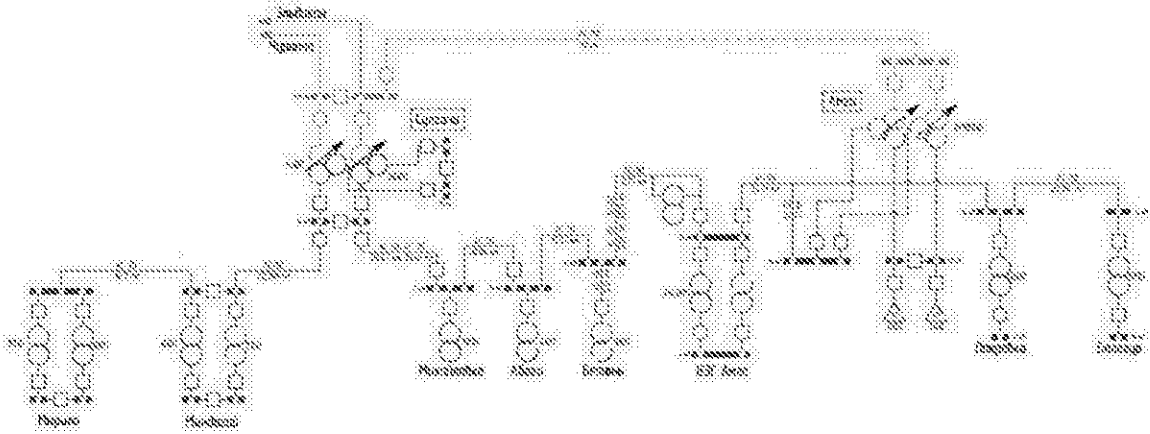


Рисунок 3.2.2.11. Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше

Расчет нормального режима зимнего максимума 2019 приведен на рисунке 3.2.2.12.

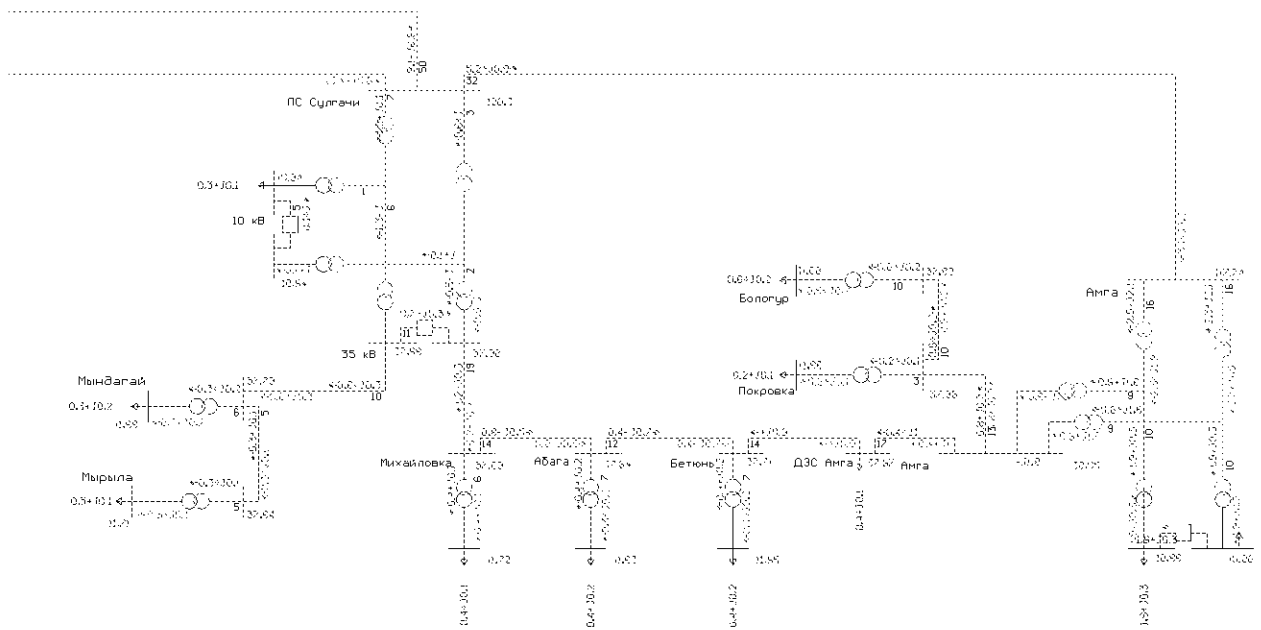


Рисунок 3.2.2.12. Нормальный режим. Зимний максимум 2019

Таблица 3.2.2.8. Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей	
	Базовые цены (01.01.2018 г.)	Текущие цены (2020 г.)
Строительство ПС 110 кВ Амга	343,64	395,63
Строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи - Амга	1164,89	1341,11
Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи	34,01	39,16
	Итого без НДС	1775,9

Капитальные затраты на реализацию строительства составляют 1775,9 млн рублей.

Итоговый вариант развития электрических сетей рассматриваемого района будет определен в рамках работы по титулу «Технико-экономическое обоснование строительства ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга» по отдельному техническому заданию в рамках проектирования ВЛ 110 кВ Сулгачи – Амга и согласован в установленном порядке с филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока.

Томпонский район

В настоящее время электроснабжение с. Теплый Ключ осуществляется от 6 дизельных генераторов суммарной установленной мощностью 2690 кВт. Данные по генераторам приведены в таблице таблица 3.2.2.10.

Таблица 3.2.2.10. данные по генераторам с. Теплый Ключ

Ст. №	Тип агрегата	Тип дизеля	Тип генератора	Год выпуска	Год установки	Мощность (кВт)
1	Г-72М	6ЧН 36/45	СГД2-17-44-16	н/д	1987	800
2	ДЭУ-315	ЯМЗ-240НМ2	БГ-315-М2-4У2	2011	2012	315
3	Г-72М	6ЧН 36/45	СГД2-17-36-16	н/д	2007	630
4	ДГА-315	6ЧН 36/45	СГД 13-42-12	н/д	1974	315
5	ДГА-315	ЯМЗ-240НМ2	LSA 47.2S4C6/4	2013	2014	315
6	ДЭУ-315	ЯМЗ-240НМ2	LSA 47.2S4C6/4	2013	2014	315
ВСЕГО установленная мощность						2690

В непосредственной близости от с. Теплый Ключ АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания» планируется строительство ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская, предусмотренной для электроснабжения месторождения «Нежданинское». Для экономии топлива и обеспечения централизованного электроснабжения потребителей с. Теплый Ключ возможен вариант присоединения к сетям централизованного электроснабжения путем строительства ПС 110 кВ Теплый Ключ с установкой трансформатора мощностью 2,5 МВА с подключением к ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская.

На рисунке 3.2.2.13 представлен расчет нормального режима зимнего максимума нагрузок 2022 года после подключения ПС 110 кВ Теплый Ключ к ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская.

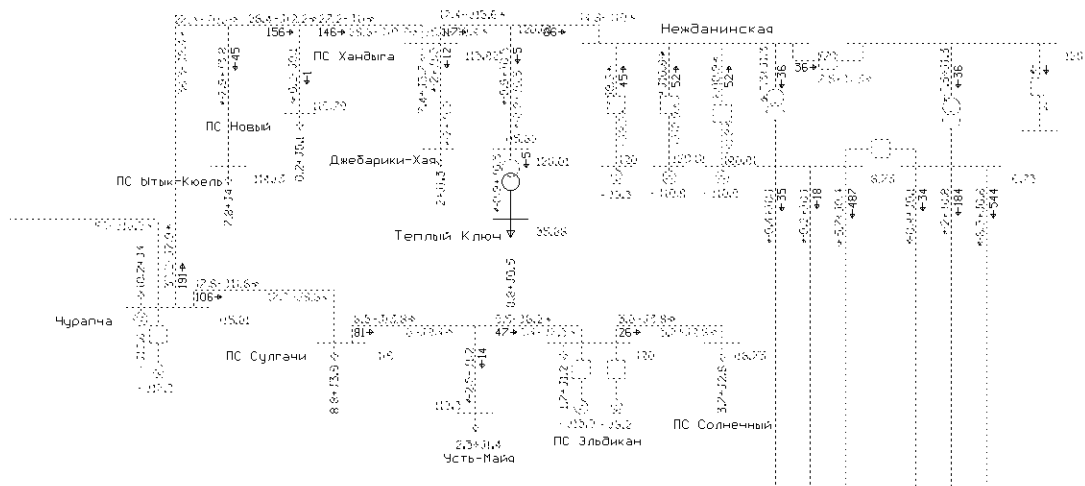


Рисунок 3.2.2.13. Нормальный режим. Зимний максимум 2022 г.

По результатам расчета электроэнергетических режимов уровни напряжения в допустимых пределах, допустимая токовая загрузка основного оборудования ПС и проводов не превышена.

Предложенный вариант централизованного электроснабжения п. Теплый Ключ требует решения в рамках процедуры техприсоединения. При этом требуется приведение технико-экономического сравнения вариантов сохранения существующей схемы электроснабжения и предлагаемой к рассмотрению.

ПС 110 кВ Алдан

Электроснабжение потребителей ПС 110 кВ Алдан осуществляется по ВЛ 110 кВ Лебединый – Алдан протяженностью 16,823 км.

Информация о параметрах трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Алдан представлена в таблице.

Таблица 3.2.2.11. Параметры трансформаторного оборудования

№ п/п	Параметр	1Т	2Т
1	Номинальная мощность, МВА	16	16
2	Номинальное напряжение, кВ	110	110
3	Длительно допустимая токовая нагрузка (по стороне ВН)	83,3	83,3
4	Год выпуска	2007	1988

Инвестиционной программой АО «ДРСК» предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Алдан с заменой силовых трансформаторов. Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Алдан составила 18,0 МВт.

По данным, предоставленным письмом АО «ДРСК» от 17.04.2020 № 15-07/1236, в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется увеличение нагрузки на ПС 110 кВ Алдан на 2,283 МВт. В связи с тем, что увеличение нагрузки обусловлено ТУ на ТП для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт, принят коэффициент реализации 0,2.

Выбор мощности 1Т(2Т) ПС 110 кВ Алдан:

$$\text{Стр. расч} = (\text{Рфакт.макс} + \text{Рту} - \text{Рсрм}) / (\text{Км} * \text{Кдоп}) = (18,0 + 2,283 * 0,2 - 0) / (0,9 * 1,2) = 17,09 \text{ МВА.}$$

где,

Рту – суммарная активная нагрузка новых потребителей, подключаемых к подстанции в соответствии с ТУ на ТП;

Рсрм – объем возможных схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформатора (в соответствии с письмом АО «ДРСК» от 17.04.2020 № 15-07/1236 возможность переключения (перевода) с ПС 110 кВ Алдан части нагрузки на другие подстанции с целью разгрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме ремонта другого отсутствует);

Км – коэффициент мощности, определяющий соотношение активной и полной мощности нагрузки потребителей, получающих питание от шин подстанции;

Кдоп – коэффициент допустимой длительной (без ограничений длительности) перегрузки трансформатора (1,2 согласно приказу Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию»);

единичная мощность рекомендуемого к установке трансформатора:

Стр. ном \geq Стр. расч = 17,09 МВА, в соответствии со шкалой номинальных мощностей трансформаторов рекомендуются к установке трансформаторы мощностью 25 МВА.

ПС 110 кВ Марха

В рамках реконструкции ПС 35 кВ Марха с переводом на класс напряжения 110 кВ предусмотрено строительство двухцепной отпаечной ВЛ 110 кВ от существующих ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками протяженностью 0,3 км и строительство новой ПС 110 кВ Марха.

К ПС 110 кВ Марха предусмотрено подключение нагрузки существующих трансформаторов ПС 35 кВ Марха. Максимальная нагрузка ПС 35кВ Марха в день контрольных измерений 18.12.2019 составила 7,53 МВт.

По данным, предоставленным письмом ПАО «Якутскэнерго» от 16.04.2020 № 216/3704, в соответствии с действующим договорами на технологическое присоединение планируется увеличение нагрузки ПС 110 кВ Марха на 3,9284 МВт. В связи с тем, что увеличение нагрузки обусловлено ТУ на ТП для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВ, принят коэффициент реализации 0,2.

Кроме того, к ПС 110 кВ Марха планируется подключение части нагрузок ВЛ 6 кВ Л-3 и Л-Маган-2 с ПС 110 кВ Хатын-Урях и ВЛ 6 кВ Л-3 с ПС 35 кВ Жатай в суммарном объеме 2,55 МВт.

Выбор мощности 1Т(2Т) ПС 110 кВ Марха:

$$\text{Стр. расч} = (\text{Рфакт.макс} + \text{Рту} + \text{Рдоп} - \text{Рсрм}) / (\text{Км} * \text{Кдоп}) = (7,53 + 3,9284 * 0,2 + 2,55) / (0,9 * 1,25) = 9,66 \text{ МВА}$$

где,

Рту – суммарная активная нагрузка новых потребителей, подключаемых к подстанции в соответствии с ТУ на ТП;

Рдоп – увеличение нагрузки, обусловленное подключения мощности с других центров питания;

Рсрм – объем возможных схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформатора (в соответствии с письмом ПАО «Якутскэнерго» от 16.04.2020 № 216/3704 возможность переключения (перевода) части нагрузки на другие подстанции с целью разгрузки оставшегося в работе трансформатора в схеме ремонта другого отсутствует);

Км – коэффициент мощности, определяющий соотношение активной и полной мощности нагрузки потребителей, получающих питание от шин подстанции;

Кдоп – коэффициент допустимой длительной (без ограничений длительности) перегрузки трансформатора (1,25 согласно требованиям приказа Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении

требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию»).

В соответствии с информацией ПАО «Якутскэнерго», предоставленной письмом от 16.04.2020 № 216/3704, в соответствии с разработанной ООО ПЦ «ЭКРА» и имеющей положительное заключение экспертизы проектной документацией в 2019 году приобретены трансформаторы мощностью 2х16 МВА, данная мощность трансформаторов обеспечивает покрытие расчетной перспективной нагрузки 9,66 МВА.

При отключении одной из питающих ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками токовая нагрузка оставшейся в работе линии (участок от места отпайки на ПС 110 кВ Марха до РУ 110 кВ Марха) составит 48,3 А. Сечение провода отпаечных ВЛ 110 кВ рекомендуется принять АС-95.

с.Хампа МО «Нюйский наслег» и с.Хамра Ленского района

Нюйский наслег - сельское поселение в Ленском районе. Электроснабжение потребителей поселения «Нюйский наслег» осуществляется по ВЛ 10 кВ (габаритах 35 кВ) Л-309 Мурья – Ю.Нюя протяженностью 74 км с проводом АС-120. Существующая принципиальная схема приведена на рисунке 3.2.2.14.

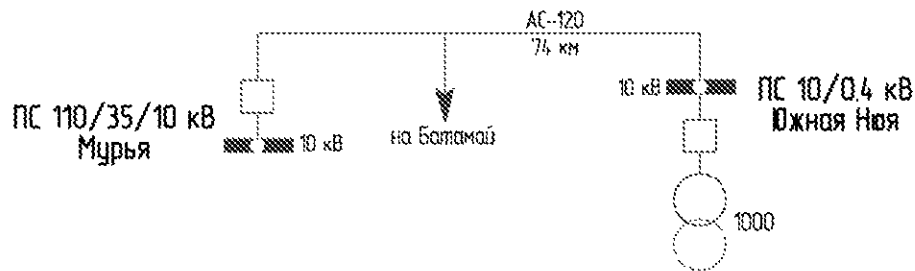


Рисунок 3.2.2.14. Принципиальная схема электрических сетей МО «Нюйский наслег» Ленского района

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше Ленского района приведена на рисунке 3.2.2.15.

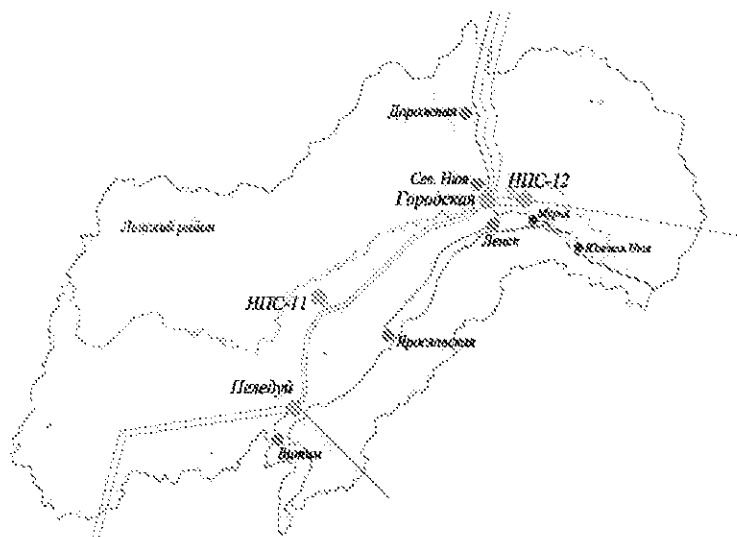


Рисунок 3.2.2.15 – Карта-схема электрических сетей Ленского района

Необходим перевод существующей ВЛ 10 кВ на проектное напряжение со строительством ПС 35 кВ Южная Нюя.

3.2.3. Развитие электросетевых объектов

3.2.3.1. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Перечень вводимых и реконструируемых электросетевых объектов 110 кВ и выше на территории Республики Саха (Якутия) в период 2020–2024 годы разработан на основании следующих документов:

- схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы, утвержденных приказом Минэнерго России от 28 февраля 2019 г. №174;
- проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы;
- технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС».

Принципиальная схема с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2020-2024 годы приведена в приложении 3.2.1. Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2020-2024 годы приведена в приложении 3.14.

Таблица 3.2.3.1.1. Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2020-2024 годы, принятых в качестве исходных условий для расчета электрических режимов

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
ЗРЭС				
1.	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с увеличением трансформаторной	25 МВА	2020	СИПР ЕЭС России на 2020-2026 годы

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	мощности на 25 МВА			
2.	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунгар мощностью не менее 9 Мвар	9 Мвар	2020	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
3.	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА	2020	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы ТУ на ТП
4.	Строительство заходов от существующей ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 КС-1	2x6,2 км		
5.	Газопоршневая электростанция АО «РНГ» на 12,36 МВт	12,36 МВт	2020	ТУ на ТП
6.	Строительство ПС 110 кВ Маччоба трансформаторной мощностью 32 МВА (2x16 МВА)	2x16 МВА	2021	ТУ на ТП
7.	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Л-135 (Районная – Интернациональная) и ВЛ 110 кВ Л-136 (Районная – Интернациональная) до ПС 110 кВ Маччоба с образованием ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 1 с отпайкой на ПС Маччоба и ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 2 с отпайкой на ПС Маччоба	1 км 1,2 км		
8.	Строительство ПП 220 кВ Нюя	-	2022	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
9.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1, №2 с отпайкой на ПС НПС-11 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 4 км (1x4 км)	4x1 км		
10.	Строительство ПС 220 кВ Чайнда трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	2x63 МВА		
11.	Строительство ВЛ 220 кВ Нюя - Чайнда ориентировочной протяженностью 78 км (4 км одноцепные участки ВЛ, 74 км двухцепные участки ВЛ)	2x78 км		
12.	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью 12 МВт каждая	72 МВт		ТУ на ТП
13.	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 трансформаторной мощностью 96 МВА (6x16 МВА)	6x16 МВА		

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
14.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чайнда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х0,5 км	2х0,5 км		
15.	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	2х40 МВА		
16.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 №1, №2	-		
17.	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	81 Мвар	2022	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
ЦРЭС				
18.	Строительство ПС 110 кВ Марха трансформаторной мощностью 32 МВА	2х16 МВА, 2х0,3 км	2020	ТУ на ТП
19.	Судоверфь трансформаторной мощностью 20 МВА (2х10 МВА)			
20.	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками до ПС 110 кВ Судоверфь с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками	2х10 МВА	2020	ТУ на ТП
21.	Строительство ПС 110 кВ Нежданинской трансформаторной подстанции мощностью 50 МВА (2х25 МВА) с УИПР 25 Мвар и БСК 3х10 Мвар. Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Чурапча с заменой в линейных ячейках КВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, Чурапча – Бтык-Кель и в ячейке ОВ-110 трансформаторов тока	2х25 МВА 25 Мвар; 3х10 Мвар	2022	ТУ на ТП
22.	Строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская	261 км		
23.	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на одну линейную ячейку	1 ячейка 110 кВ		
ЮЯРЭС				
24.	Строительство ПС 110 кВ Тимир трансформаторной мощностью 16 МВА	16 МВА	2020	ТУ на ТП
25.	Строительство ВЛ 110 кВ Малый	1х7 км		

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	Нимныр – Тимир			
26.	Строительство ПС 110 кВ КС-4 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА	2020	ТУ на ТП
27.	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4 ориентировочной протяженностью 2x7 км	2x7 км		
28.	Реконструкция ПС 110 кВ Дежневская с заменой двух трансформаторов 110/6,6/6,3 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора мощностью 25 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 18 МВА)	2x25 МВА	2020	ТУ на ТП
29.	Сооружение двухцепной ответвительной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-114 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ) и ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-115 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ) до ПС 110 Комсомольская	2x5 км	2020	ТУ на ТП
30.	Строительство ПС 110 кВ Комсомольской трансформаторной подстанции мощностью 32 МВА (2x16 МВА)	2x16 МВА		
31.	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 17,6 км (2x8,8 км), строительство ПП 220 кВ Нагорный	2x8,75 км	2021	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
32.	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)	2x10 МВА		
33.	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Нагорный	2x0,05		
34.	Строительство ПС 220 кВ Налдинской трансформаторной подстанции мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	2x63 МВА	2021	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы ТУ на ТП
35.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Налдинская	2x6,9 км		
36.	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Томмот со строительством заходов на ПС 220 кВ НПС-19	ВЛ 337 км КЛ 0,28 км	2022	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
37.	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с увеличением трансформаторной мощности и установкой средств компенсации реактивной мощности	125 МВА, 4хБСК-25 Мвар	2023	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
38.	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №2	1х272 км		

Основное развитие электросетевого комплекса Республики Саха (Якутия) связано с вводом объектов ГТС «Сила Сибири».

3.2.3.2. Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети

В соответствии с выполненными расчетами электроэнергетических режимов и по информации, предоставленной филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ, ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДРСК», в таблицу 3.2.3.2.1 сведен перечень «узких мест» с указанием необходимых для их устранения мероприятий.

Таблица 3.2.3.2.1. Перечень «узких мест» с указанием необходимых для их устранения мероприятий

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Срок реализации	Обоснование
1	ПС 220 кВ Сунтар	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная - Сунтар) и ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар - Олекминск) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	2020	Расчет электроэнергетических режимов
2	ПС 220 кВ Сунтар	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар*	2020	Расчет электроэнергетических режимов
3	ПС 220 кВ Сунтар	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА*	2020	Расчет электроэнергетических режимов
4	ПС 220 кВ Айхал	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	2023	Расчет электроэнергетических режимов

3.2.4. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше

На основании результатов расчетов электроэнергетических режимов выполнен анализ баланса реактивной мощности, определена достаточность

источников реактивной мощности для покрытия потребления и необходимость/отсутствие необходимости установки новых средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах (раздел 3.2 настоящего тома).

В таблице 3.2.4.1 приведен перечень установленных средств компенсации реактивной мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия), в таблице 3.2.4.2 – перечень планируемых к вводу средств компенсации реактивной мощности.

Таблица 3.2.4.1. Перечень установленных СКРМ на 01.01.2020

Наименование ПС	Состав СКРМ
ЗРЭС	
ПС 220 кВ Айхал	3хСК-15 Мвар
ПС 220 кВ Сунтар	2хППР-20 Мвар
ПС 220 кВ Пеледуй	2хУШР-63 Мвар
ПС 220 кВ Городская	2хУШР-63 Мвар, ППР-3х21 Мвар
ПС 220 кВ Олекминск	ППР-3х11 Мвар, 2хУШР-25 Мвар
ПС 220 кВ НПС-15	ППР-3х11 Мвар, УШР-63 Мвар
ПС 110 кВ Нюрба	БСК-10 Мвар
ПС 110 кВ Виллойск	БСК-6,6 Мвар, ППР-3,3 Мвар
ПС 110 кВ ЗИФ	2хБСК-3,6 Мвар
ЦРЭС	
ПС 220 кВ Майя	УШР-100 Мвар, СТК-10-20 Мвар
ПС 110 кВ Чурапча	УШР-25 Мвар, БСК-11,7 Мвар
ПС 110 кВ Эльдикан	УШР-25 Мвар, БСК-11,7 Мвар
ЮЯРЭС	
ПС 220 кВ Нижний Куранах	2хППР-20 Мвар
ПС 220 кВ Томмот	УШР-100 Мвар, СТК-10-20 Мвар
ПС 110 кВ Алдан	2хБСК-2,4 Мвар
Нерюнгринская ГРЭС	2хППР-20 Мвар

Таблица 3.2.4.2. Перечень планируемых к вводу СКРМ

Наименование ПС	Состав СКРМ	Год
ЗРЭС		
ПС 220 кВ Сунтар*	ИРМ 9 Мвар	2020
ПС 220 кВ Айхал*	ИРМ 81 Мвар	2022
ПС 110 кВ Нежданинская	УШР 25 Мвар	2022
	БСК 3х10 Мвар	2022
ЮЯРЭС		
ПС 220 кВ Эльгауголь**	4хБСК 25 Мвар	2023

* - В соответствии с результатами расчета электроэнергетических режимов;

** - В соответствии с данными «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы».

Результаты расчета электроэнергетических режимов в графической форме представлены в приложении 3.2.4.

На уровне зимнего/летнего максимума нагрузок на 2020-2024 годы при нормативных возмущениях наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах подстанций 110 кВ Виллойской группы и на шинах 110 кВ ПС Айхало-Удачинского энергорайона. Для введения параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений учтена установка регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар и ПС 220 кВ Айхал.

С учетом данных мероприятий уровни напряжений находятся в допустимых пределах, установка дополнительных СКРМ не требуется.

3.3. Развитие генерирующих объектов

3.3.1. Энергоисточники централизованной зоны электроснабжения

Данные по выводу/вводу генерирующих объектов в рассматриваемой перспективе 2020-2024 годы по данным «Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы» приведены в таблице 3.3.1.1.

Таблица 3.3.1.1. Перечень вводов и выводов генерирующих мощностей

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Ввод/вывод	Мощность, МВт	Год	Обоснование
Якутская ГРЭС	№9, ГТГ-12В	Вывод	8,5	2020	Предельная наработка
	№10, ГТГ-12В		8,3		
Чульманская ТЭЦ	3ПТ-12-35	Вывод	12	2023	Предельная наработка
	5 К-12-35		12	2021	
	6 ПТ-12-35		12	2021	
	7 ПТ-12-35		12	2023	
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	1 ГТ-12(Т)	Ввод	12	2022	ТУ на ТП
	2 ГТ-12(Т)		12		
	3 ГТ-12(Т)		12		
	4 ГТ-12(Т)		12		
	5 ГТ-12(Т)		12		
	6 ГТ-12(Т)		12		
Якутская ГРЭС Новая (вторая очередь)	ТГ 1 ГТУ80 6F-03	Ввод	157,4	2025	Распоряжение Правительства РФ от 15.07.2019 № 1544-р
	ТГ 2 ГТУ80 6F-03				

В рассматриваемой перспективе предусмотрен также ввод в эксплуатацию в 2020 году газопоршневой электростанции АО «РНГ» мощностью 12,36 МВт в соответствии с утверждёнными Техническими условиями на технологическое присоединение, таким образом, суммарный объем вводимой мощности электростанций составит 84,36 МВт, вывод из эксплуатации существующих мощностей планируется в объеме 64,8 МВт.

3.3.2 Энергоисточники децентрализованной зоны электроснабжения

В рассматриваемой перспективе зона автономного электроснабжения сохранится в силу больших расстояний между населенными пунктами и слабой транспортной инфраструктуры, что не позволяет существенно расширять централизацию электроснабжения. Потребители будут обеспечиваться электроэнергией от локальных энергоисточников малой мощности, в основном, дизельных электростанций. Отсутствие крупных потребителей на этой территории обуславливает нецелесообразность строительства энергоисточников большой установленной мощности. Исключение составляют крупные потребители при разработке перспективных месторождений, такие как ПАО «Сургутнефтегаз».

Для обеспечения потребности в электроэнергии этих потребителей необходимо сооружение собственных энергоисточников (таблица 3.3.2.1).

В рассматриваемый период до 2024 в зоне децентрализованного электроснабжения планируется реконструкция ГТЭС НГКМ Талаканское на 48 МВт.

Таблица 3.3.2.1. Вводы мощности энергоисточников крупных потребителей децентрализованной зоны, МВт

Потребитель	Год					Всего за период
	2020	2021	2022	2023	2024	
ГТУ-ТЭЦ всего, в том числе:	-	-	-	48	-	48
ГТЭС Талаканская*	-	-	-	48	-	48

Примечание – мощности энергоисточников приведены ориентировочно с учетом резерва и должны уточняться при проведении проектных работ;

* планируется реконструкция

ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и ООО «Таас-Юрх нефтегазодобыча» данные по планируемым к вводу энергоисточникам в период с 2020 по 2024 гг. не предоставили.

На период с 2020 по 2024 гг. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкцию старых агрегатов суммарной мощностью порядка 7,8 МВт в 2020 г., данных на 2021-2024 гг. нет (таблица 3.3.2.2).

Таблица 3.3.2.2. Ввод мощностей на электростанциях на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания», МВт

Улус	2020	2021	2022	2023	2024	Итого за период
Анабарский	2940	-	-	-	-	2940
Верхоянский	2760	-	-	-	-	2760
Оленекский	1100	-	-	-	-	1100
Усть-Янский	1040	-	-	-	-	1040
ИТОГО	7840	-	-	-	-	7840

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания»

Вывод из эксплуатации генерирующих объектов за этот же период составит порядка 4,3 МВт (таблица 3.3.2.3).

Таблица 3.3.2.3. Вывод мощностей на электростанциях на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания», МВт

Улус	2020	2021	2022	2023	2023	Итого за период
Анабарский	3500	-	-	-	-	3500
Оленекский	760	-	-	-	-	760
ИТОГО	4260	-	-	-	-	4260

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания»

В соответствии с данными АО «Сахаэнерго» в период с 2020 по 2024 г. планируется ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкция старых агрегатов

суммарной мощностью порядка 38,7 МВт (таблица 3.3.2.4). Наибольший ввод предусматривается в 2024 г. По районам значительные вводы намечаются в Оймяконском и Олекминском РЭС, а также в Булунских, Верхоянских и Янских ЭС.

Таблица 3.3.2.4. Ввод мощностей на электростанциях АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2020	2021	2022	2023	2024	Итого за период	
Алданский РЭС	ДЭС Улуу	-	0,51	-	-	0,168	0,678	
	ДЭС Троицк	-	-	-	-	0,18	0,18	
	ДЭС Чагда	-	-	-	-	0,168	0,168	
Булунские ЭС	ДЭС Намы	0,12	-	-	-	-	0,12	
	ДЭС Тикси	-	3,0	-	-	-	3,0	
	ДЭС Таймылыр	-	-	-	1,215	-	1,215	
Белогорский РЭС	ДЭС Куберганя	0,51	-	-	-	-	0,51	
	ДЭС Кенг-Кюель	-	0,42	-	-	-	0,42	
	ДЭС Сутуруоха	-	0,42	-	-	-	0,42	
	ДЭС Белая Гора	-	-	-	0,945	-	0,945	
	ДЭС Оттох-Аттах	-	-	-	0,072	-	0,072	
Верхоянские ЭС	ДЭС Алысардах	0,072	-	-	-	-	0,072	
	ДЭС Арылах	0,36	-	-	0,1	-	0,46	
	ДЭС Дулгалах	0,24	-	-	0,15	-	0,39	
	ДЭС Токума	0,072	-	-	-	-	0,072	
	ДЭС Бетенкес	-	1,1	-	-	-	1,1	
	ДЭС Юнкюр	-	0,12	-	-	0,52	0,64	
	ДЭС Табалах	-	-	0,36	-	0,25	0,61	
	ДЭС Суордах	-	-	-	0,28	-	0,28	
	ДЭС Хайысардах	-	-	-	0,168	-	0,168	
	ДЭС Мачах	-	-	-	-	0,1	0,1	
Жиганский РЭС	ДЭС Бестях	-	-	-	-	0,32	0,32	
	ДЭС Утая	-	-	-	-	0,11	0,11	
	Кобяйские ЭС	ДЭС Кобяй	1,2	-	-	-	-	1,2
		ДЭС Куокуй	0,15	-	-	-	0,3	0,45
Момский РЭС	ДЭС Сеген-Кюель	-	-	-	-	0,64	0,64	
	ДЭС Люксюгун	-	-	-	-	0,195	0,195	
	ДЭС Тюбелях	-	0,06	-	-	-	0,06	
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Кулун-Елбют	-	-	0,168	-	-	0,168	
	ДЭС Сасыр	-	-	-	-	0,654	0,654	
Оймяконский РЭС	ДЭС Походск	-	-	-	-	0,52	0,52	
	ДЭС Охотский Перевоз	-	0,03	-	-	-	0,03	
	ДЭС Куйдусун	-	-	-	1,005	-	1,005	
	ДЭС Теплый Ключ	-	-	-	-	1,345	1,345	
Олекминский РЭС	ДЭС Тополиное	-	-	-	-	1,03	1,03	
	ДЭС Урицкое	0,14	-	-	-	-	0,14	

	ДЭС Дабан	-	0,12	-	0,06	-	0,18
	ДЭС Тегень	-	0,03	-	-	-	0,03
	ДЭС Даппарай	-	0,32	-	-	-	0,32
	ДЭС Мача	-	0,168	-	-	-	0,168
	ДЭС Иннях	-	0,072	-	-	-	0,072
	ДЭС Чапаево	-	-	0,39	-	-	0,39
	ДЭС Куду-Кюель	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Марха	-	-	0,084	-	-	0,084
	ДЭС Хамра	-	-	-	0,36	-	0,36
	ДЭС Малькан	-	-	-	0,072	-	0,072
	ДЭС Тинная	-	-	-	-	0,11	0,11
	ДЭС Токко	-	-	-	-	0,654	0,654
Оленекский РЭС	ДЭС Оленек	4,7	-	-	-	-	4,7
	ДЭС Эйик	-	-	0,3	-	-	0,3
Среднеколымский РЭС	ДЭС Сватай	-	0,25	-	-	-	0,25
	ДЭС Сылгы-Ытар	-	0,24	-	-	-	0,24
	ДЭС Алеко-Кюель	-	-	-	0,15	-	0,15
	ДЭС Ойусардах	-	-	-	-	0,348	0,348
	ДЭС Эбях	-	-	-	-	0,85	0,85
Чокурдахский РЭС	ДЭС Чкалово	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Русское Устье	-	-	-	-	0,46	0,46
	ДЭС Чокурдах	-	-	-	-	1,26	1,26
Янские ЭС	ДЭС Усть-Янск	-	0,24	-	-	-	0,24
	ДЭС Депутатский	-	3,0	-	-	-	3,0
	ДЭС Юкагир	-	0,14	-	-	-	0,14
	ДЭС Казачье	-	-	0,63	-	-	0,63
	ДЭС Сайылык	0,04	-	-	-	0,515	0,555
Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	-	-	0,6	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	-	-	-	-	0,5	0,5
Производственный центр	ДЭС Синск	-	0,12	-	-	-	0,12
	ДЭС Лекечен	-	-	0,38	-	-	0,38
	ДЭС Исит	-	-	0,36	-	-	0,36
	ДЭС Толон	-	-	-	0,09	-	0,09
	ДЭС Турукта	-	-	-	0,084	-	0,084
	ДЭС Натора	-	-	-	0,56	0,2	0,76
ИТОГО		7,604	10,36	3,608	5,311	11,833	38,716

Демонтаж мощности за этот же период составит порядка 24,1 МВт, из них около 9,5 МВт планируется в 2024 г. (таблица 3.3.2.5). Наибольший демонтаж планируется в Оймяконском РЭС, а также в Верхоянских, Кобяйских и Янских ЭС.

Таблица 3.3.2.5. Демонтаж мощностей электростанций АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2020	2021	2022	2023	2024	Итого за период
Алданский РЭС	ДЭС Улуу	-	0,36	-	-	-	0,36
	ДЭС Троицк	-	-	-	-	0,137	0,137
Белогорский РЭС	ДЭС Куберганя	0,42	-	-	-	-	0,42
	ДЭС Кенг-Кюель	-	0,32	-	-	-	0,32
	ДЭС Сутуруоха	-	0,36	-	-	-	0,36
	ДЭС Белая Гора	-	-	-	0,945	-	0,945
Верхоянские ЭС	ДЭС Арылах	0,3	-	-	0,1	-	0,4
	ДЭС Дулгалах	0,16	-	-	0,19	-	0,35
	ДЭС Бетенкес	-	1,145	-	-	-	1,145
	ДЭС Юнкюр	-	0,1	-	-	0,475	0,575
	ДЭС Табалах	-	-	0,4	-	0,2	0,6
	ДЭС Суордах	-	-	-	0,26	-	0,26
	ДЭС в с. Мачах	-	-	-	-	0,076	0,076
	ДЭС в с. Осохтох	-	-	-	-	0,122	0,122
	ДЭС в с. Столбы	-	-	-	-	0,26	0,26
Жиганский РЭС	ДЭС Бестях	-	-	-	-	0,32	0,32
Зырянский РЭС	ДЭС Утая	-	-	-	-	0,08	0,08
Кобяйские ЭС	ДЭС Куокуй	0,15	-	-	-	0,285	0,435
	ДЭС Кобяй	1,26	-	-	-	-	1,26
	ДЭС Сеген-Кюель	-	-	-	-	0,655	0,655
	ДЭС Люксюгун	-	-	-	-	0,14	0,14
Момские РЭС	ДЭС Тюбелях	-	0,06	-	-	-	0,06
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Походск	-	-	-	-	0,52	0,52
Оймяконский РЭС	ДЭС Охотский Перевоз	-	0,03	-	-	-	0,03
	ДЭС Куйдусун	-	-	-	1,005	-	1,005
	ДЭС Теплый Ключ	-	-	-	-	1,574	1,575
	ДЭС Тополиное	-	-	-	-	1,26	1,26
Олекминский РЭС	ДЭС Дабан	-	0,1	-	0,06	-	0,16
	ДЭС Тегень	-	0,01	-	-	-	0,01
	ДЭС Даппарай	-	0,24	-	-	-	0,24
	ДЭС Хамра	-	-	-	0,265	-	0,265
	ДЭС Тинная	-	-	-	-	0,084	0,084
Среднеколымский РЭС	ДЭС Сватай	-	0,2	-	-	-	0,2
	ДЭС Сылгы-Ытар	-	0,24	-	-	-	0,24
	ДЭС Алеко-Кюель	-	-	-	0,12	-	0,12
	ДЭС Эбях	-	-	-	-	0,68	0,68
Чокурдахский РЭС	ДЭС Русское Устье	-	-	-	-	0,38	0,38
	ДЭС Чокурдах	-	-	-	-	1,26	1,26
Янские ЭС	ДЭС Депутатский	-	3,0	-	-	-	3,0
	ДЭС Юкагир	-	0,12	-	-	-	0,12
	ДЭС Казачье	-	-	0,63	-	-	0,635

				5			
	ДЭС Сайылык	0,03	-	-	-	0,515	0,545
Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	-	-	0,6	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	-	-	-	-	0,51	0,51
Производственный центр	ДЭС Синск	-	0,1	-	-	-	0,1
	ДЭС Лекечен	-	-	0,4	-	-	0,4
	ДЭС Исит	-	-	0,3	-	-	0,3
	ДЭС Натора	-	-	-	0,6	-	0,6
ИТОГО		2,32	6,385	2,335	3,545	9,533	24,119

В Верхнеколымском улусе ведется строительство Зырянской мини-ТЭЦ электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива предполагается использовать угли Зырянского месторождения. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства принято решение о консервации смонтированного в 2009 г. оборудования.

Вводы мощности возобновляемых источников энергии подробно представлены в параграфе 3.7.

3.4 Развитие системы электроснабжения арктической зоны Республики Саха (Якутия) (находящихся в ведении АО «Сахаэнерго», ООО «Якутская электросетевая компания»)

К Арктической зоне Республики Саха (Якутия) в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 13.05.2019 № 220 «О внесении изменений в Указ Президента Российской Федерации от 2 мая 2014 г. № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации» относятся 5 прибрежных улусов, имеющих непосредственный выход к Северному Ледовитому океану: Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Нижнеколымский, Усть-Янский, а также 8 улусов, имеющих большую схожесть характерных особенностей и климатических условий с этой зоной.

Численность населения арктической зоны по данным статистического ежегодника на 1 января 2019 г. составляет 67,5 тыс. чел. Наибольшее количество проживает в Булунском, Верхоянском, Среднеколымском и Усть-Янском улусах, в них же расположены наиболее крупные населенные пункты.

Таблица 3.4.1. Численность населения на 01.01.2019 и принадлежность улусов арктической зоны к подразделениям АО «Сахаэнерго»

Улус	Численность населения, тыс. чел.*	Подразделение АО «Сахаэнерго»
Абыйский	4,0	Белогорский РЭС
Аллаиховский	2,7	Чокурдахский РЭС
Анабарский	3,6	Анабарский РЭС
Булунский	8,3	Булунские ЭС
Верхнеколымский	4,0	Зырянский РЭС
Верхоянский	11,1	Верхоянские ЭС
Жиганский	4,2	Жиганский РЭС

Момский	4,0	Момский РЭС
Нижнеколымский	4,3	Нижнеколымский РЭС
Оленекский	4,1	Оленекский РЭС
Среднеколымский	7,4	Среднеколымский РЭС
Усть-Янский	7,0	Янские ЭС
Эвено-Бытантайский	2,8	Эвено-Бытантайский РЭС
Итого по арктической зоне	67,5	

Источник: Демографический ежегодник Республика Саха (Якутия) / Территориальный орган федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия). Якутск. 2019 г. 262 с.

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей всех арктических улусов республики находится в ведении подразделений АО «Сахаэнерго» (см. таблицу 3.4.1).

3.4.1 Анализ состояния генерирующих и электросетевых объектов арктической зоны республики (находящихся в ведении АО «Сахаэнерго»)

Установленная мощность энергоисточников

Электростанции

Генерирующие мощности арктической зоны республики представлены различными типами энергоисточников: мини-ТЭЦ – единственной станцией п. Депутатский, ДЭС и возобновляемыми энергоисточниками (солнечными и ветроэлектростанциями). Наибольшая доля (94%) установленной мощности приходится на дизельные электростанции (рисунок 3.4.1).

Суммарная установленная электрическая мощность энергоисточников арктической зоны на конец 2019 г. составила 156,7 МВт, из них 7,5 МВт – Депутатская мини-ТЭЦ, 2,17 МВт – возобновляемые источники энергии. Доля энергоисточников арктической зоны в структуре установленной мощности АО «Сахаэнерго» – 78,8%.

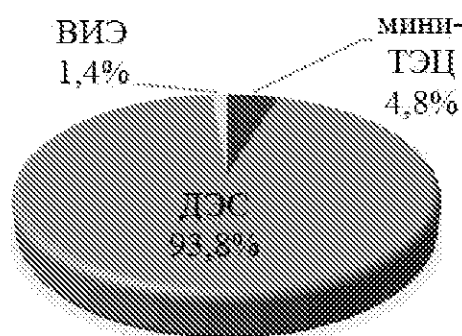


Рисунок 3.4.1. Структура установленной электрической мощности электростанций в арктической зоне

В таблице 3.4.2 представлена ретроспектива динамики установленной электрической мощности по 13 структурным подразделениям АО «Сахаэнерго», осуществляющим свою деятельность в арктической зоне республики. В период с 2013 по 2016 г. установленная мощность энергоисточников практически не

изменялась. В 2017-2019 гг. произошло снижение мощности. Относительно 2018 г. суммарная установленная мощность всех типов энергоисточников в 2019 г. снизилась на 4,5%. Снижение произошло за счет мероприятий по реконструкции и замене оборудования ДЭС (таблица 3.4.3). При этом снижение суммарной мощности наблюдается в 7 из 13 подразделений АО «Сахаэнерго». Наибольшее относительное снижение мощности отмечается в Эвено-Бытантайском и Анабарском РЭС. В остальных подразделениях мощность либо не изменилась либо незначительно увеличилась.

Таблица 3.4.2. Динамика установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, МВт

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Арктическая зона, всего	157,6	157,6	160,8	163,2	156,7
в том числе по РЭС:					
Булунские ЭС	20,9	20,7	21,1	21,7	21,8
Янские ЭС**	32,3	31,5	33,0	32,5	32,7
Верхоянские ЭС	20,8	21,1	22,2	21,8	20,0
Эвено-Бытантайский РЭС	4,0	4,1	4,2	4,2	3,3
Среднеколымский РЭС	11,6	11,8	11,8	11,6	11,6
Нижнеколымский РЭС	9,6	9,6	9,7	11,7	10,4
Оленекский РЭС	6,1	6,5	6,5	6,5	5,8
Белогорский РЭС	7,5	7,6	7,7	7,6	7,9
Анабарский РЭС	5,6	5,6	5,6	6,6	4,3
Чокурдахский РЭС	9,3	9,3	9,3	9,4	9,5
Жиганский РЭС	8,9	8,8	8,7	8,8	8,6
Момский РЭС	5,8	5,8	6,0	5,8	5,8
Зырянский РЭС	15,2	15,2	15,0	15,9	14,8
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	1,23	1,23	1,27	1,27	2,17
в том числе: СЭС*	1,19	1,19	1,23	1,23	1,23
ВЭС	0,04	0,04	0,04	0,04	0,94
Мини-ТЭЦ	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
ДЭС, всего	148,9	148,9	152,0	154,4	147,0

Примечания – * с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РусГидро»); ** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: Производственно-технические отчеты АО «Сахаэнерго» за 2015-2019 гг.

Таблица 3.4.3. Вводы и демонтаж оборудования дизельных электростанций АО «Сахаэнерго» в арктической зоне

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Населенный пункт	Ввод в эксплуатацию мощности, МВт	Вывод из эксплуатации мощности, МВт
Реконструкция ДЭС:			
Нижнеколымский РЭС	с. Андрушкино	1,345	1,305
Замена дизельных агрегатов:			
Верхоянские ЭС	с. Борулах	0,2	0,2
	с. Черюмча	0,04	0,06
	п. Верхоянск	1,28	1,26

Зырянский РЭС	с. Нелемное	0,36	0,26
Момский РЭС	с. Сасыр	0,12	0,1
	с. Тюбелях	0,38	0,16
Среднеколымский РЭС	с. Сватай	0,6	0,42
	с. Алеко-Кюель	0,24	0,24
	с. Ойусардах	0,3	0,3
Строительство ДЭС			
Чокурдахский РЭС	с. Нычалах	0,32	0,326

Источник: инвестиционная программа АО «Сахаэнерго» 2019 г.

В соответствии с инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» в 2019 г. были проведены мероприятия по реконструкции и строительству ДЭС, замене и установке дополнительных дизельных агрегатов. В таблице 3.4.3 приведены предоставленные компанией данные по вводам и демонтажу мощности агрегатов ДЭС.

За отчетный год суммарная установленная мощность возобновляемых энергоисточников не изменилась в связи с тем, что строительство новых энергоисточников этого типа не осуществлялось.

Кроме того, замена дизельгенераторов проведена в с. Сиктях (Булунские ЭС), п. Уянди (Янские ЭС), с. Хонуу (Момский РЭС), г. Среднеколымск (Среднеколымский РЭС), с. Отто-Атах и с. Абый (Белогорский РЭС) без указания мощности по вводу и выводу.

Возобновляемые источники энергии

Всего на территории арктической зоны на конец 2019 г. установлено 11 возобновляемых энергоисточников суммарной мощностью 2,165 МВт или 85% от суммарной установленной мощности всех возобновляемых источников республики, из них 2 ветроэлектростанции суммарной мощностью 940 кВт (таблица 3.4.4). Следует отметить, что ветроэлектростанция в с. Быковский в 2019 г. электроэнергию не вырабатывала.

Таблица 3.4.4. Установленная мощность возобновляемых энергоисточников в арктической зоне (состояние 2019 г.)

Тип электростанции, улус	Населенный пункт	Мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего		1225	
в том числе:			
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
Оленекский	Эйик	40	2014
Абыйский	Куберганя	20	2014
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Верхоянский	Батагай	1000	2015
	Бетенкес	40	2015
	Юнкюр	40	2015
	Столбы	10	2015
Жиганский	Кыстатыам	40	2017

Ветроэлектростанции, всего		940	
в том числе:			
Булунский	Быков Мыс	40	2015
	Тикси	900	2019
ИТОГО		2165	

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

Источники тепловой энергии

На территории арктической зоны в ведении АО «Сахаэнерго» функционирует 2 источника централизованного теплоснабжения суммарной установленной мощностью 69,9 Гкал/ч, расположенные в п. Депутатский:

- мини-ТЭЦ с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – источник теплоснабжения центральной части поселка;

- котельная МКУ «Северное сияние» – источник теплоснабжения государственного учреждения социального обслуживания «Усть-Янский межлулусный дом-интернат для престарелых и инвалидов», расположенного на расстоянии 2,1 км от поселка.

Кроме того, во всех подразделениях АО «Сахаэнерго» на одной или нескольких ДЭС имеются утилизационные установки, суммарная тепловая мощность которых составляет 15,22 Гкал/ч. Однако отпуск тепла производится только в 4 РЭС: Белогорском, Момском, Среднеколымском и Чокурдахском.

По состоянию на 2019 г. суммарная установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в арктической зоне составила 85,2 Гкал/ч, из них 68,9 Гкал/ч – ТЭЦ в п. Депутатский (таблица 3.4.5).

Таблица 3.4.5. Тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, Гкал/ч (состояние 2019 г.)

Тип теплоисточника, подразделение АО «Сахаэнерго»	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Теплоутилизационные установки ДЭС, всего	15,22
в том числе: Анабарский РЭС	0,26
Белогорский РЭС	2,15
Булунские ЭС	1,15
Верхоянские ЭС	1,48
Жиганский РЭС	1,62
Зырянский РЭС	1,48
Момский РЭС	0,94
Нижнеколымский РЭС	0,34
Оленекский РЭС	0,5
Среднеколымский РЭС	2,33
Чокурдахский РЭС	0,9
Эвено-Бытантайский РЭС	1,53
Янские ЭС	0,54
Мини-ТЭЦ п. Депутатский (Янские ЭС)	68,9
Котельная «Северное сияние» п. Депутатский (Янские ЭС)	1,0
ИТОГО	85, 2

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

Выработка электрической и тепловой энергии

На территории арктической зоны республики всеми типами электростанций АО «Сахаэнерго» в 2019 г. выработано 228,1 млн кВт·ч. Структура выработки электроэнергии как и установленной мощности характеризуется преобладающей долей ДЭС.

По сравнению с предыдущим годом в 2019 г. суммарное производство электроэнергии возросло на 1%. По РЭС произошли незначительные изменения: снижение выработки наблюдается в РЭС Зырянском, Момском, Чокурдахском, Эвено-Бытантайском РЭС и Янских ЭС. Наибольшее относительное снижение наблюдается в Момском РЭС (3,5%) и Янских ЭС (3,2%). Наибольший рост выработки произошел в Нижнеколымском РЭС – на 19% (таблица 3.4.6).

Таблица 3.4.6. Динамика выработки электроэнергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» арктической зоны, млн кВт·ч

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Арктическая зона, всего	227,8	223,1	225,7	225,9	228,1
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,1	0,8	0,8	1,03	1,5
СЭС*	0,1	0,8	0,8	1,03	1,1
ВЭС	-	-	0,002	0,0	0,4
ДЭС, мини-ТЭЦ всего	227,7	222,3	224,9	224,9	226,6
в том числе по РЭС:					
Анабарский РЭС	10,8	11,0	11,6	12,0	12,4
Белогорский РЭС	11,9	11,9	12,1	12,2	12,3
Булунские ЭС	36,9	36,1	36,8	35,9	37,1
Верхоянские ЭС	33,8	33,1	33,2	32,2	32,6
Жиганский РЭС	14,4	14,9	14,9	14,1	14,3
Зырянский РЭС	22,5	21,4	20,6	20,2	19,7
Момский РЭС	11,3	11,2	11,3	11,3	10,9
Нижнеколымский РЭС	5,3	5,4	5,1	5,2	6,2
Оленекский РЭС	10,6	10,5	11,2	11,9	12,6
Среднеколымский РЭС	19,9	19,1	19,2	19,6	19,7
Чокурдахский РЭС	10,8	10,0	10,0	10,1	10,0
Эвено-Бытантайский РЭС	4,9	5,3	5,1	5,3	5,2
Янские ЭС**	34,6	32,4	33,8	34,8	33,7

Примечание – * с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РусГидро»);

** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2015-2019 гг.

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии составляет незначительную долю общей выработки электростанциями АО «Сахаэнерго». Несмотря на то, что в течение 2019 г. новые солнечные электростанции не вводились, суммарное производство электроэнергии ими увеличилось на 7% относительно 2018 г. Построенная в конце 2018 г. ВЭС в п. Тикси выработала в течение 2019 г. 0,4 млн кВт·ч электроэнергии.

Суммарный отпуск тепла от энергоисточников АО «Сахаэнерго» в арктической зоне в 2019 г. составил 66,5 тыс. Гкал (таблица 3.4.7), в том числе 51,8 тыс. Гкал – Депутатская ТЭЦ, около 1,1 тыс. Гкал – котельная «Северное сияние», 13,6 тыс. Гкал отпускается утилизационными установками.

Таблица 3.4.7. Отпуск тепловой энергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (по состоянию 2019 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
Теплоутилизационные установки ДЭС, всего	13,6
в том числе: Белогорский РЭС	4,0
Момский РЭС	3,4
Среднеколымский РЭС	3,4
Чокурдахский РЭС	2,8
Янские ЭС, всего	52,9
в том числе: Депутатская ТЭЦ	51,8
котельная «Северное сияние»	1,1
Итого	66,5

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

Расход электроэнергии на собственные нужды

Доля расхода на собственные нужды по выработке электроэнергии в 2019 г. по сравнению с 2018 г. в большей части (8 из 13) подразделений повысилась, снижение произошло в Анабарском, Жиганском, Зырянском РЭС и в Булунских и Янских ЭС. Динамика изменения данного показателя по структурным подразделениям за период 2015-2019 гг. приведена в таблице 3.4.8.

Таблица 3.4.8. Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды, % от выработки

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2015	2016	2017	2018	2019
Анабарский РЭС	4,53	4,26	3,79	3,10	2,43
Белогорский РЭС	2,74	2,64	2,92	3,31	3,43
Булунские ЭС	5,10	4,93	4,32	4,42	4,27
Верхоянские ЭС	3,42	3,26	2,58	2,91	2,97
Жиганский РЭС	2,73	2,44	2,02	1,92	1,78
Зырянский РЭС	2,47	2,72	2,78	3,27	3,04
Момский РЭС	2,92	2,90	3,08	2,98	3,10
Нижнеколымский РЭС	6,11	5,75	5,51	4,51	4,79
Оленекский РЭС	2,98	2,96	2,98	2,38	3,45
Среднеколымский РЭС	2,88	2,35	2,46	2,39	2,43
Чокурдахский РЭС	2,83	3,07	3,07	3,02	3,40
Эвено-Бытантайский РЭС	2,45	2,53	2,35	2,03	2,15
Янские ЭС	2,08	2,22	2,28	2,11	2,00

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2015-2019 гг.

Электросетевое хозяйство

В арктической зоне республики на обслуживании АО «Сахаэнерго» находятся воздушные линии электропередачи различных классов напряжения суммарной протяженностью 1274,2 км, в том числе: 35 кВ – 16,5 км, 10 кВ – 148,5 км, 6 кВ – 381,9 км и 0,4 кВ – 727,3 км (таблица 3.4.9). Все линии выполнены в одноцепном исполнении на деревянных опорах.

Таблица 3.4.9. Протяженность воздушных линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (по состоянию 2019 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км				Всего
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	35 кВ	
Анабарский РЭС	21,5	-	11,5	-	33,0
Белогорский РЭС	58,0	0,7	12,4	-	71,1
Булунские ЭС	38,1	46,9	2,4	9,3	96,7
Верхоянские ЭС	169,0	55,4	13,4	-	237,8
Жиганский РЭС	48,7	20,8	-	-	69,5
Зырянский РЭС	43,4	45,4	0,5	-	89,3
Момский РЭС	83,2	11,2	45,3	-	139,7
Нижнеколымский РЭС	24,2	20,7	2,3	-	47,2
Оленекский РЭС	30,4	2,5	13,9	-	46,8
Среднеколымский РЭС	72,0	1,4	42,1	-	115,5
Чокурдахский РЭС	16,4	6,7	-	-	23,1
Эвено-Бытантайский РЭС	38,0	-	4,7	-	42,7
Янские ЭС	84,4	170,2	-	7,2	261,8
Итого по арктической зоне	727,3	381,9	148,5	16,5	1274,2

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

Воздушные линии напряжением 6–10 кВ в основном небольшой протяженности: от нескольких сот метров до нескольких километров. Однако в Зырянском РЭС, а также в Янских ЭС эксплуатируются линии напряжением 6 кВ протяженностью более 15 км, в Момском и Среднеколымском РЭС – напряжением 10 кВ протяженностью более 20 км.

Протяженность кабельных линий напряжением 0,4-10 кВ составляет 117 км, в том числе: 10 кВ – 0,2 км, 6 кВ – 40,7 км, 0,4 кВ – 76,1 км (таблица 3.4.10).

Из общей протяженности кабельных линий, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго», основная доля приходится на Булунские и Янские ЭС, Жиганский и Нижнеколымский РЭС.

Таблица 3.4.10. Протяженность кабельных линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (по состоянию 2019 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км			Всего
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	
Анабарский РЭС	0,7	-	-	0,7
Белогорский РЭС	0,27	0,35	0,07	0,7
Булунские ЭС	43,5	20,4	-	63,9

Верхоянские ЭС	2,1	1,9	-	4
Жиганский РЭС	6,7	3,3	-	10
Момский РЭС	0,6	0,5	-	1,1
Нижнеколымский РЭС	8,6	2,4	-	11
Оленекский РЭС	1	0,2	0,1	1,3
Чокурдахский РЭС	0	0,2	0	0,2
Эвено-Бытантайский РЭС	0,3	0	0,05	0,35
Янские ЭС	12,3	11,4	0	23,7
Итого по арктической зоне	76,1	40,7	0,2	117

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

Прокладка кабельных линий 0,4 кВ выполнена преимущественно в земле 52,7 км (69,2%), открытым способом проложено 18 км (23,7%), в лотках – 5,4 км (7,1%). Кабельные линии напряжением 6 кВ также проложены преимущественно в земле 25,8 км (63,3%), открытым способом проложено 12,6 км (31%), в лотках – 2,3 км (5,7%).

Потребление топлива

В арктической зоне республики на нужды энергетики, кроме дизельного топлива, расходуется сырая нефть и каменный уголь. Уголь сжигается только на мини-ТЭЦ в п. Депутатский.

Суммарная потребность в топливе оценивается около 100 тыс. т у. т. в год. Из них большая доля (87,6%) приходится на производство электроэнергии. Структура потребления топлива представлена на рисунке 3.4.2.

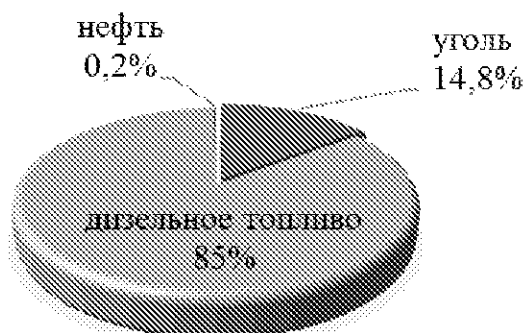


Рисунок 3.4.2 – Структура потребления топлива

Преобладающим в структуре потребления является дизельное топливо. В соответствии с выработкой электрической и тепловой энергии наибольшие объемы потребления топлива приходятся на Булунские, Верхоянские и Янские ЭС (таблица 3.4.11).

Таблица 3.4.11. Потребность в топливе по подразделениям АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (по состоянию 2019 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потребность в топливе, тыс. т у. т.
На производство электроэнергии: всего	87,3
в том числе: Анабарский РЭС	4,8
Белогорский РЭС	4,6
Булунские ЭС	13,0
Верхоянские ЭС	13,3
Жиганский РЭС, всего,	5,4
из него нефть	0,02
Зырянский РЭС	7,3
Момский РЭС	4,5
Нижнеколымский РЭС	3,2
Оленекский РЭС	5,1
Среднеколымский РЭС	7,6
Чокурдахский РЭС	3,7
Эвено-Бытантайский РЭС	2,0
Янские ЭС, всего	12,8
из него уголь	2,6
На производство тепловой энергии, всего	12,3
в том числе: уголь	12,1
нефть	0,2
Итого по арктической зоне,	99,6
в том числе: дизельное топливо	84,7
уголь	14,7
нефть	0,2

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» 2019 г.

3.4.2. Прогноз потребности в электроэнергии и мощности в арктической зоне республики по районам

Прогноз потребности в электроэнергии (таблица 3.4.12) и совмещенного максимума нагрузки по населенным пунктам арктических улусов (таблица 3.4.13) сформированы на основе расчетов ИФТПС СО РАН и сведений АО «Сахаэнерго» о фактических объемах потребления электроэнергии и мощности. Электропотребление в арктических улусах в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго» в основном имеет коммунально-бытовой характер. Расширение традиционных и организация новых экономических видов деятельности в рассматриваемой перспективе не ожидается. В большинстве улусов наблюдается стагнация либо негативная динамика численности населения, в связи с этим обусловлено снижение электропотребления в среднем на 1% в год. Характерной особенностью потребления электрической мощности в арктической зоне является высокие показатели числа часов использования максимума нагрузок – в среднем 5200 – 5400 часов в год, обусловленные значительным преобладанием нагрузок теплоснабжающих организаций над потреблением населения и социальной сферы, длительностью отопительного периода.

Таблица 3.4.12. Прогноз потребления электроэнергии по арктическим улусам, млн кВт·ч

Улус	Год					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Абыйский	10,14	10,10	10,08	10,06	10,03	10,01
Аллаиховский	8,33	7,78	7,52	7,27	7,02	6,77
Анабарский	9,78	10,06	10,28	10,50	10,72	10,94
Булунский	31,50	29,65	29,57	29,48	29,38	29,27
Верхнеколымский	15,29	14,07	13,20	12,35	11,52	10,71
Верхоянский	27,93	26,97	26,56	26,16	25,75	25,35
Жиганский	12,14	12,10	12,03	11,96	11,89	11,81
Момский	9,18	9,12	9,01	8,91	8,80	8,69
Нижнеколымский	13,13	12,84	12,71	12,57	12,44	12,30
Оленекский	10,43	10,31	10,60	10,89	11,17	11,46
Среднеколымский	16,77	16,14	16,04	15,93	15,82	15,72
Усть-Янский	26,64	26,77	26,39	26,00	25,62	25,23
Эвено-Бытантайский	4,45	4,52	4,57	4,61	4,65	4,70
Всего, по арктическим улусам	195,70	190,45	188,56	186,68	184,82	182,97
Среднегодовые темпы прироста, %		-2,683	-0,994	-0,996	-0,998	-1,000

Таблица 3.4.13. Прогноз совмещенного максимума нагрузки по арктическим улусам в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго», МВт

Улус	Год					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Абыйский	2,28	2,28	2,29	2,30	2,31	2,32
Аллаиховский	1,84	1,80	1,77	1,73	1,70	1,67
Анабарский	2,30	2,28	2,32	2,37	2,41	2,46
Булунский	6,96	6,98	7,04	7,10	7,16	7,23
Верхнеколымский	3,66	3,39	3,22	3,06	2,90	2,74
Верхоянский	6,22	6,16	6,14	6,11	6,09	6,07
Жиганский	2,64	2,65	2,63	2,62	2,60	2,59
Момский	2,02	2,04	2,03	2,02	2,01	2,00
Нижнеколымский	1,15	3,26	3,16	3,05	2,95	2,84
Оленекский	2,33	2,30	2,36	2,43	2,49	2,56
Среднеколымский	3,64	3,57	3,56	3,55	3,54	3,54
Усть-Янский	6,24	6,13	6,10	6,07	6,04	6,01
Эвено-Бытантайский	0,97	0,99	1,00	1,01	1,02	1,03
Всего, по арктическим улусам	42,24	43,81	43,62	43,43	43,24	43,05

Энергоснабжение большинства крупных промышленных предприятий в арктической зоне обеспечивает ООО «Якутская генерирующая компания». В перечень обслуживаемых ООО «ЯГК» объектов входят промышленные участки и вахтовые поселки АО «Алмазы Анабара», ООО «Арктик Капитал», АО «Полиметалл», ООО Геопромайнинг (таблица 3.4.14).

Таблица 3.4.14. Прогноз производства и полезного отпуска электроэнергии по дизельным электростанциям ООО «ЯГК», расположенным в арктических улусах

Улус	Выработка электроэнергии, тыс.кВтч					Полезный отпуск электроэнергии, тыс.кВтч				
	2020	2021	2022	2023	2024	2020	2021	2022	2023	2024
Анабарский	11,27	11,27	11,27	11,27	11,27	10,94	10,94	10,94	10,94	10,94
Оленекский	7,35	7,35	7,35	7,35	7,35	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13
Булунский	6,63	6,63	6,63	6,63	6,63	6,43	6,43	6,43	6,43	6,43
Верхоянский	18,63	22,49	22,49	22,49	22,49	22,16	18,27	18,27	18,27	18,27
Усть-Янский	5,99	5,99	5,99	5,99	5,99	5,76	5,76	5,76	5,76	5,76

3.4.3 Перечень «узких мест» в электроэнергетике арктической зоны республики

В электроэнергетике арктической зоны «узкие места» связаны с техническим состоянием генерирующего оборудования и электросетевого хозяйства – это физическое и моральное старение, что обуславливает не только увеличение расхода топлива, но и повышение риска аварийных ситуаций. Кроме того, в арктических улусах в силу их удаленности и труднодоступности наиболее остро стоит проблема транспорта топлива.

Техническое состояние электростанций

Всего по арктическим улусам республики в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго» нормативный ресурс по наработке с начала эксплуатации превысили 20% суммарной установленной мощности дизельных агрегатов, из них 60% работают после капитального ремонта.

Износ генерирующего оборудования по наработанному моторесурсу на ДЭС наблюдается у агрегатов, установленных в 70-80 годы, также имеется достаточно большое количество (около половины) агрегатов с выработанным моторесурсом, установленных в 2000 годы.

Значительное количество таких агрегатов находится в Белогорском, Зырянском, Момском, Оленекском РЭС:

- в Белогорском РЭС: на ДЭС Кубергеня и Кенг-Кюель все агрегаты выработали моторесурс более чем на 100%, а в поселках Сутуруоха и Отто-Аттах – 72% и 88% установленной мощности ДЭС соответственно. При этом на ДЭС Кубергеня, Сутуруоха и Отто-Аттах только для половины агрегатов проведен капитальный ремонт, на ДЭС Кенг-Кюель капитальный ремонт не проведен ни на одном из установленных агрегатов;

- в Зырянском РЭС: на ДЭС Зырянка и Утая от 68% до 75% установленной мощности агрегатов работают с превышением нормативного ресурса, однако прошли капитальный ремонт 83% и 100% соответственно. На ДЭС Усун-Кюель эти показатели составляют порядка 50%;

- в Момском РЭС: на ДЭС Кулун-Ельбют и Тебюлях более 91% установленной мощности агрегатов работают с превышением нормативного моторесурса и не более чем на 30% проведен капитальный ремонт. На ДЭС Мома эти показатели соответствуют 76 и 55%, Сасыр - 64 и 70%;

- в Оленекском РЭС: на ДЭС Эйик все агрегаты работают с превышением моторесурса, после капитального ремонта только 1 из 4 агрегатов – 25% установленной мощности. На ДЭС Оленек почти половина мощности агрегатов выработала нормативный ресурс и ни на одном капитальный ремонт не проводился.

Кроме того, в тех РЭС, где в целом техническое состояние агрегатов находится в удовлетворительном состоянии, имеются ДЭС с существенным превышением нормативного ресурса.

В Верхоянских ЭС: на ДЭС Алысардах и Хайысардах более 70% установленной мощности агрегатов работают с превышением ресурса без капитального ремонта, от 75 до 83% установленной мощности агрегатов превысили нормативный моторесурс на ДЭС Арылах, Табалах, Токума и Мачах, капитальный ремонт проведен только для 30% - Арылах и Табалах, 50% - Мачах и 80% - Токума. Около половины агрегатов работает с превышением моторесурса на ДЭС Борулах, Осохтох и Дулгалах.

На ДЭС Суччино (Среднеколымский РЭС) и Кустур (Эвено-Бытантайский РЭС) 100% установленной мощности агрегатов выработало ресурс, а капитальный ремонт проведен для 33% мощности ДЭС Кустур. На ДЭС Чкалово (Чокурдахский РЭС) и Сылгы-Ытар (Среднеколымский РЭС) около половины мощности агрегатов выработали нормативный ресурс, из них только 64% мощности агрегатов в Чкалово после капитального ремонта. На ДЭС Усть-Янск (Янские ЭС) эти показатели составляют 67% и 75%.

Техническое состояние электрических сетей

Из общей протяженности воздушных линий электропередачи в арктической зоне, состоящих на обслуживании АО «Сахаэнерго» (1257,7 км), 235,8 км или 18,7% превысили предельный срок эксплуатации (40 лет). Из них 109,4 км (46,4%) приходится на линии напряжением 0,4 кВ; 98,4 км (41,7%) – 6 кВ; 28 км (11,9%) – 10 кВ. В таблице 3.4.15 представлена возрастная структура воздушных линий электропередачи по классам напряжения по подразделениям АО «Сахаэнерго».

Таблица 3.4.15. Возрастная структура воздушных линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне по состоянию 2019 г., %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	Срок службы, лет		
		до 25	от 25 до 40	более 40
Анабарский РЭС	0,4	100,0	-	-
	10	96,5	3,5	-
Белогорский РЭС	0,4	92,6	5,9	1,6
	6	100,0	-	-
	10	70,2	-	29,8
Булунские ЭС	0,4	94,8	-	5,2
	6	100,0	-	-
	10	100,0	-	-
	35	100,0	-	-
Верхоянские ЭС	0,4	89,3	-	10,7
	6	87,9	-	12,1
	10	100,0	-	-

Жиганский РЭС	0,4	99,0	1,0	-
	6	97,1	2,9	-
Зырянский РЭС	0,4	64,3	19,4	16,4
	6	30,6	2,4	67,0
	10	100,0	-	-
Момский РЭС	0,4	36,4	29,2	34,4
	6	61,9	15,7	22,4
	10	43,7	56,3	-
Нижнеколымский РЭС	0,4	92,1	1,7	6,2
	6	46,9	-	53,1
	10	100,0	-	-
Оленекский РЭС	0,4	92,1	3,0	4,9
	6	100,0	-	-
	10	93,5	-	6,5
Среднеколымский РЭС	0,4	71,5	13,4	15,2
	6	100,0	-	-
	10	46,6	-	53,4
Чокурдахский РЭС	0,4	91,5	4,3	4,3
	6	7,5	65,7	26,9
Эвено-Бытантайский РЭС	0,4	49,7	7,6	42,6
	10	66,0	14,9	19,1
Янские ЭС	0,4	36,8	37,3	25,9
	6	7,8	65,1	27,0
	35	-	100	-
Итого по арктической зоне	0,4	73,6	11,4	15,0
	6	43,2	31,1	25,8
	10	63,2	17,9	18,9

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

На рисунке 3.4.3 представлена возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго» без деления на классы напряжения.

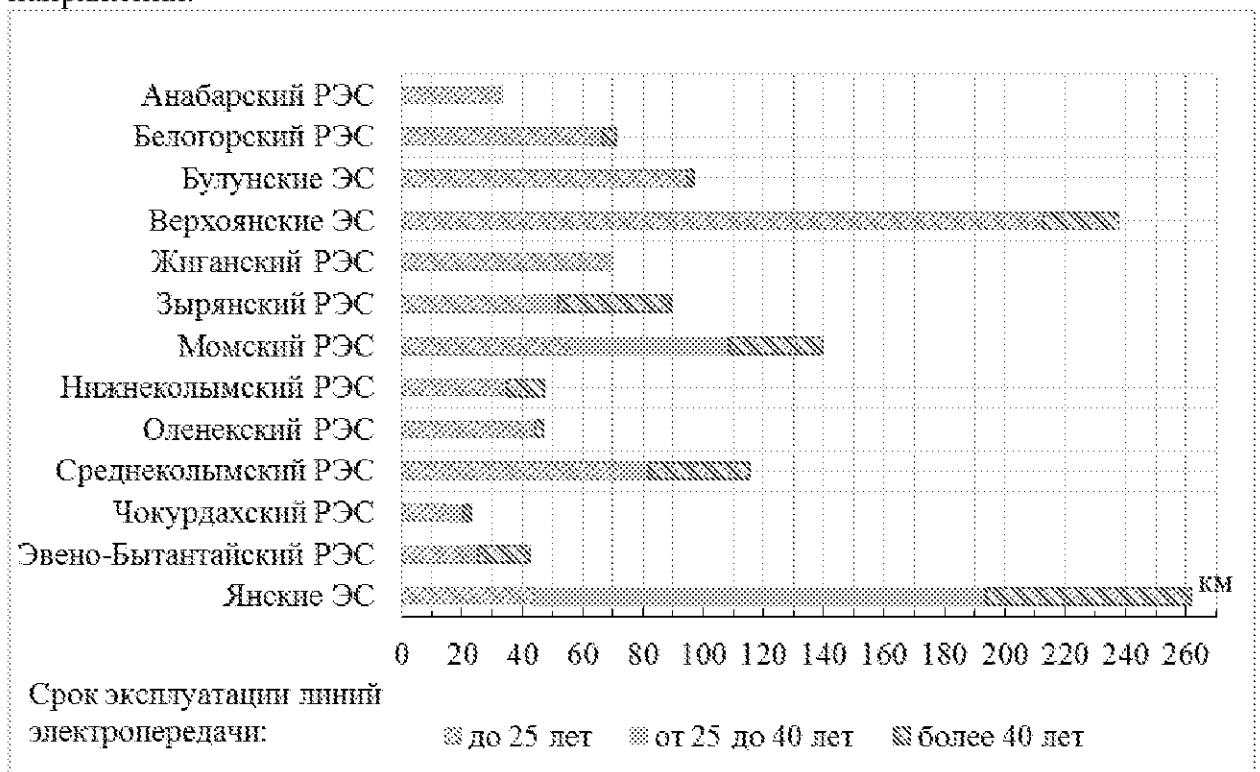


Рисунок 3.4.3. Возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго»

Наибольшая протяженность воздушных линий, превысивших предельный срок эксплуатации, относится к Янским ЭС, Зырянскому, Среднеколымскому и Московскому РЭС.

Большая протяженность воздушных линий электропередачи, находящихся в эксплуатации более 25 лет, характерна для Янских ЭС и Момских РЭС.

Наиболее остро проблема изношенности воздушных линий электропередачи, превысивших срок эксплуатации 40 лет, стоит в следующих населенных пунктах:

100% сетей 0,4 кВ п. Усун-Кюель, с. Нелемное; 69% сетей 6 кВ п. Зырянка – Зырянский РЭС;

97,6% сетей 6 кВ и 41,5% сетей 0,4 кВ п. Нижнеянск, 90,3% сетей 6 кВ и 86,3% сетей 0,4 кВ п. Усть-Куйга – Янские ЭС;

72,5 % сетей 0,4 кВ с. Березовка, 78,5 % сетей 10 кВ г. Среднеколымск – Среднеколымский РЭС;

63,8% сетей 0,4 кВ п. Саккырыр – Эвено-Бытантайский РЭС;

55,6% сетей 0,4 кВ п. Таймылыр – Булунские ЭС;

53% сетей 6 кВ п. Черский – Нижнеколымский РЭС.

В таблице 3.4.16 представлена возрастная структура кабельных линий электропередачи по классам напряжения по подразделениям АО «Сахаэнерго».

Таблица 3.4.16. Возрастная структура кабельных линий, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (по состоянию 2019 г.), %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	Срок службы, лет		
		до 25	от 25 до 40	более 40
Анабарский РЭС	0,4	100,0	-	-
Белогорский РЭС	0,4	7,4	48,1	44,4
	6	0,0	74,9	25,1
	10	57,1	42,9	-
Булунские ЭС	0,4	6,4	11,0	82,6
	6	47,1	-	52,9
Верхоянские ЭС	0,4	94,5	5,5	-
	6	47,6	-	52,4
Жиганский РЭС	0,4	80,6	19,3	-
	6	91,7	8,3	-
Момский РЭС	0,4	30,8	69,2	-
	6	27,0	73,0	-
Нижнеколымский РЭС	0,4	19,0	15,9	65,1
	6	22,7	-	77,3
Оленекский РЭС	0,4	56,5	39,5	4,0
	6	100,0	-	-
	10	55,0	45,0	-
Чокурдахский РЭС	6	100,0	-	-
Эвено-Бытантайский РЭС	0,4	100,0	-	-
	10	100,0	-	-
Янские ЭС	0,4	3,7	65,6	30,7
	6	5,0	95,0	-
Итого по арктической зоне	0,4	18,5	21,8	59,8
	6	37,4	28,9	33,8
	10	65,9	34,1	-

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

Из общей протяженности кабельных линий электропередачи в арктической зоне, состоящих на обслуживании АО «Сахаэнерго» (117 км), 59,2 км или 50,6% превысили предельный срок эксплуатации (40 лет). Из них 45,5 км (76,8%) приходится на линии напряжением 0,4 кВ; 13,7 км (23,2%) – 6 кВ.

На рисунке 3.4.4 представлена возрастная структура кабельных линий по подразделениям АО «Сахаэнерго» без деления на классы напряжения.

Наибольшая протяженность кабельных линий, превысивших предельный срок эксплуатации, относится к Булунским ЭС и Нижнеколымским РЭС.

Янские ЭС характеризуются большой протяженностью кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 25 лет.

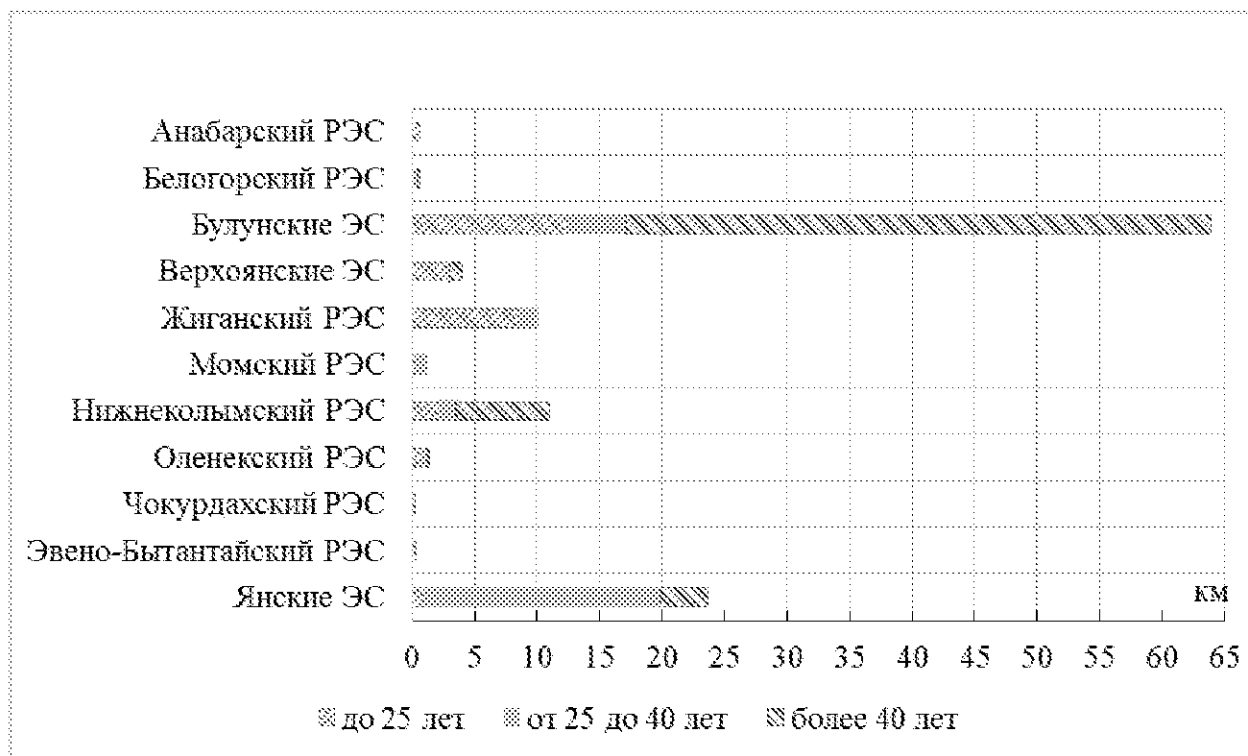


Рисунок 3.4.4. Возрастная структура кабельных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго»

Одной из значимых проблем, связанных с аварийным состоянием электрических сетей, является необходимость обеспечения поселка Черский Нижнеколымского улуса собственной генерацией в перспективе до 2021 года.

В настоящее время электроснабжение п. Черский осуществляется от подстанции 110/6 кВ Черский по воздушной линии напряжением 110 кВ Билибинская АЭС – Встречный – Черский, протяженностью 270 км. Линия находится на балансе и обслуживается АО «Чукотэнерго», имеет одноцепное исполнение на деревянных опорах. Срок эксплуатации линии составляет 50 лет.

Из 1350 опор порядка 24% находится в аварийном состоянии. В связи с высоким износом линии ее эксплуатация характеризуется частыми аварийными отключениями. На участке линии Встречный-Черский в течение 2018 года фактическое время плановых ремонтных работ составило 123 дня, внеплановых аварийных ремонтных работ – 19 дней. В течение 2019 года фактическое время плановых ремонтных работ составило 24 дня, внеплановых аварийных ремонтных работ – 149 дней. Внеплановый ремонт вызван повреждением элементов опор,

обрывом проводов. Аварийно-восстановительные работы характеризуются высокой сложностью, обусловленной суровыми климатическими условиями, необходимостью применения специальной техники – вездеходов, болотоходов.

Учитывая малую величину электрической нагрузки п. Черский, составляющую порядка 2,5 МВт (среднегодовое потребление – 15-16 млн кВт·ч), дальнейшая эксплуатация линии, ее реконструкция или строительство второй линии экономически нецелесообразны. Дополнительным фактором, обуславливающим необходимость ввода собственного локального источника в п. Черский, является прогнозируемый дефицит мощности в Чаун-Билибинском энергоузле, связанный с выводом из эксплуатации Билибинской АЭС в перспективе до 2021 года и подключением новых крупных рудно-промышленных потребителей в Билибинской горнорудной зоне.

В связи с высокой аварийностью линии 110 кВ Встречный-Черский, отражающейся на надежности электроснабжения п. Черский, в схеме территориального планирования Республики Саха (Якутия), утвержденной постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 30 ноября 2019 г. № 353, предложено организовать электроснабжение поселка строительством собственного локального источника постоянной генерации с полным прекращением транзита электроэнергии по линии Встречный-Черский.

Трансформаторные подстанции

По состоянию на 2019 г. на обслуживании АО «Сахаэнерго» на территории арктической зоны находятся 658 трансформаторов суммарной установленной мощностью 217,2 МВА (таблица 3.4.17).

Таблица 3.4.17. Характеристика трансформаторных подстанций, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (по состоянию на 2019 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Количество трансформаторов, шт.	Мощность, кВА
Анабарский РЭС	29	15690
Белогорский РЭС	32	12339
Булунские ЭС	89	35244
Верхоянские ЭС	94	27681
Жиганский РЭС	30	8160
Зырянский РЭС	31	9560
Момский РЭС	37	10233
Нижнеколымский РЭС	39	13876
Оленекский РЭС	33	11759
Среднеколымский РЭС	62	13589
Чокурдахский РЭС	36	8500
Эвено-Бытантайский РЭС	15	4063
Янские ЭС	131	46467
Итого по арктической зоне	658	217161

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2019 г.

Во всех подразделениях АО «Сахаэнерго» имеются трансформаторы, выработавшие нормативный ресурс. На рисунке 3.4.5 представлено процентное

отношение мощности трансформаторов, выработавших ресурс, к суммарной мощности по подразделениям АО «Сахаэнерго».

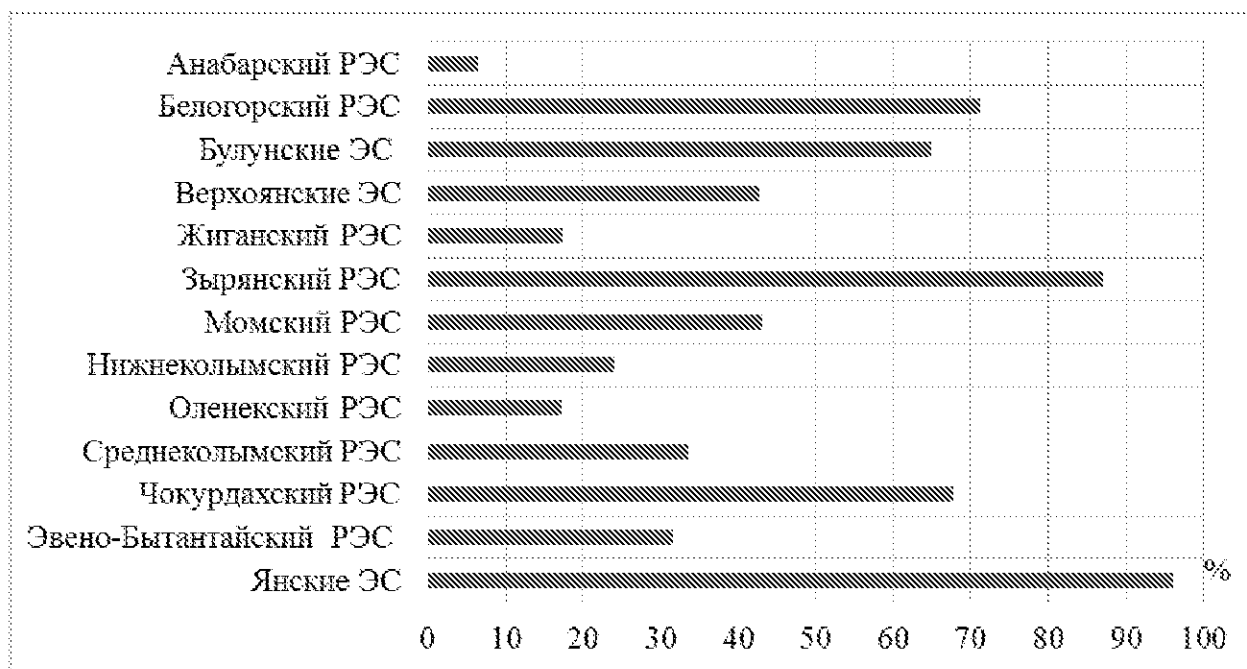


Рисунок 3.4.5. Процентное отношение мощности трансформаторных подстанций, отработавших нормативный ресурс эксплуатации, к суммарной мощности трансформаторов по подразделениям АО «Сахаэнерго»

В пяти подразделениях АО «Сахаэнерго» более половины установленной мощности трансформаторов превысило нормативный ресурс. В Верхоянских ЭС, Момском, Среднеколымском и Эвено-Бытантайском РЭС этот показатель составляет 30-50%.

Наихудшее состояние трансформаторных подстанций отмечается в с. Угольное (Зырянский РЭС), с. Аргахтах (Среднеколымский РЭС), п. Усть-Куйга и Нижнеянке (Янские ЭС), где наработанный ресурс превысил нормативный у всех установленных трансформаторов.

Более 80% установленной мощности трансформаторов имеют выработанный ресурс в п. Белая Гора (Белогорский РЭС), п. Таймылыр (Булунские ЭС) п. Зырянка (Зырянский РЭС), п. Депутатский, с. Казачье (Янские ЭС).

От 50 до 80% установленной мощности трансформаторов функционируют с превышением нормативного ресурса в с. Сяганнах (Белогорский РЭС), пп. Тикси, Тикси-3 (Булунские ЭС), с. Сайды (Верхоянские ЭС), п. Батагай (Верхоянские ЭС), с. Сасыр, (Момский РЭС), г. Среднеколымск (Среднеколымский РЭС), п. Чокурдах, с. Оленегорск (Чокурдахский РЭС), с. Сайылык (Янские ЭС).

Важной проблемой являются потери в электрических сетях, приводящие к необходимости увеличения выработки энергии и, соответственно, перерасходу топлива.

Потери электроэнергии в электрических сетях в среднем по РЭС составляют 14–16% (таблица 3.4.18). Значительно превышают нормативные значения потери в Зырянском РЭС (20,1%), Анабарском РЭС (19,4%). В большинстве подразделений произошло снижение потерь относительно 2018 г. на 0,2–3,6%. Наибольшее

снижение потерь произошло в Нижнеколымском и Оленекском РЭС, Булунских ЭС, а наибольшее увеличение – в Анабарском РЭС, Янских ЭС. В динамике за период 2016-2019 гг. в Зырянском и Анабарском РЭС наблюдается постоянный прирост потерь электроэнергии. Ежегодное снижение потерь электроэнергии за период 2016-2019 гг. наблюдается в Нижнеколымском РЭС.

Таблица 3.4.18. Потери электроэнергии в электрических сетях, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потери в электрических сетях, %			
	2016	2017	2018	2019
Анабарский РЭС	13,7	14,6	16,0	19,4
Белогорский РЭС	14,0	12,4	14,0	14,5
Булунские ЭС	15,5	15,2	15,8	12,4
Верхоянские ЭС	13,9	13,2	13,8	14,4
Жиганский РЭС	13,3	12,6	13,7	13,5
Зырянский РЭС	15,3	15,5	19,9	20,1
Момский РЭС	13,3	13,2	13,4	13,0
Нижнеколымский РЭС	23,9	23,5	19,3	16,1
Оленекский РЭС	12,7	13,7	17,9	14,3
Среднеколымский РЭС	11,8	14,3	15,5	12,5
Чокурдахский РЭС	13,1	12,3	13,8	13,3
Эвено-Бытантайский РЭС	12,9	12,8	13,7	12,9
Янские ЭС	15,1	17,0	14,5	16,0

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2016-2019 гг.

Проблемы топливоснабжения

Для нужд энергоисточников АО «Сахаэнерго» в арктической зоне республики ежегодно необходим завоз топливно-энергетических ресурсов, в том числе:

- дизельного топлива до 60 тыс. тонн,
- угля до 20 тыс. тонн,
- нефти до 0,2 тыс. тонн.

В период навигации ресурсы доставляются до опорных пунктов (нефтебазы АО «Саханефтегазбыт» и др., угольные склады) для хранения до открытия автозимников.

В период функционирования автозимников ресурсы с опорных нефтебаз доставляются автомобильным транспортом до конечных пунктов назначения.

Основными проблемами топливоснабжения арктических районов республики являются климатические особенности региона и сложная транспортная доступность из-за отдаленности населенных пунктов.

Систематически нестабильная гидрологическая обстановка, связанная с изменениями уровня воды на устьях реки Яна, приводит к возникновению затруднительного положения по доставке грузов до опорных пунктов в период навигации, которая обусловлена нехваткой объемов работ по дноуглублению на труднопроходимых участках реки.

В связи с дефицитом специальной дорожной техники появляются проблемы по содержанию автодорог, обеспечивающих прохождение большегрузной техники. Возникают сложные ситуации по доставке грузов в период автозимника, а также из-

за возможных неблагоприятных погодных условий могут значительно сократиться сроки автозимников, что влияет на доставку грузов в полном объеме.

Таким образом, учитывая ограниченные сроки функционирования навигации (май-сентябрь), автозимника (январь-март), в случае несвоевременного открытия речной/морской обстановки, открытия проезда по дорогам существуют риски недоставки грузов до пунктов. Для минимизации данных рисков необходимо обеспечение своевременного открытия речной/морской обстановки и открытия проезда для грузового транспорта.

3.4.4 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях арктической зоны республики

В перспективный период до 2024 г. согласно данным АО «Сахаэнерго» в арктических улусах намечается строительство новых или замена агрегатов на 42 автоматизированных дизельных электростанций установленной мощностью 24,7 МВт (таблица 3.4.19) и вывод из эксплуатации 30 дизельных электростанций установленной мощностью 15,2 МВт (таблица 3.4.20). Максимальный ввод планируется в 2021 г. – 9,0 МВт, вывод в 2021 г. – 5,5 МВт.

Таблица 3.4.19. Вводы мощности электростанций на органическом топливе АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2020	2021	2022	2023	2024
АДЭС в с. Куберганя	Абыйский	510	-	-	-	-
АДЭС в с. Намы	Булунский	120	-	-	-	-
АДЭС в с. Алысардах	Верхоянский	72	-	-	-	-
АДЭС в с. Арылах	Верхоянский	360	-	-	-	-
АДЭС в с. Дулгалах	Верхоянский	240	-	-	-	-
АДЭС в с. Токума	Верхоянский	72	-	-	-	-
АДЭС в с. Оленек	Оленекский	4700	-	-	-	-
АДЭС в с. Сайбылык	Усть-Янский	40	-	-	-	-
АДЭС в с. Кенг-Кюель	Абыйский	-	420	-	-	-
АДЭС в с. Сутуруоха	Абыйский	-	420	-	-	-
ВДК в п. Тикси	Булунский	-	3000	-	-	-
АДЭС в с. Бетенкес	Верхоянский	-	1100	-	-	-
АДЭС в с. Юнкюр	Верхоянский	-	120	-	-	-
АДЭС в с. Тюбелях	Момский	-	60	-	-	-
АДЭС в с. Сватай	Среднеколымский	-	250	-	-	-
АДЭС в с. Сылгы-Ытар	Среднеколымский	-	240	-	-	-
АДЭС в с. Депутатский	Усть-Янский	-	3000	-	-	-
АДЭС в с. Усть-Янск	Усть-Янский	-	240	-	-	-
АДЭС в с. Юкагир	Усть-Янский	-	140	-	-	-
АДЭС в с. Чкалово	Аллайховский	-	-	168	-	-
АДЭС в с. Табалах	Верхоянский	-	-	360	-	-
АДЭС в с. Сайды (Кулун-Елбют)	Момский	-	-	168	-	-
АДЭС в с. Эйик	Оленекский	-	-	300	-	-
АДЭС в с. Казачье	Усть-Янский	-	-	630	-	-
АДЭС в с. Кустур	Эвено-Бытантайский	-	-	600	-	-
АДЭС в п. Белая Гора	Абыйский	-	-	-	945	-

Наименование объекта	Улус	Год				
		2020	2021	2022	2023	2024
АДЭС в с. Оттох-Аттах (Деску)	Абыйский	-	-	-	72	-
АДЭС в с. Таймылыр	Булунский	-	-	-	1215	-
АДЭС в с. Арылах	Верхоянский	-	-	-	100	-
АДЭС в с. Дулгалах	Верхоянский	-	-	-	150	-
АДЭС в с. Суордах	Верхоянский	-	-	-	280	-
АДЭС в с. Хайысардах	Верхоянский	-	-	-	168	-
АДЭС в с. Алеко-Кюель	Среднеколымский	-	-	-	150	-
АДЭС в с. Чокурдах	Аллаиховский	-	-	-	-	1260
АДЭС в с. Осохтох	Верхоянский	-	-	-	-	136
АДЭС в с. Табалах	Верхоянский	-	-	-	-	250
АДЭС в с. Юнкюр	Верхоянский	-	-	-	-	320
АДЭС в с. Бестях	Жиганский	-	-	-	-	320
АДЭС в с. Походск	Нижнеколымский	-	-	-	-	520
АДЭС в с. Сасыр	Момский	-	-	-	-	654
АДЭС в с. Ойусардах	Среднеколымский	-	-	-	-	348
АДЭС в с. Джаргалах	Эвено- Бытантайский	-	-	-	-	500
Итого в арктической зоне		6114	8990	2226	3080	4308
Всего за период		24718				

Источник: данные АО «Сахаэнерго»

Таблица 3.4.20. Выводы мощности электростанций на органическом топливе АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, кВт

Наименование объекта	Улус	Год				
		2020	2021	2022	2023	2024
АДЭС в с. Куберганя	Абыйский	420	-	-	-	-
АДЭС в с. Намы	Булунский	260	-	-	-	-
АДЭС в с. Арылах	Верхоянский	300	-	-	-	-
АДЭС в с. Дулгалах	Верхоянский	160	-	-	-	-
АДЭС в с. Сайбылык	Усть-Янский	30	-	-	-	-
АДЭС в с. Кенг-Кюель	Абыйский	-	320	-	-	-
АДЭС в с. Сутуруоха	Абыйский	-	360	-	-	-
АДЭС в с. Бегенкес	Верхоянский	-	1145	-	-	-
АДЭС в с. Юнкюр	Верхоянский	-	100	-	-	-
АДЭС в с. Тюбелях	Момский	-	60	-	-	-
АДЭС в с. Сватай	Среднеколымский	-	200	-	-	-
АДЭС в с. Сылгы-Ытар	Среднеколымский	-	240	-	-	-
АДЭС в с. Депутатский	Усть-Янский	-	3000	-	-	-
АДЭС в с. Юкагир	Усть-Янский	-	120	-	-	-
АДЭС в с. Табалах	Верхоянский	-	-	400	-	-
АДЭС в с. Казачье	Усть-Янский	-	-	635	-	-
АДЭС в с. Кустур	Эвено- Бытантайский	-	-	600	-	-
АДЭС в п. Белая Гора	Абыйский	-	-	-	945	-
АДЭС в с. Таймылыр	Булунский	-	-	-	1945	-
АДЭС в с. Арылах	Верхоянский	-	-	-	100	-
АДЭС в с. Дулгалах	Верхоянский	-	-	-	190	-
АДЭС в с. Суордах	Верхоянский	-	-	-	260	-
АДЭС в с. Алеко-Кюель	Среднеколымский	-	-	-	120	-
АДЭС в с. Чокурдах	Аллаиховский	-	-	-	-	1260

Наименование объекта	Улус	Год				
		2020	2021	2022	2023	2024
АДЭС в с. Осохтох	Верхоянский	-	-	-	-	122
АДЭС в с. Табалах	Верхоянский	-	-	-	-	200
АДЭС в с. Юнкюр	Верхоянский	-	-	-	-	315
АДЭС в с. Бестях	Жиганский	-	-	-	-	320
АДЭС в с. Походск	Нижнеколымский	-	-	-	-	520
АДЭС в с. Джаргалах	Эвено-Бытантайский	-	-	-	-	510
Итого в арктической зоне		1170	5545	1635	3560	3247
Всего за период		15157				

Источник: данные АО «Сахаэнерго»

Согласно данным ООО «Якутская генерирующая компания» в 2020 г. в арктических улусах планируется ввод 24 дизельных электростанций установленной мощностью 7,8 МВт (таблица 3.4.21) и вывод из эксплуатации 13 дизельных электростанций установленной мощностью 4,3 МВт (таблица 3.4.22). Данных по вводу и выводу электростанций на 2021-2024 гг. на данное время нет.

Таблица 3.4.21. Вводы мощности электростанций на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания» в арктической зоне, кВт

Улус	2020	2021	2022	2023	2024	Итого за период
Анабарский	2940	-	-	-	-	2940
Верхоянский	2760	-	-	-	-	2760
Оленекский	1100	-	-	-	-	1100
Усть-Янский	1040	-	-	-	-	1040
ИТОГО	7840	-	-	-	-	7840

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания»

Таблица 3.4.22. Выводы мощности электростанций на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания» в арктической зоне, кВт

Улус	2020	2021	2022	2023	2023	Итого за период
Анабарский	3500	-	-	-	-	3500
Оленекский	760	-	-	-	-	760
ИТОГО	4260	-	-	-	-	4260

Источник: отчетные данные ООО «Якутская генерирующая компания»

В Верхнеколымском улусе начато строительство Зырянской мини-ТЭЦ электрической мощностью 12 МВт, тепловой – 63 Гкал/ч для энергоснабжения близ расположенных населенных пунктов. В качестве топлива предполагается использовать угли Зырянского месторождения. В настоящее время из-за недостатка финансирования для завершения строительства принято решение о консервации смонтированного в 2009 г. оборудования. Средства на строительство объекта не предусмотрены.

По данным АО «Сахаэнерго» строительство электрических станций на возобновляемых источниках энергии в арктической зоне республики за период 2020–2024 не предполагается. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует строительство двух СЭС в Анабарском улусе мощностью 75 кВт (на

базе Джарджан 50 кВт с накопителями энергии и на базе Приленск мощностью 75 кВт с накопителями энергии).

Суммарный ввод генерирующих мощностей в арктических улусах за период 2020–2024 г. оценивается в 32,6 МВт. Размещение по территории вводимых энергоисточников представлено на рисунке 3.4.3.

Предварительные предложения в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 6 кВ и выше в арктической зоне республики.

В соответствии с Инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» до 2024 г. в арктических районах республики намечены следующие мероприятия по вводам электросетевых объектов:

ВЛЗ 35 кВ в Тикси – Тикси-3 Булунского улуса – 9,33 км (с установкой трансформаторной подстанции – 2 ед. (3,2 МВ×А) в 2023 г.;

блочно-модульного ЗРУ-6 кВ №1, №2 в п. Тикси Булунского улуса в 2021 г.

Планируется реконструкция:

модернизация ЗРУ-6кВ ДЭС п. Депутатский с заменой масляных выключателей на вакуумные Усть-Янском улусе в 2020 г.;

реконструкция воздушного перехода ВЛ 10 кВ протяженностью 6 км через р. Мома ф. «Хонуу- Соболоох» Момского улуса до 2021 г.

Кроме того, необходима поэтапная замена трансформаторов суммарной мощностью порядка 120 тыс. кВА и линий электропередачи протяженностью более 125 км (28 км напряжением 10 кВ и 98 км напряжением 6 кВ), полностью выработавших свой ресурс.

3.5. Мероприятия для обеспечения централизованного электроснабжения потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Оймяконский район, один из крупных промышленных районов в Республике Саха (Якутия), расположен на севере-востоке республики в пределах географических координат 64° с.ш. и 144° в.д., площадь - 92.2 тыс. кв. км. По величине территория занимает 14 место в республике. С восточной стороны граничит с Магаданской областью, с южной – с Хабаровским краем, с западной стороны граничит с Томпонским улусом и с северной стороны- с Момским улусом. Через территорию улуса проходят горные массивы Черского и Верхоянского хребтов, на которых находится самая высокая точка в европейской части России - пик Муус-Хайа (высота 3011 метров). Рельеф горный. Вся территория улуса находится в бассейне реки Индигирка. Оймяконский улус состоит из нескольких поселков, разбросанных на площади 92.2 тыс. кв. км. С 2007 года в состав района входят 7 муниципальных образований (два городских и пять сельских поселений). Расстояние от районного центра п. Усть-Нера до других населенных пунктов от 130 км до 518 км, каждый из которых имеет свою социальную сферу и автономные системы тепло- и водоснабжения.

В настоящее время электроснабжение ряда населенных пунктов Оймяконского района осуществляется по ВЛ 220 кВ АрГРЭС – Усть-Нера

(работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера с отпайками. Кроме того, сельские населённые пункты юга Оймяконского района: Куйдусун, Оймякон, Орто-Балаган, Ючюгей подключены от собственных источников электроснабжения - дизельных электростанций. Кроме социально-бытовых нагрузок на территории Оймяконского района ведется добыча золота на месторождении «Дражное» (АО «ТЗРК») Тарынского рудного поля. Потребители месторождения «Дражное» (АО «ТЗРК») подключены к сетям 6 и 35 кВ от электрических сетей ПАО «Магаданэнерго».

Учитывая, что на территории Оймяконского района планируется дальнейшее развитие золотодобывающих предприятий с соответственным ростом электрических нагрузок, требуется развитие электрических сетей.

Уровни нагрузок перспективных потребителей в соответствии с информацией ПАО «Магаданэнерго» приведены в таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1. Уровни нагрузок перспективных потребителей Оймяконского района

Наименование потребителей	2020	2021	2022	2023	2024
ПОТРЕБНОСТЬ, МВт					
ООО «Богуславец»	1	1	1	1	1
ОАО «Суэманзолото»		4	4	4	4
Населенные пункты с существующими ДЭС	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5
Итого новые потребители Оймяконского улуса	2,4	6,5	6,5	6,5	6,5

Данные по установленной мощности существующих ДЭС Оймяконского района приведены в таблице 3.5.2.

Таблица 3.5.2. Нагрузки поселков и мощность установленных ДЭС

Наименование н/п	Максимальная электрическая нагрузка потребителей, кВт	Установленная мощность ДЭС, кВт
Кундусун	735	2045
Оймякон	318	1395
Орто-Балаган	322	580
Ючюгей	181	430
Итого	1556	4450

В соответствии с приведенными в таблице 3.5.2 данными установленная мощность ДЭС поселков Оймяконского улуса значительно превышает максимум нагрузки с учетом перспективных потребителей.

Для электроснабжения поселков юга Оймяконского района и подключения перспективных потребителей в соответствии с работой по титулу «Разработка предварительного технико-экономического обоснования вариантов схемы внешнего электроснабжения месторождений Тарынского рудного поля и населенных пунктов юга Оймяконского района Республики Саха (Якутия)», выполненной в 2016 году в соответствии с протоколом рабочего совещания по вопросам обеспечения внешней инфраструктурой месторождений золота Тарынского рудного поля в Республике Саха (Якутия) от 29.03.2016 г. № ПР-76-П2, потребуется выполнение следующих мероприятий (объем мероприятий

необходимо уточнить в рамках процедуры технологического присоединения к электрическим сетям):

- строительство РП 110 кВ Артык с подключением отпайкой от ВЛ 110 кВ АрГРЭС – Нера;
- строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дrajное протяженностью 102 км с ПС 110 кВ Дrajное (2x40 МВА, 2x10 Мвар);
- строительство ВЛ 35 кВ Дrajное – Оймякон протяженностью 90 км с ПС 35 Оймякон (1x1 МВА);
- строительство ВЛ 35 кВ Оймякон – Куйдусун протяженностью 36 км с ПС 35 кВ Куйдусун (1x1 МВА), ВЛ 35 кВ Оймякон – Орто-Балаган протяженностью 73 км с ПС 35 кВ Орто-Балаган (1x1 МВА) и ВЛ 35 кВ Оймякон – Ючюгей протяженностью 46 км с ПС 35 Ючюгей (1x1 МВА).

Карта-схема рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 3.5.1.

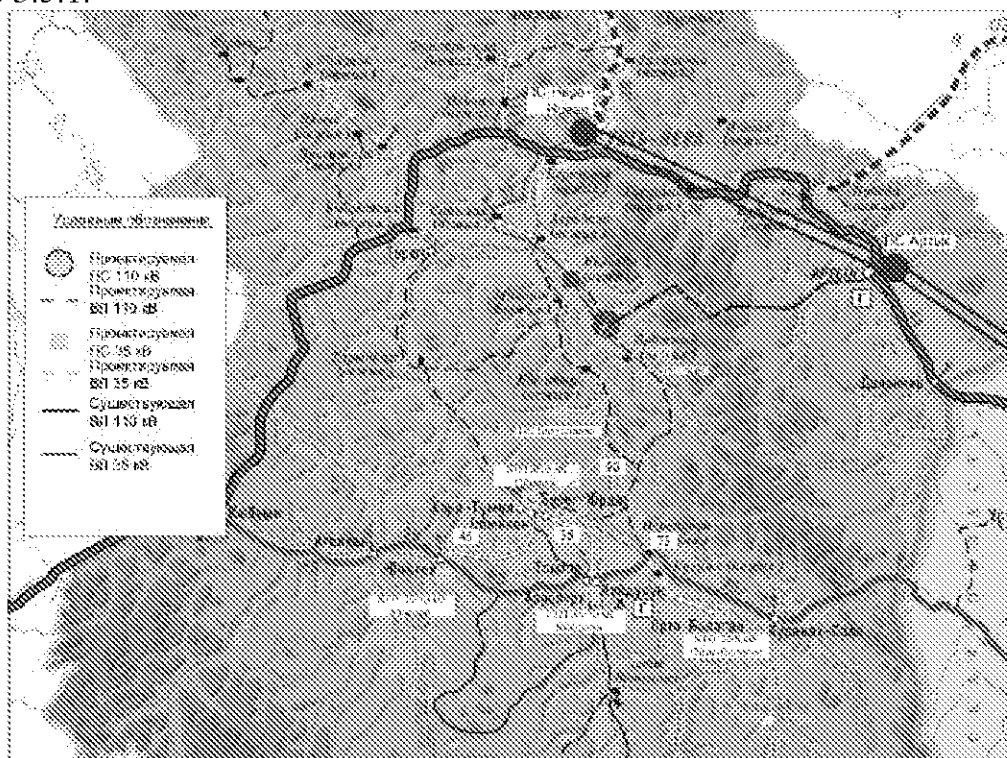


Рисунок 3.5.1. Карта-схема рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Расчет электрического режима для зимнего максимума нагрузки приведен на рисунке 3.5.2.

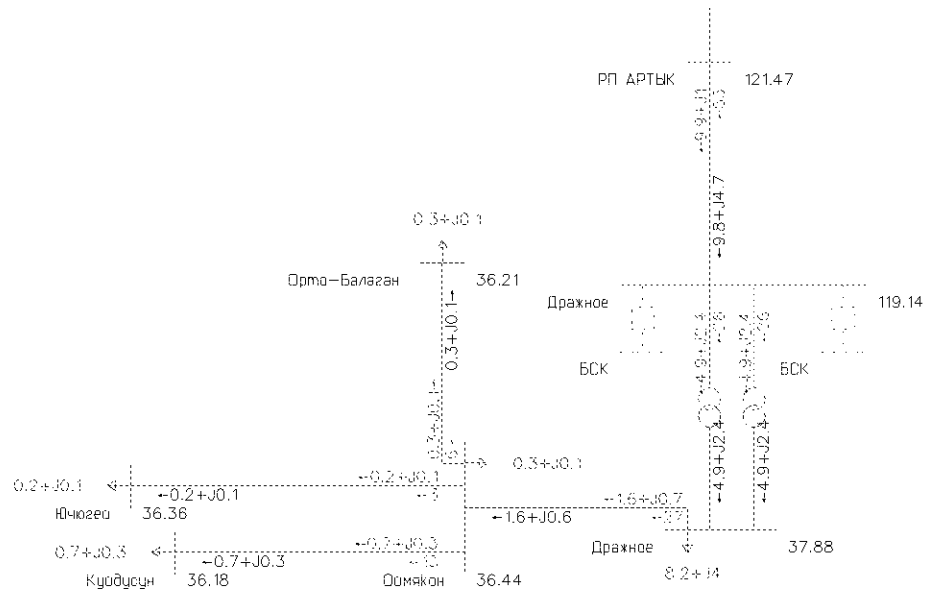


Рисунок 3.5.2. Расчет электрического режима для рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Уровни напряжения соответствуют допустимым значениям, длительно-допустимая токовая нагрузка основного оборудования ВЛ и ПС не превышена.

Капитальные затраты на реализацию рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведены в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3. Капитальные затраты на реализацию рекомендованного варианта электроснабжения перспективных потребителей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей	
	Базовые цены (01.01.2018 г.)	Текущие цены (2020 г.)
Строительство РП 110 кВ Артык	184,15	212,00
Строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Дражное	1293,77	1489,49
ПС 110 кВ Дражное	578,05	665,50
ПС 35 Оймякон	128,64	148,10
ВЛ 35 кВ Дражное – Оймякон	1015,83	1169,51
ПС 35 кВ Куйдусун	128,64	148,10
ВЛ 35 кВ Оймякон – Куйдусун	406,33	467,80
ПС 35 кВ Орто-Балаган	128,64	148,10
ВЛ 35 кВ Оймякон – Орто-Балаган	823,95	948,60
ПС 35 Ючюгей	128,64	148,10
ВЛ 35 кВ Оймякон – Ючюгей	519,20	597,75
Итого	5335,85	6143,05

Стоимость централизованного электроснабжения потребителей Оймяконского района составит 6143,05 млн рублей.

При этом требуется приведение технико-экономического сравнения вариантов сохранения существующей схемы электроснабжения и предлагаемых к рассмотрению. Целесообразность реализации предлагаемых мероприятий требует дальнейшей проработки в рамках отдельного проектирования или процедуры технологического присоединения.

3.6. Рекомендации по выполнению дополнительных исследований, проектных работ в части перспективного развития электроэнергетики республики

В настоящем разделе рассмотрены проблемные вопросы в развитии электрических сетей 110 кВ и выше, балансовой ситуации по электрической мощности и энергии. Для решения проблемных вопросов необходимо выполнение дополнительных, детальных обосновывающих работ с разработкой различных вариантов и оценкой экономической эффективности в рамках процедуры утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Присоединение Талаканской ГТЭС к электрическим сетям 220 кВ ЕНЭС России

В настоящее время Талаканская ГТЭС используется для покрытия собственных нужд Талаканского НГКМ и электроснабжения прочих потребителей (НПС-10 и т.д.). Фактически максимум нагрузок составляет 87,3 МВт, соответственно, избыток 56,7 МВт. Неиспользуемый избыток мощности Талаканской ГТЭС в 2024 составит 28,7 МВт.

Баланс мощности Талаканской ГТЭС на 2019-2024 годы приведен в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1. Балансы мощности Талаканского НГКМ, МВт

Республика Саха (Якутия)	Год					
	2019 Факт	2020	2021	2022	2023	2024
Талаканская ГТЭС*	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0	144,0
Потребность (собственный максимум), в т.ч.	87,3	92,4	113,6	111,9	113,7	115,3
Талаканское НГКМ (собственные нужды)	60,059	67,204	76,122	74,401	76,237	77,822
Сторонние потребители, в т.ч.	27,278	25,244	37,449	37,449	37,449	37,449
ООО "Транснефть-Восток"	25,008	22,795	35,000	35,000	35,000	35,000
ПАО "МТС"	0,005	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
ОАО "Аэропорт Сургут"	0,509	0,591	0,591	0,591	0,591	0,591
ОАО "Верхнечонскнефтегаз"	1,756	1,851	1,851	1,851	1,851	1,851
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	56,7	51,6	30,4	32,2	30,3	28,7

* - без учета прочих генерирующих мощностей Талаканского НГКМ

Для подключения Талаканской ГТЭС к ЕНЭС России необходимо строительство ПС 220/110 кВ ПС 220 кВ Талаканская в районе Талаканской ГТЭС с подключением по схеме «заход-выход» к ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1 (2) протяженностью 1-2 км. Присоединение Талаканской ГТЭС к ПС 220 кВ

Талаканская предусмотреть по двум ВЛ 110 кВ Талаканская ГТЭС – Талаканская. Резервные ячейки на РУ 110 кВ Талаканской ГТЭС имеются.

Предполагаемая схема подключения Талаканской ГТЭС к сетям ЕНЭС России приведена на рисунке 3.6.1.

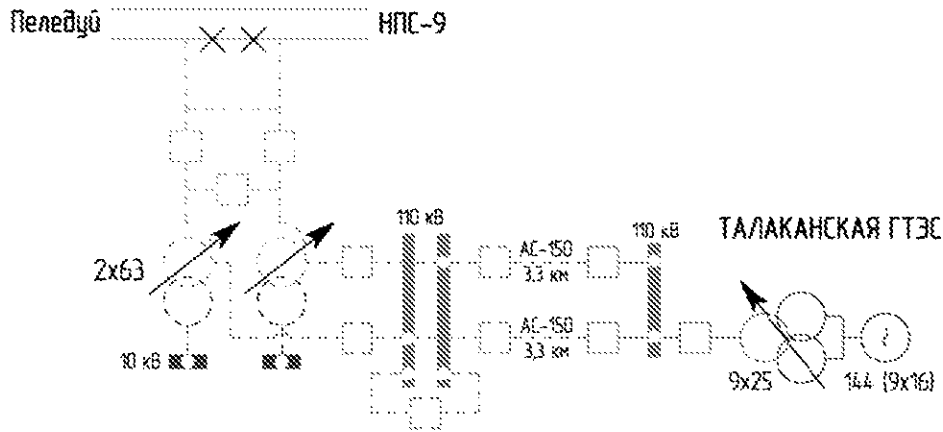


Рисунок 3.6.1 – Схема подключения Талаканской ГТЭС

Для обоснования целесообразности и эффективности присоединения Талаканской ГТЭС к электрическим сетям необходима разработка технико-экономического обоснования строительства ПС 220 кВ Талаканская и проработка схемы выдачи мощности Талаканской ГТЭС с оценкой режимно-балансовой ситуации и тарифных последствий.

Развитие сетей 110-220 кВ в направлении Майя – Хандыга – Джебарики-Хая с дальнейшим объединением с Магаданской энергосистемой

В настоящее время электроснабжение потребителей в направлении ПС 110 кВ Хандыга и ПС 110 кВ Джебарики-Хая осуществляется по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью около 600 км, при нормативе не более 150 км при двухстороннем электроснабжении ПС. К указанной ВЛ подключено 9 ПС 110 кВ. Энергоснабжение указанного энергоузла является ненадежным. Электроснабжение подстанций 110 кВ по тупиковым одноцепным ВЛ 110 кВ не допускается в соответствии с методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.03 №281. Кроме того, в 2022 году к ПС 110 кВ Хандыга планируется подключение ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданская с ПС 110 кВ Нежданская, необходимые для электроснабжения месторождений золота.

Для обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей энергоузла необходимо развитие электрических сетей рассматриваемого района. В утвержденной приказом Минэнерго России от 9 сентября 2015 г. № 627 СиПР ЕЭС России на 2015-2021 годы предусматривалось строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга протяженностью около 350 км и ПС 220 кВ Хандыга мощностью 2x63 МВА с вводом в 2021 г. На настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга исключено из утвержденной схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы и не предусмотрено в проекте

Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020–2026 годы (находится на утверждении в Министерстве энергетики РФ).

От Магаданской энергосистемы для электроснабжения Тарынского рудного поля и населенных пунктов юга Оймяконского района Республики Саха (Якутия) предусмотрено развитие электрических сетей 35-110 кВ. После завершения строительства указанных объектов расстояние между электрическими сетями Республики Саха (Якутия) и Магаданской энергосистемой составит ориентировочно 270 км. Карта-схема электрических сетей рассматриваемого района приведена на рисунке 3.6.2.

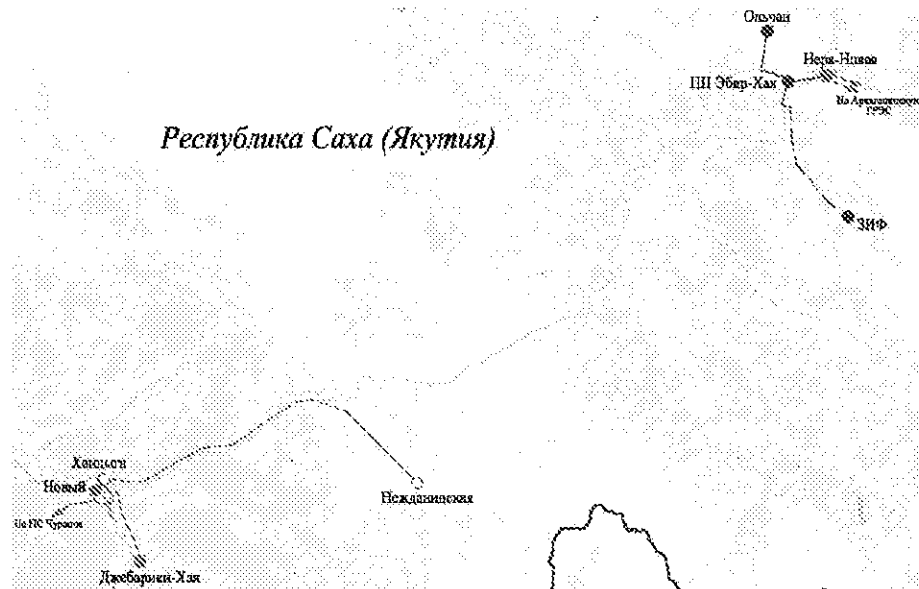


Рисунок 3.6.2. Карта-схема электрических сетей рассматриваемого района

Учитывая развитие электрических сетей в указанных районах, актуальным является выполнение предпроектной работы по схеме развития электрических сетей 110-220 кВ с рассмотрением целесообразности объединения Якутской энергосистемы с Магаданской энергосистемой, имеющей в составе Каскад Колымских ГЭС со значительными холостыми сбросами в связи с отсутствием потребителей электрической энергии.

3.7 Прогноз развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Основная цель применения ВИЭ на территории Республики Саха (Якутии) - сокращение расхода дизельного топлива, снижение затрат на его завоз и использование. Территория обладает значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов, позволяющим эффективно применять их на объектах локальной энергетики. В этой связи применение возобновляемых источников энергии является крайне актуальным.

На конец 2019 г. в республике функционировало 23 возобновляемых энергоисточника суммарной мощностью 2561 кВт, из них: 21 солнечная электростанция (СЭС) суммарной мощностью 1621 кВт и 2 ветроэлектростанции

(ВЭС) суммарной мощностью 940 кВт (таблица 4.5.1). В 2019 г. была увеличена мощность СЭС в с. Тойон –Ары на 5 кВт.

Таблица 3.7.1. Возобновляемые энергоисточники на территории республики (состояние 2019 г.)

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		1621	
Алданский	Верхняя Амга	36	2016
	Улуу	20	2015
Абыйский	Куберганя	20	2014
Верхоянский	Томтор (Дулгалах)	20	2013
	Батагай	1000	2015
	Бетенкес	40	2015
	Юнкюр	40	2015
	Столбы	10	2015
Жиганский	Кыстатыам	40	2017
Кобяйский	Батамай	60	2011
	Себян-Кюель	50	2017
Оймяконский	Ючюгей	30	2012
	Орто-Балаган	50	2017
Олекминский	Куду-Кюель	20	2013
	Иннях	20	2016
	Дельгей	80	2016
	Токко	2	2018
Оленекский	Эйик	40	2014
Хангаласский	Тойон-Ары	25	2014
Верхневиллоийский	Юрэн	3	н.д.
Эвено-Быгантайский	Джаргалах	15	2014
Ветроэлектростанции, всего		940	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
	Тикси	900	2018
ИТОГО		2561	

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками в 2019 г. составила 1834,2 тыс. кВт·ч, в т.ч. СЭС – 1400 тыс. кВт·ч, ВЭС – 434,2 тыс. кВт·ч. За 2019 г. выработка электроэнергии увеличилась почти на 27% за счет начала выработки электроэнергии ВЭС в п. Тикси (таблица 3.7.2).

Таблица 3.7.2. Динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	год					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	134,4*	183,1*	950,8	1064,6	1343,1	1834,2

Примечание – *выработка электроэнергии СЭС в с. Тойон-Ары и с. Юрэн учтена с 2016 г. после передачи их на баланс АО «Сахаэнерго».

По прогнозу ПАО «РусГидро» за период с 2020 до 2024 гг. будет введено 23 солнечных электростанций суммарной мощностью 7298 кВт. Планируемые года ввода будут определены по результатам конкурсного отбора (таблица 3.7.3).

Строительство мини-ГЭС на территории республики в период до 2024 г. не предусматривается.

В 2020 г. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует построить 3 СЭС суммарной мощностью 325 кВт (таблица 3.7.4), две из которых планируется укомплектовать накопителями электрической энергии.

Таблица 3.7.3. Вводы мощности энергоисточников на ВИЭ ПАО «РусГидро» на период 2020-2024 гг.

№	Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Ввод мощности, кВт	Планируемая выработка, тыс. кВт·ч*	Год ввода
	солнечные электростанции		7298	7065	
1	Верхоянский	Табалах	398	401	Бюджет определен по результатам конкурсного отбора
2		Верхоянск	260	261	
3		Батагай	650	626	
4		Борулах	190	182	
5		Суордах	103	99	
6		Дулгалах	110	115	
7		Черюмча	95	89	
8		Бетенкес	170	167	
9		Столбы	15	14	
10		Арылах	280	285	
11	Момский	Мома	2100	2028	
12		Сасыр	225	223	
13		Кулун-Елбут	99	95	
14		Тебюлях	68	66	
15	Олекминский	Саньяхтах	193	204	
16		Натора	34	37	
17		Турукта	40	42	
18		Марха	20	19	
19		Хамра	30	02	
20		Даппарай	50	55	
21		Токко	138	151	
22	Усть-Янский	Усть-Куйга	940	844	
23	Абыйский	Белая Гора	1090	1030	
Итого:			7298	7065	

Примечание – *с учетом применения системы накопления энергии.

Таблица 3.7.4. Вводы мощности солнечных электростанций ООО «Якутская генерирующая компания» на период 2020-2024 гг.

№	Тип ВИЭ, улус	Место установки	Ввод мощности, кВт	Год ввода
1	Анабарский	база Джарджан	50	2020
2		база Приленск	75	2020
3	Мирнинский	Накынская площадка	200	2020
Итого:			325	

Карта размещения возобновляемых источников энергии приведена в приложении 3.7.

На планируемый период до 2024 г. планируется строительство только СЭС.

К концу периода реализации программы суммарная установленная мощность ВИЭ с учетом существующих источников возрастет на 11% и составит 2,9 МВт (таблица 3.7.5).

Выработка электроэнергии ВИЭ в соответствии с намеченными вводами мощности в 2024 г. оценивается в 2,5 млн кВт·ч (таблица 3.7.6).

Таблица 3.7.5. Перспективная динамика суммарной установленной мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					
	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024
ВИЭ, всего, в том числе:	2561	2886	2886	2886	2886	2886
ветроэлектростанции	940	940	940	940	940	940
солнечные электростанции	1621	1946	1946	1946	1946	1946

Таблица 3.7.6 – Перспективная динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, млн кВт·ч

Тип ВИЭ	Год					
	2019 (факт)	2020	2021	2022	2023	2024
ВИЭ, всего, в том числе:	1,83	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
ветроэлектростанции	0,43	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
солнечные электростанции	1,4	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7

3.8 Потребность электростанций и котельных в топливе

Основными видами топлива на тепловых электростанциях является природный газ средневилюйского месторождения (ЦРЭС) и каменный уголь южно-якутского угольного бассейна (ЮЯРЭС). Текущее потребление природного газа на ТЭС оценивается на уровне 1 302 тыс.т.у.т., попутного газа 337 тыс. т.у.т., каменного угля – 1 375 тыс.т.у.т. Прогноз потребления топлива составлен на базе прогнозов выработки электрической и тепловой энергии электростанциями с учетом пиковых котельных в их составе, предоставленных генерирующими компаниями.

Ожидаемый объем потребления каменного угля на электростанциях оценивается на уровне 1,46 – 1,48 млн. т.у.т. в год с незначительным ростом потребления до 1,48 млн.т.у.т. угля в 2024 г. (рис.3.8.1).

В прогнозируемом периоде ожидается небольшой рост объема потребления электростанциями природного и попутного газов на уровне от 1,55 млн. т.у.т до 1,66 млн. т.у.т. Объем потребления природного газа к 2024 г. по данным генерирующих компаний будет составлять величину 1,22 млн.т.у.т., при этом объем потребления попутного газа вырастет с 0,34 млн. т.у.т. в 2019 году до 0,45 млн. т.у.т. в 2024 году.

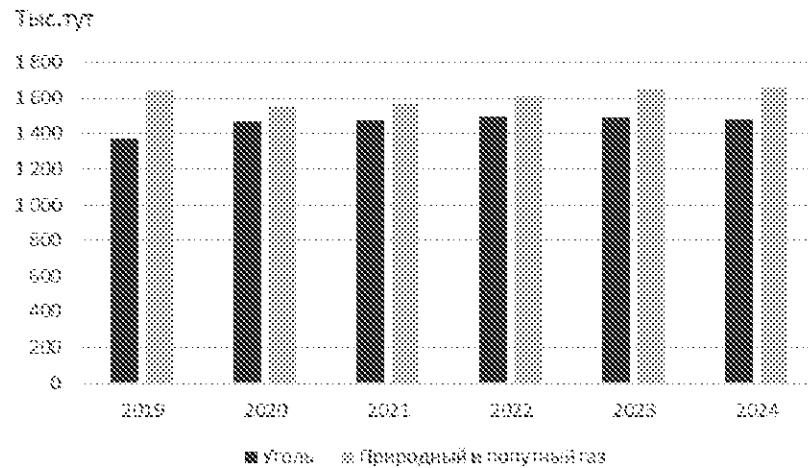


Рисунок 3.8.1. Прогноз ожидаемого потребления каменного угля, природного и попутного газа на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия)

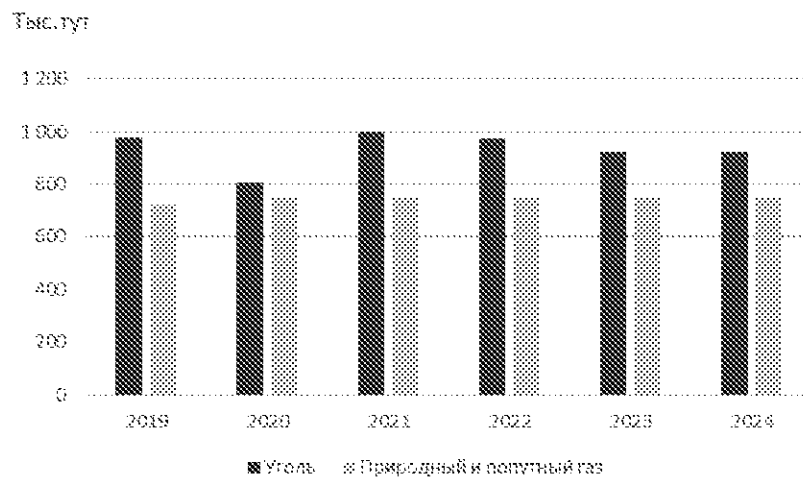


Рисунок 3.8.2. Прогноз ожидаемого потребления каменного угля, природного и попутного газа на котельных энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Текущее потребление природного угля на котельных оценивается на уровне 0,979 млн.т.у.т., природного и попутного газа 0,721 млн. т.у.т.

Ожидаемый объем потребления каменного угля на котельных оценивается в 2020 году на уровне 0,806 млн. т.у.т. в год, с ростом потребления до 0,923 млн.т.у.т. угля в 2024. (рис.3.8.2).

Объема потребления природного и попутного газа в период 2020-2024 годы котельными стабилизируется на уровне 0,73 млн. т.у.т. (рис.3.8.2).

Среди автономных источников энергии крупными потребителями природного газа являются мощности ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЯТЭК» и введенные ГТУ-ТЭЦ на Чаяндинском месторождении (ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»). Крупными потребителями дизельного топлива являются АО «Сахаэнерго», ОАО «Эльгауголь», ПАО «АК АЛРОСА», ООО «Якутская генерирующая компания».

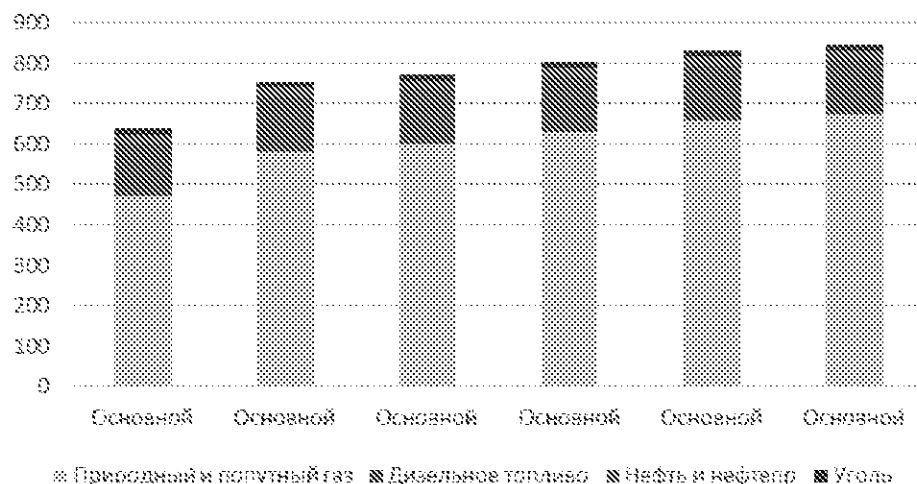


Рисунок 3.8.3. Прогноз потребления топлива автономными тепловыми электростанциями крупных предприятий.

Текущее потребление в 2019 г. 0,638 млн. т.у.т., в т.ч. природного и попутного газа - 0,47 млн. т.у.т., дизельного топлива - 0,133 млн. т.у.т., нефти и нефтепродуктов – 0,02 млн. т.у.т., угля – 0,015 млн. К 2024 г. ожидается значительный рост потребления природного и попутного газа до 0,673 млн. т.у.т. в год. По остальным видам топлива потребление останется на уровне 2019 г. Незначительный прирост по нефти. Суммарное потребление топливных ресурсов на автономных тепловых электростанциях республики в 2024 г. ожидается на уровне 0,85 млн. т.у.т. Основной прирост обусловлен вводом двух ГТУ-ТЭЦ при разработке Чаяндинского НГКМ.

3.9 Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия) с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

Схема теплоснабжения объекта согласно статье 2 Федерального закона «О теплоснабжении» – это документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Необходимость разработки схем теплоснабжения городов (поселений) определена Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (в ред. от 29.07.2018). Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения. Порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 (в ред. от 16.03.2019).

По данным Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) на конец 2017 года разработаны и утверждены схемы теплоснабжений городских округов и всех поселений муниципальных образований Республики Саха (Якутия).

Наиболее крупной системой теплоснабжения Республики Саха (Якутия), по которой разработана схема теплоснабжения, является схема теплоснабжения Якутска. В городском округе «Город Якутск» преобладает централизованное теплоснабжение от когенерационных источников электрической и тепловой энергии, а также от муниципальных, государственных и ведомственных котельных. Планируется создание единого теплосетевого предприятия города.

Схемой теплоснабжения городского округа «Город Якутск» до 2032 года, утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска от 03.03.2014 № 34п и актуализированной версией на 2020 г., утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска от 28.06.2019 № 182п, учитывается:

- строительство 2-ой очереди ЯГРЭС Новая к 2024 г;
- ввод в эксплуатацию пиковой водогрейной котельной ЯГРЭС, 2019 г.;
- реконструкция котельной 106 кв. г. Якутска с переводом в разряд центрального теплового пункта и консервацией оборудования, 2017-2024 гг.;
- реконструкция котельной «Лермонтова 200» в период с 2019 по 2026 г;
- реконструкция котельной «Цомид» в 2020 г.;
- реконструкция котельной «Чернышевского, 60» (24 МВт) с переключением потребителей котельной «3 школа», 2019-2020 г;
- строительство/реконструкция котельной «4 квартал», 2020-2022 гг.;
- техническое перевооружение котельной «СМУ-16», 2021 г.;
- строительство БМК «Борисовка», 2020-2021 гг.;
- строительство котельной «Радиоцентр» (20 МВт), 2021-2023 гг.;
- реконструкция котельной «Покровский тракт 4 км» с переключением потребителей котельных «ЯПАП-1», «ЯМРО СХТ», «Красильникова 9», 2019-2022 г.;
- строительство квартальной котельной в квартале 68 с последующим переключением объектов квартала 68, имеющих индивидуальные источники теплоснабжения, 2022 г.;
- строительство блочно-модульной котельной «Холбос» (2,1 МВт), 2020 г;
- строительство блочно-модульной котельной «Школа-интернат» (2,1 МВт), 2020-2021 г.;
- реконструкция котельной «Абырал», 2017-2019 гг.;
- строительство котельной «Деткомбинат», 2020 г.;
- реконструкция котельной «Школа» в с. Хатассы;
- реконструкция котельной «КДИ», 2019 г.;
- строительство котельной «Квартальная» в блочно-модульном исполнении, мкр. Кангалассы;
- реконструкция котельной «СВК» в с. Хатассы;
- реконструкция котельной «ТКСШ» в с. Тулагино;
- реконструкция котельной «Кильдямцы» в с. Тулагино.

С учетом строительства Якутской ГРЭС Новая и продолжения эксплуатации существующих источников теплоснабжения основная часть мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений путем строительства центральных тепловых пунктов и ликвидацию убыточных котельных с целью рационального использования свободных мощностей

существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

Проводится работа по актуализации схем теплоснабжения муниципальных образований, разработанных в 2014-2015 годах в соответствии с данными генеральных планов, документов территориального развития поселений, инвестиционными программами предприятий сферы ЖКХ.

3.10 Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Республики Саха (Якутия)

Для обеспечения перспективной потребности в тепловой энергии в республике в рассматриваемый период производство тепла возрастет с 15,4 млн Гкал в 2019 г. до 15,9 млн. Гкал в 2024 г. Увеличение производства тепловой энергии в 2024 г. составит 3,2 % по сравнению с уровнем 2019 г. Уровень потерь тепловой энергии при этом незначительно снизится с 20,3% в 2019 г. до 19,8% в 2024 г.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2024 г. по типам источников приведена в таблице 3.10.1.

Таблица 3.10.1. Прогноз производства тепловой энергии в республике, млн Гкал

Показатель	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	15,56	15,67	15,75	15,81	15,88
электростанции	4,60	4,67	4,67	4,66	4,69
котельные	10,58	10,61	10,7	10,77	10,82
электробойлерные	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
ТУУ и прочие	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Источник: данные компаний; оценки авторов.

За рассматриваемый период в структуре производства тепловой энергии в республике предполагаются некоторые изменения. Производство тепла электростанциями региона в период с 2019 до 2024 гг. увеличится на 2,8%, при этом доля тепловой энергии, производимой на теплоутилизационных установках, будет держаться на уровне 0,07%.

Доля производства тепловой энергии котельными увеличится с 68,0% в 2019 г. до 68,1% в 2024 г. При этом доли производства тепловой энергии электробойлерных, теплоутилизационных установок и прочих источников энергии в общей структуре производства составят 2,0% и 0,4% соответственно.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2024 г. представлена на рисунке 3.10.1.

Для рассмотрения предложений по модернизации крупных систем теплоснабжения муниципальных образований республики в таблице 3.10.2 представлен более детальный прогноз на период до 2024 г. производства тепловой энергии электростанциями крупных генерирующих компаний.

Основным мероприятием по модернизации системы централизованного теплоснабжения г. Якутска является вывод мощностей на Якутской ГРЭС. Вывод мощностей Якутской ГРЭС начался в 2018 г., в итоге к концу рассматриваемого периода установленная тепловая мощность станции составит 361 Гкал/ч.

Ввод в эксплуатацию первой очереди Якутской ГРЭС-2 и пиковой водогрейной котельной на площадке Якутской ГРЭС позволит покрыть возможный дефицит мощности в связи с закрытием теплоисточников. Кроме того, переключение тепловой нагрузки потребителей потребует значительной перестройки и модернизации тепловых сетей, основная часть мероприятий направлена на оптимизацию и модернизацию сетевых сооружений путем строительства центральных тепловых пунктов и ликвидации убыточных котельных с целью рационального использования свободных мощностей, существующих (строящихся) источников теплоснабжения. Переоборудование котельных в источники комбинированной выработки не предусматривается.

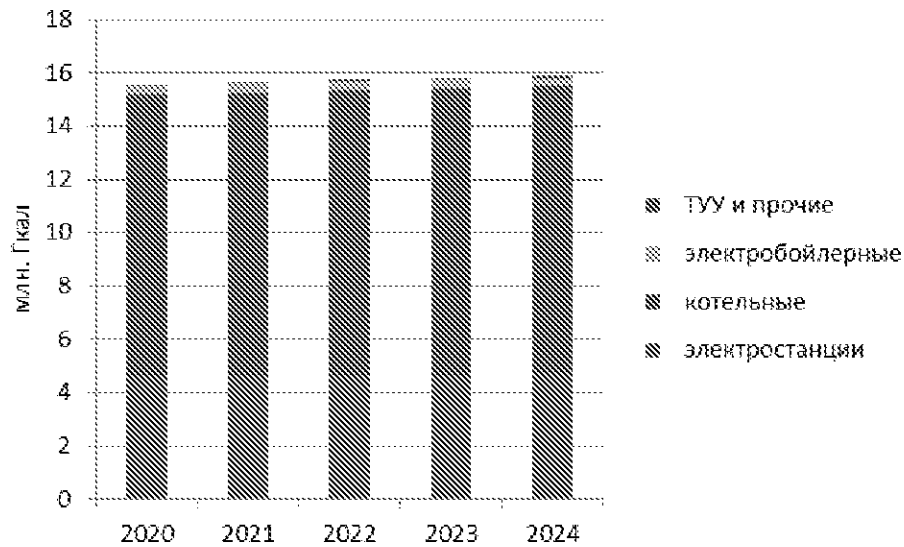


Рисунок 3.10.1. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2024 г.

Таблица 3.10.2. Прогноз производства тепловой энергии на электростанциях крупных генерирующих компаний республики, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Производство тепловой энергии электростанциями, всего	4601,7	4671,4	4669	4663,1	4688,2
в том числе:					
ПАО "Якутскэнерго"	2581,5	2606,1	2619,8	2631,0	2656,1
ЯТЭЦ	873,3	873,3	881	886	886
ЯГРЭС	951,5	961,5	966,5	969,5	969,5
ЯГРЭС Новая	756,7	771,3	772,3	775,5	800,6
АО "Сахаэнерго"	54	56	56	58	58
АО "ДГК"	1915,7	1958,8	1942,7	1923,6	1923,6
Нерюнгринская ГРЭС	1672,6	1723,1	1715,1	1705,5	1705,5
Чульманская ТЭЦ	243,1	235,7	227,6	218,1	218,1
ГТУ ТЭЦ Чайандинское НГКМ	50,5	50,5	50,5	50,5	50,5

Источник: данные компаний, оценка авторов.

Вышеописанная модернизация систем теплоснабжения муниципальных образований республики влечет за собой изменения установленной тепловой мощности источников республики. В 2019 г. выводится 187 Гкал/ч тепловой мощности на ЯГРЭС.

В настоящий момент рассматриваются варианты газификации Чульманской ТЭЦ, либо строительства новой водогрейной котельной на газовом топливе мощностью 150 Гкал/ч. Вместе с тем, решения по газификации п. Чульман в Генеральной схеме газоснабжения и газификации Республики Саха (Якутия) в настоящее время отсутствуют. При корректировке данной схемы необходимо учитывать планы по строительству новой газовой котельной с 2024 года.

Для теплоснабжения поселка Депутатский используются три источника тепловой энергии: ТЭЦ п. Депутатский и две модульные котельные.

Основным поставщиком тепловой энергии в поселке Депутатский являются Янские электрические сети АО «Сахаэнерго». ТЭЦ поселка Депутатский современная автоматизированная теплоэлектростанция, работающая в изолированной энергосистеме с большой теплофикационной нагрузкой. В процессе эксплуатации ТЭЦ выявлены недостатки, обусловленные ошибками на стадии проектирования. Рассматривается вопрос о строительстве/реконструкции источника тепловой энергии.

Согласно схеме теплоснабжения п. Депутатский, разработанной в 2014 г. ООО "ГарантЭнергоПроект" (г. Вологда), рассматривается вариант строительства двухконтурной водогрейной котельной с применением нефти в качестве котельно-печного топлива. В период 2020-2024 гг. планируется перевод тепловых нагрузок с ТЭЦ на водогрейную котельную на нефти, покрытие электрической нагрузки выбывшей ТЭЦ будет обеспечено существующей ДЭС. Установленная мощность котельной - 40 Гкал/ч (водогрейные котлы КВ-ГМ-10-150, 4 штуки), годовой объем производства тепловой энергии - 67,7 тыс.Гкал. Существующая ТЭЦ п. Депутатский выводится из эксплуатации, консервируется и сохраняется как резервный источник тепловой энергии.

3.11. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований республики

Протяженность тепловых сетей в республике в 2018 г. составила 4456,8 км, в 2019 г. оценивается в 4460,1 км, причем 83,7% из них распределительные сети диаметром до 200 мм. Согласно статистическим данным (формы Росстата 1-ТЕП) износ тепловых сетей в 2018 г. не превысил 11,6%, в действительности фактический уровень износа выше.

Основная доля эксплуатируемых тепловых сетей принадлежит ГУП «ЖКХ РС (Я)» (свыше 44%) и АО «Теплоэнергосервис» (свыше 11%). При этом износ тепловых сетей по данным теплоснабжающих компаний составляет у ГУП «ЖКХ РС (Я)» – 12%, АО «Теплоэнергосервис» – 35%.

Данные по протяженности тепловых сетей различной ведомственной принадлежности представлены в таблице 3.11.1.

Таблица 3.11.1. Протяженность тепловых сетей (состояние 2019 г.)

Предприятие, ведомство	Протяженность тепловых сетей, км		
	всего	из них:	
		магистральные	внутриквартальные
ПАО «Якутскэнерго»	239,6	83,3	156,3
АО «Сахаэнерго»	16,7	3,2	13,5
ОАО «ДПК»	13,4		
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	1961,1	165	1796,1
АО «Теплоэнергосервис»	509,8	88,6	421,2
АО «Теплоэнергия»	150,7	44,3	106,4
АК «АЛРОСА» (ПАО)	77,6	12,4	65,2
ООО «ПТВС»	280,2	63,6	216,6
ООО «Ленское ПТЭС»	101,1	3,5	97,6
АО «ДСК»	15,7	4,7	11
ФКП «Аэропорты Севера»	16	1,2	14,8
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	63,5	2,7	60,8
Прочие ведомства*	1011,4	234	771
Всего	4456,8	706,5	3730,5

Источник: данные предприятий (приложения к разделу 2.1, 2.2, 2.3, 2.9, 2.11, 2.12, 2.14, 2.15, 2.16, 2.20, 2.24, 2.32)

* Оценка авторов

Прокладка тепловых трасс во многих районах республики надземная, тепловая изоляция трубопроводов выполнена минватой, теплоизоляционными полотнами ПСХТ. Изоляция на некоторых участках находится в неудовлетворительном состоянии, что приводит к дополнительным тепловым потерям в сетях. Деревянные короба, в которые уложены некоторые трубопроводы с изоляцией из древесной стружки, подвергаются воздействию атмосферных осадков, что является негативным фактором.

Все это свидетельствует о том, что теплосетевое хозяйство республики требует особого внимания и значительных капиталовложений в модернизацию существующих тепловых сетей и в строительство новых теплотрасс от новых источников теплоснабжения.

Объемы перекладки тепловых сетей, необходимые для поддержания нормального их функционирования, представлены в таблице 3.11.2.

Увеличение протяженности тепловых сетей к 2024 г. составит около 1,7%, однако данные приведены без учета их строительства для новых источников теплоснабжения промышленных предприятий. В связи с отсутствием достоверной информации о размещении источников теплоснабжения на промплощадках остается невозможным оценить примерную протяженность тепловых сетей. По предоставленной информации компаниями-собственниками тепловых сетей (ПАО «Якутскэнерго, АО «Теплоэнергосервис», ГУП «ЖКХ РС(Я)», АО «Теплоэнергия», ООО «ПТВС», АО «Намкоммунтеплоэнерго» и др.) в период с 2020 по 2024 гг. строительство новых тепловых сетей составит 81,7 км, модернизация существующих тепловых сетей – 116,1 км. В соответствии с представленной динамикой замены тепловых сетей уровень износа возрастет до 14,0 %.

Таблица 3.11.2. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на 5-летний период

Показатель	Год				
	2020	2021	2022	2023	2024
Протяженность тепловых сетей, км, всего	4463,2	4500,9	4509	4528,8	4533,7
Строительство новых тепловых сетей, км	41,63	8,14	19,76	4,98	7,18
в том числе:					
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	26,24	5,46	19,51	1,97	7,18
АО «Теплоэнергия»	2,93	0,89	0,25	0,01	
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	5,58	1,59		2,5	
ПАО «Сургутнефтегаз»	1,77	0,2		0,5	
АО «Теплоэнергосервис»	2,11				
Модернизация существующих тепловых сетей, км	24,54	22,6	26,21	22,06	20,66
в том числе:					
ПАО «Якутскэнерго»	5,07	4,43	5,25	5,12	5,08
АО «Сахаэнерго»	1,29	1,5	1,5	1,5	1,5
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	1,41				
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	0,3	0,37	0,76	0,05	
ООО «ПТВС»	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14
АО «Теплоэнергосервис»	4,29	2,52	6,52	3,21	1,9
АО «ДСК»		1,6			
АО «Аэропорт Якутск»	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Износ тепловых сетей, %	12,4	12,6	13,1	13,5	14,0

Источник: данные предприятий (приложения к разделу 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.9, 2.11, 2.12, 2.14, 2.15, 2.16, 2.24, 2.32)

В связи с этим необходимо рекомендовать энергоснабжающим предприятиям при разработке и актуализации программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

3.12. Формирование перечней объектов электросетевого хозяйства 35 кВ и выше, планируемых к вводу до 2024 года

Сводные перечни мероприятий по развитию электросетевого хозяйства 35 кВ и выше в период 2020-2024 годы разработаны в соответствии со следующими данными:

схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28 февраля 2019 г. № 174;

технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС»;

расчетов режимов работы основной электрической сети, выполненных в разделе 3.2.1 настоящей СиПР;

перечня электросетевых объектов, направленных на устранение «узких мест», приведенного в разделе 3.2.3 настоящей СиПР;

перечня мероприятий, предусмотренных Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА);

перечня мероприятий, предусмотренных актами расследований причин аварий;

предложений ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС».

Реализация мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) позволит:

исключить «узкие места» в энергосистеме, связанные с недопустимыми отклонениями параметров электроэнергетических режимов от области допустимых значений;

обновить электросетевое хозяйство республики, имеющее высокий процент физически и морально устаревшего оборудования;

снизить аварийность в электрических сетях;

обеспечить высокую надежность электроснабжения существующих потребителей, а также возможность подключения новых крупных потребителей.

Оценка прогнозных объемов капитальных вложений в сооружение/ модернизацию/ реконструкцию объектов электросетевого хозяйства выполнена с разбивкой по собственникам. Стоимость объектов электросетевого хозяйства, отсутствующая в ИП сетевых организаций, принята в соответствии с Укрупненными нормативами цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденными приказом Минэнерго России от 17.01.2019 № 10. Перевод в цены 2020 осуществлен с применением индекса 1,151278596 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05.05.2016 № 380.

3.12.1 Перечень объектов, планируемых к вводу в период 2020-2024 годы, в соответствии с СиПР ЕЭС России и ТУ на ТП энергопринимающих устройств

В таблице 3.12.1.1 приведен сводный перечень мероприятий по реконструкции/ модернизации/ сооружению объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше Республики Саха (Якутия) в соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы и ТУ на ТП энергопринимающих устройств.

Таблица 3.12.1.1. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) в соответствии с СиПР ЕЭС России и ТУ на ТП энергопринимающих устройств

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
1. Мероприятия по реконструкции существующих/строительству новых объектов						
ЗРЭС (Западный район электроэнергетической системы РС(Я))						
1	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олёкминск – КС-2	2х24,6 км 2х10 МВА	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	876,81	ТУ на ТП
2	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА	25 МВА	2020	МИиЗО РС(Я)	354,7	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
3	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар	9 Мвар	2020			СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
4	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 50 МВА	2х25 МВА	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	981,7	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
5	Строительство заходов от существующей ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1	2х6,2 км			519,9	
6	Газопоршневая электростанция АО «РНГ» на 12,36 МВт	12,36 МВт	2020	АО «РНГ»	-	ТУ на ТП
7	Строительство ПС 110 кВ Маччоба с установкой двух трансформаторов 110/35/20 кВ мощностью 16 МВА	2х16 МВА	2021	ООО «Саханефть»	713,63	ТУ на ТП
8	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Л-135 (Районная – Интернациональная) и ВЛ 110 кВ Л-136 (Районная – Интернациональная) до ПС 110 кВ Маччоба с образованием ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 1 с отпайкой на ПС Маччоба и ВЛ 110 кВ Районная – Интернациональная № 2 с отпайкой на ПС Маччоба	1 км 1,2 км			33,61	
9	Строительство ПП 220 кВ Нюя	-	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	1170,7	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
10	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1, №2 с отпайкой на ПС НПС-11 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Нюя	4х1 км				
11	Строительство ПС 220 кВ Чайнда трансформаторной мощностью 126 МВА	2х63 МВА				
12	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя – Чайнда I цепь, II цепь	2х74,5 км				
13	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью 12 МВт каждая	72 МВт				
14	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с установкой шести трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	6х16 МВА	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	1384,32	ТУ на ТП	
15	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чайнда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2х0,5 км	2х0,5 км				
16	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА	2х40 МВА				
17	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 №1, №2	-				
18	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	81 Мвар				2022

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
				«Якутскэнерго»		2020-2026 годы
ЦРЭС						
19	Строительство ПС 110 кВ Марха	32 МВА, 2х0,3 км	2020	ПАО «Якутскэнерго»	921,07	ТУ на ТП
20	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА	2х10 МВА	2020	ПАО «Якутскэнерго»	482,59	ТУ на ТП
21	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками до ПС 110 кВ Судоверфь с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая - Кангалассы с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками				132,53	
22	Строительство ПС 110 кВ Нежданинская с УШР и БСК	2х25 МВА 25 Мвар 3х10 Мвар	2022	АО «Южно-Верхоянские Энергосети»	1121,75	ТУ на ТП
23	Строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская	261 км	2022		4450,69	ТУ на ТП
24	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на одну линейную ячейку, Реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Чурапча с заменой в линейных ячейках КВЛ 110 кВ Майя – Чурапча, Чурапча – Ытык-Кель и в ячейке ОВ-110 трансформаторов тока	1 ячейка 110 кВ	2022	ПАО «Якутскэнерго»	46,99	ТУ на ТП
ЮЯРЭС						
25	Строительство ПС 110 кВ КС-4	2х10 МВА	2020	АО «ДРСК»	529,09	ТУ на ТП
26	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 - КС-4	2х7 км			264,05	
27	Реконструкция ПС 110 кВ Дежнёвская с заменой двух трансформаторов 110/6,6/6,3 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора мощностью 25 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 18 МВА)	2х25 МВА	2020	АО «Горно-обогатительный комплекс "Денисовский»	179,84	ТУ на ТП
28	Сооружение двухцепной ответвительной ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л -114 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ) и ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л -115 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ) до ПС 110 Комсомольская	2х5 км	2020		119,93	ТУ на ТП
29	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская	2х16 МВА			566,74	
30	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь в ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 17,6 км (2х8,8 км), строительство ПП 220 кВ Нагорный	2х8,75 км	2021	ПАО «ФСК ЭЭС»	962,8	СИПР ЭЭС России на 2020-2026 годы, ТУ на ТП
31	Строительство ПС 220 кВ КС-5 трансформаторной мощностью 20 МВА	2х10 МВА		АО «ДРСК»	439,02	
32	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Нагорный	2х0,05			3,5	
33	Строительство ПС 220 кВ Налдинская	2х63 МВА	2021	ПАО «ФСК ЭЭС»	1753,70	СИПР ЭЭС России на 2020-2026 годы
34	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Налдинская	2х6,9 км		ПАО «ФСК ЭЭС»	412,49	

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
35	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Томмот со строительством заходов на ПС 220 кВ НПС-19	ВЛ 337 км КЛ 0,28 км	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	566,31	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
36	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с увеличением трансформаторной мощности и установкой средств компенсации реактивной мощности	125 МВА, 4хБСК-25 Мвар	2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	17390	СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы
37	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №2	1х272 км				
38	Строительство ПС 110 кВ Тимир	16 МВА	2023	ОАО ГМК «Тимир»	334,35	ТУ на ТП
39	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	1х7 км			119,16	

3.12.2 Перечень мероприятий, необходимых для устранения «узких мест» в энергосистеме

В таблице 3.12.2.1 приведен сводный перечень мероприятий по устранению «узких мест» электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов.

Таблица 3.12.2.1. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия), предусмотренных для устранения «узких мест»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
1	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) и ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск) на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	-	2020	МИИЗО РС(Я), МЖКХ и Э РС(Я)	0,76	Расчет электроэнергетических режимов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА.	25 МВА	2020	МИИЗО РС(Я), МЖКХ и Э РС(Я)	354,7	Расчет электроэнергетических режимов
3	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 9 Мвар	9 Мвар	2020			Расчет электроэнергетических режимов
4	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	81 Мвар	2022	ПАО «Якутскэнерго»	809,6	Расчет электроэнергетических режимов

3.12.3 Перечень мероприятий, предусмотренный Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА)

В таблице 3.12.3.1 приведен перечень мероприятий, предусмотренный Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА).

Таблица 3.12.3.1. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия), предусмотренный Технико-экономическим обоснованием создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (ТЭО РЗА)

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
ПС 220 кВ Олекминск						
1	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск))	ФОЛ	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
2	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-245 (Олекминск – НПС-13))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
3	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Олекминск)	УТМ	2020		5,722	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
ПС 220 кВ Сунтар						
4	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск))	АЛАР	2020	МИИЗО РС(Я), МЖКХ и Э РС(Я)	2,950	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
5	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск))	АПВ УС	2020		0,066	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
6	Микропроцессорное устройство защиты (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	АПВ УС	2020		0,066	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
7	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
8	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
9	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск))	ПРД/ПРМ	2020	МИИЗО РС(Я), МЖКХ и Э РС(Я)	4,799	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
10	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	ПРД	2020		2,822	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
11	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-242 (Сунтар – Олекминск))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
12	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
13	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Сунтар)	УТМ	2020		5,722	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
ПС 220 кВ НПС-13						

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
14	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-245 (Олекминск – НПС-13))	ФОЛ	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
15	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
16	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-13)	УТМ	2020		5,722	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
Каскад Вилуйских ГЭС 1, 2						
17	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Каскад Вилуйских ГЭС 1, 2)	УОГ	2020	ПАО «Якутскэнерго»	0,832	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
18	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМНР	2020		0,066	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
19	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал))	ПРД	2020	ПАО «Якутскэнерго»	2,822	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
20	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал))	ПРД	2020		2,822	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
21	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
22	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
23	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная)) (ВОЛС)	ПРД/ПРМ	2020		4,799	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
24	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная))	ПРД/ПРМ	2020		4,799	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
ПС 220 кВ Айхал						
25	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (шины 220 кВ)	УОН	2020	ПАО «Якутскэнерго»	0,832	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
26	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал))	ПРМ	2020	ПАО «Якутскэнерго»	3,035	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
27	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал))	ПРМ	2020		3,035	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
28	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6))	ПРД	2020		2,822	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
29	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6)	ПРД	2020		2,822	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
30	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-203 (КВГЭС – Айхал))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
31	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-208 (КВГЭС – Айхал))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
32	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
33	Организация канала связи по ВЧ ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6)	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
ПС 220 кВ ГПП-6						
34	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (шины	УОН	2020	ПАО	0,832	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства	
	220 кВ)			«Якутскэнерго»			
35	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики	АОСН	2020		0,832	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
36	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6))	ПРМ	2020		ПАО «Якутскэнерго»	3,035	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
37	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6)	ПРМ	2020			3,035	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
38	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6))	ВЧ	2020			11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
39	Организация канала связи по ВЧ ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6)	ВЧ	2020	11,352		I этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
ПС 220 кВ Городская							
40	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская))	ФОЛ	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
41	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
42	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
43	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
44	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Городская)	УТМ	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	5,722	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
ПС 220 кВ НПС-12							
45	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ФОЛ	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
46	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-247 (Городская – НПС-12))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
47	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-248 (Городская – НПС-12))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
48	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1)	ДМ	2020		0,066	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
49	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ НПС-12)	УТМ	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	5,722	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
ПС 220 кВ Районная							
50	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ПС 220 кВ Районная)	АПНУ	2020	ООО «ЯЭСК»	9,102	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
51	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
52	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-232 (Районная – Городская))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	
53	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ	

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
54	Преобразователь измерительный активной и реактивной мощности (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	ДМ	2020	ООО «ЯЭСК»	0,066	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
55	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	ПРМ	2020		3,035	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
56	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская)) (ВОЛС и ВЧ)	ПРМ	2020		3,035	I, II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
57	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар))	ВЧ	2020		11,352	I этап ТЭО РЗА ЯРДУ
58	Организация канала связи по ВЧ и ВОЛС (ВЛ 220 кВ Л-231 (Районная – Городская))	ВЧ, ВОЛС	2020		11,352	I, II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
59	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВОЛС ВЛ 220 кВ Л-202 (КВГЭС – Районная))	ПРД/ПРМ	2020		4,799	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
60	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ((ВЛ 220 кВ Л-201 (КВГЭС – Районная))	ПРД/ПРМ	2020		4,799	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
61	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ Районная)	УТМ	2020		5,722	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
ПС 220 кВ КС-1						
62	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ФОЛ	2020	ПАО «ФСК ВЭС»	4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
63	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ФОЛ	2020		4,551	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
64	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ПРД/ПРМ	2020	ПАО «ФСК ВЭС»	4,799	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
65	Устройство передачи аварийных сигналов и команд (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ПРД	2020		2,822	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
66	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12)	ВЧ	2020		11,352	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
67	Организация канала связи по ВЧ (ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13)	ВЧ	2020		11,352	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
68	Устройство телемеханики (ПС 220 кВ КС-1)	УТМ	2020		5,722	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
ПС 110 кВ Табага						
69	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цепь)	АОПО	2020	ПАО «Якутскэнерго»	5,899	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
Якутская ГРЭС Новая						
70	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (Якутская ГРЭС Новая)	УОГ	2020	АО «Якутская ГРЭС-2»	0,832	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
71	Система мониторинга переходных процессов (Якутская ГРЭС Новая)	СМНР	2020		0,066	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
Нерюнгринская ГРЭС						
72	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында I цепь)	АЛАР	2020	АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС	2,950	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
73	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь)	АЛАР	2020		2,950	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
74	Система мониторинга переходных процессов (шины 220 кВ)	СМНР	2020		0,066	II этап ТЭО РЗА ЯРДУ
75	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики 1АТ, 2АТ Нерюнгринской ГРЭС	АОПО	2022		5,899	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
76	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь)	АЛАР	2022		2,950	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
77	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь)	АЛАР	2022		2,950	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
78	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
79	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
ПС 220 кВ НПС-18						
80	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	ПРД/ПРМ	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
81	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
82	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
83	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
ПС 220 кВ Нижний Куранах						
84	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Лебединый – Нижний Куранах с отпайками)	АЛАР	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	2,950	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
85	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1	ПРД/ПРМ	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
86	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
87	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
88	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
89	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
90	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
ПС 220 кВ НПС-15						
91	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ	ПРД/ПРМ	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
	Нижний Куранах – НПС-15 №1					
92	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
	ПС 220 кВ Томмот					
93	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	ПРД/ПРМ	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
94	Устройство передачи аварийных сигналов и команд ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цепь	ПРД/ПРМ	2022		4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
	Чульманская ТЭЦ					
95	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр)	АЛАР	2022	АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС	2,950	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
96	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми)	АЛАР	2022		2,950	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
97	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики (ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь)	АЛАР	2022		2,950	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
98	Микропроцессорный комплекс локальной противоаварийной автоматики ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь	АЛАР	2022		2,950	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
	ПС 220 кВ Хани					
99	УПАСК по ВОЛС (передатчик) (ВЛ 220 кВ Юктали – Хани)	ПРД/ПРМ ВОЛС		ПАО «ФСК ЕЭС»	4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
100	УПАСК по ВОЛС (передатчик) (ВЛ 220 кВ Хани – Лопча)	ПРД/ПРМ ВОЛС		ПАО «ФСК ЕЭС»	4,799	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
101	Цифровое устройство передачи команд РЗ и ПА по ВЧ каналу (ПРМ/ПРД ВЧ) (ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь)	ПРД ВЧ		ПАО «ФСК ЕЭС»	2,822	ТЭО ОЗ Амурского РДУ
102	Цифровое устройство передачи команд РЗ и ПА по ВЧ каналу (ПРМ/ПРД ВЧ) (ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь)	ПРМ ВЧ		ПАО «ФСК ЕЭС»	2,822	ТЭО ОЗ Амурского РДУ

3.12.4 Перечень мероприятий, предусмотренный актами расследований причин аварий в электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия)

В таблице 3.12.4.1 приведен перечень мероприятий, предусмотренный актами расследований причин аварий в электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия).

Таблица 3.12.4.1. Мероприятия по развитию электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия), предусмотренные актами расследований причин аварий в электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия)

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
ПС 220 кВ Нижний Куранах						
1	Микропроцессорное устройство защиты В-110 ВЛ Лебединый и ОВ-110 (ТАПВ с контролем (улавливанием) синхронизма или несинхронного АПВ)	АПВ УС	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	0,066	АКТ № 14 Расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2019 года (субъект)
ПС 110 кВ Лебединый						
2	Организация измерения напряжения на ЛЭП, необходимого для функционирования алгоритма ТАПВ с контролем (улавливанием) синхронизма или несинхронного АПВ в комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Лебединый – Юхта и комплекте РЗА ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками	АПВ УС	2020	АО «ДРСК»	-	АКТ № 14 Расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2019 года (субъект)
Чульманская ТЭЦ						
3	Микропроцессорное устройство защиты ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками (ТАПВ с контролем (улавливанием) синхронизма или несинхронного АПВ)	АПВ УС	2020	АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС	0,066	АКТ № 14 Расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2019 года (субъект)
4	Микропроцессорное устройство защиты ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатымы с отпайками (ТАПВ с контролем (улавливанием) синхронизма или несинхронного АПВ)	АПВ УС	2020		0,66	АКТ № 14 Расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2019 года (субъект)
ПС 110 кВ Малый Нимныр						
5	Микропроцессорное устройство защиты В 110 Хатымы (ТАПВ с контролем (улавливанием) синхронизма или несинхронного АПВ)	АПВ УС	2020	АО «ДРСК»	0,066	АКТ № 14 Расследования причин аварии, произошедшей 16.08.2019 года (субъект)

№ п/п	Наименование мероприятия	Функции устройства	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб.	Обоснование необходимости строительства
ПС 220 кВ Сунтар						
6	Шкаф отбора напряжения на ВЛ 220 кВ ЛЛ-241 (Районная – Сунтар), ВЛ 220 кВ ЛЛ-242 (Сунтар – Олекминск)	ШОН	2020	МИЗО РС(Я), МЖКХ и Э РС(Я)	0,066	АКТ № 2 Расследования причин аварии, произошедшей 15.06.2019 года (субъект)
Светлинская ГЭС						
7	Система мониторинга переходных процессов (Светлинская ГЭС)	СМНР	2020	АО «Вилойская ГЭС-3»	0,066	Акт №2 расследования причин аварии, произошедшей 15.06.2019 года, комиссией ЛУ Ростехнадзора
ПС 220 кВ Олекминск						
8	Система мониторинга переходных процессов (ПС 220 кВ Олекминск)	СМНР	2020	ПАО «ФСК ЕЭС»	0,066	Акт №2 расследования причин аварии, произошедшей 15.06.2019 года, комиссией ЛУ Ростехнадзора

3.12.5 Перечень мероприятий по реализации основных фондов сетевых организаций с учетом их технического состояния (в соответствии с предложениями сетевых организаций)

В таблице 3.12.5.1 приведен перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 – 110 кВ Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации АО «ДРСК», в таблице 3.12.5.2 – перечень мероприятий по развитию электрической сети 0,4 – 10 кВ.

В таблице 3.12.5.3 приведен перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 3.12.5.1. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 – 110 кВ Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации АО «ДРСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Год ввода объекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
1	Реконструкция ВЛ-35 кВ Алексеевск – Укулан (Л-18) в части захода на ПС Промзона, протяженность 0,184 км	демонтаж 0,3 км АС-95	монтаж 0,184 км АС-95	2020	АО «ДРСК»	6,89	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 г.
2	Строительство ПС 35/10 кВ Промзона с трансформаторной мощностью 20 МВА	-	20 МВА	2020	АО «ДРСК»	295,37	
3	Строительство 2-х цепной ВЛ 35 кВ в габарите 110 кВ ПС 220 кВ Томмот- ПС 35 кВ Промзона, протяженность 5,133 км	-	5,133 км	2020	АО «ДРСК»	67,24	
4	Реконструкция ВЛ-35 кВ Промзона – Левобережная (Л-25) в двухцепную, протяженность 3,297 км	1 цепь, 3,297 км АС-95	2 цепи, 3,297 км АС-120	2021	АО «ДРСК»	48,6	Акт № 4 «Обследование технического состояния объекта ПС 35 кВ МПС».
5	Реконструкция ПС 35/6 кВ МПС с заменой КРУН 6 кВ -12 ячеек на КРУ 6 кВ - 16 ячеек	12 ячеек	16 ячеек	2021	АО «ДРСК»	34,4	
6	Модернизация ПС 110/35/10 кВ 24 км с установкой трансформаторов собственных нужд 35/0,4 кВ - 2 шт., демонтажем силовых трансформаторов ТМТ-6300/110 - 2 шт., демонтажем оборудования и металлоконструкций ОРУ-110 кВ, КРУН-10 кВ и оборудования ПС 110/35/6 кВ ТДЭС	110 кВ 16 МВА	35 кВ 0,1 МВА	2022	АО «ДРСК»	41,97	
7	Модернизация ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с установкой РП 35 кВ - 1 шт., устройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,05 км, демонтажем участков ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/6 ТДЭС до опоры № 32 протяженностью 3,2 км, и отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 – ТДЭС протяженностью 9,6 км	110 кВ 20 км АС-120	35 км 10,45 км АС-120	2022	АО «ДРСК»	5,96	
8	Модернизация ВЛ 35 кВ 24 км – Алексеевск с переустройством захода на ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ 24 км протяженностью 0,05 км и демонтажем ВЛ 35 кВ Алексеевск – ТДЭС протяженностью 1,2 км	демонтаж 1,2 км АС-120	монтаж 0,05 км АС-120	2022	АО «ДРСК»	0,98	
9	Модернизация ВЛ 35 кВ Алексеевск – Укулан с установкой реклоузера 35 кВ - 1 шт.	-	1 шт	2022	АО «ДРСК»	5,98	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 г.
10	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Алдан трансформаторной мощностью 32 МВА на 50 МВА	32 МВА	50 МВА	2024	АО «ДРСК»	730,01	Акт № 5 "Обследование технического состояния объекта ПС 110 кВ Алдан".

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Год ввода объекта	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
11	Техническое перевооружение ВЛ 35 кВ Восточная - В.Куранах с заменой провода и деревянных опор на металлические, монтажом грозотроса со встроенным оптическим кабелем, протяженность 14,7 км	дерево АС-120 14,7 км	металл АС-120, 14,7 км	2022-2025	АО «ДРСК»	342,577	Акт технического обследования от 12.01.2018 № 1, ФАО "ДРСК" "ЮЯЭС". Существующая ВЛ 35 кВ Восточная – Верхний Куранах (Л-5) введена в эксплуатацию в 1975 году. ВЛ выполнена проводом АС-120 на деревянных опорах, проходит в труднодоступной пересеченной местности, протяженность участков ВЛ с зауженной просекой составляет более 80% от всей протяженности. Срок эксплуатации ВЛ 43 года, к моменту выполнения реконструкции (2024 год) износ составит 100%. За период с 2015 по 2017 годы произошло 3 аварии, связанные с повреждением элементов деревянных опор. Так же реконструкция ВЛ предусматривает строительство ВОЛС, необходимой для дальнейшего развития сетей связи филиала в части увеличения пропускной способности. Существующая схема организации каналов связи и передачи данных филиала, организованная на арендуемом у АО «Транснефть» оборудовании связи, ограничена емкостью 20xЕ1 (40 Мбит/с), что не удовлетворяет существующим и в перспективе увеличивающимся требованиям к их пропускной способности

Таблица 3.12.5.2. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 0,4 – 10 кВ Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации АО «ДРСК»

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Наименование муниципального(ых) образования(ий) (городские округа, муниципальные районы (городские и сельские поселения)), на территории которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ПС № 12 Укулан с переводом на ПС 35/10 кВ Промзона, протяженность 0,468 км	Реновация основных фондов	Алданский район	2020	0,468 км
Реконструкция КЛ-10 кВ от ПС № 12 Укулан с переводом на ПС 35/10 кВ Промзона, протяженность 0,362 км	Реновация основных фондов	Алданский район	2020	0,362 км
Модернизация ЗТП-16 посредством замены на КТП блочного типа 2*0,63 МВА, заменой ячеек КСО 6 кВ - 8 шт., переустройством заходов 6/0,4 кВ, демонтажом здания ЗТП п. Нижний Куранах	Реновация основных фондов	Алданский район	2020	1,26 МВА
Модернизация ЗТП-3 посредством замены на КТП блочного типа 2*0,63 МВА, заменой ячеек КСО 6 кВ - 8 шт., переустройством заходов 6/0,4 кВ, демонтажом здания ЗТП п. Нижний Куранах	Реновация основных фондов	Алданский район	2020	1,26 МВА
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ г. Алдан для улучшения качества электроэнергии, замена провода АС на СИП, протяженность 2,019 км	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2022	2020 г. – 0,189 км, 2021 г. – 0,272 км, 2022 г. – 0,22 км
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно, всего	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	22,436 км, 0,075 МВА
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно, всего	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	7,929 км, 1,42 МВА
Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ ф. «Хлебозавод» г. Алдан Республика Саха (Якутия) с заменой трансформаторных подстанций КТП-100/6/0,4 в количестве 1шт., КТП-250/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 4 шт., КТП-630/6/0,4 в количестве 9 шт., КТП 2*630/6/0,4 в количестве 5 шт.; с установкой новых трансформаторных подстанций КТП-250/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП-630/6/0,4 в количестве 3 шт., КТП 2*630/6/0,4 в количестве 1 шт. и демонтажем трансформаторных подстанций КТП-250/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 2 шт., КТП-630/6/0,4 в количестве 3 шт.	Реновация основных фондов	Алданский район	2022	15,2 МВА
Реконструкция распределительных сетей 6 кВ ф. «Хлебозавод» г. Алдан Республики Саха (Якутия) с заменой деревянных опор на опоры из композитных материалов и ж/б, неизолированного провода на СИП	Реновация основных фондов	Алданский район	2022	12,767 км

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Наименование муниципального(ых) образования(ий) (городские округа, муниципальные районы (городские и сельские поселения)), на территории которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
протяженностью 12,767 км				
Реконструкция распределительных сетей 0.4 кВ ф. «Хлебозавод» г. Алдан Республики Саха (Якутия) с заменой деревянных опор на опоры из композитных материалов и ж/б, неизолированного провода на СИП протяженностью 29,95 км	Реновация основных фондов	Алданский район	2022	26,365 км
Установка трансформаторной подстанции № 10Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2024	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 11Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2024	0,4 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 4С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2024	0,4 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 5С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2024	0,4 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 8С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2024	0,4 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 9С КТП-2х250 кВА на КТП-2х250 кВА в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2024	0,5 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 7С КТП-630 кВА на КТП-630 кВА в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,63 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 7/1С КТП-250 кВА на КТП-250 кВА в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,25 МВА
Техническое перевооружение ВЛ-6 кВ ф. МПС от ПС № 7 МПС с заменой провода и опор - 9.8 км	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	9.8 км
Техническое перевооружение ВЛ-0.4 кВ ф. МПС от ПС № 7 МПС с заменой провода и опор - 10 км	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	10 км
Установка трансформаторной подстанции № 12Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 13Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 14Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 15Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,4 МВА

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Наименование муниципального(ых) образования(ий) (городские округа, муниципальные районы (городские и сельские поселения)), на территории которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
Установка трансформаторной подстанции № 16Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 17Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Реновация основных фондов	Алданский район	2020-2025	0,4 МВА

Таблица 3.12.5.3. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ и выше Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации ПАО «Якутскэнерго»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
1	Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ (монтаж ячейки на ОРУ 110 кВ для Л-131 - 1 шт., замена трансформатора 220 кВ 1АТ x 60 МВА на ТДН 110/6 кВ x 16 МВА с уменьшением мощности; реконструкция первой секции шин ОРУ 110 кВ - 1 компл.)	60 МВА	16 МВА	2020	ПАО «Якутскэнерго»	117,32	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика № 3 от 07.09.2013 г.; Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС "Фабрика-3" присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013 г.; Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017 г.
2	Реконструкция ПС 220/110/10 Мирный в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (монтаж ячейки на ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Мирный) (1 компл.)	-	1 ячейка 110 кВ	2020	ПАО «Якутскэнерго»	51,26	Акт обследования технического состояния от 07.08.2013 г.
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ КВГЭС-Айхал-Удачный. 3-й этап	7,891 км (деревянные опоры), АС-240	7,891 км (металлические опоры), АС-240	2021	ПАО «Якутскэнерго»	337,04	Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017 г.
4	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10 кВ, Нижний Бестях (установка дугогасящих реакторов на 35 кВ)	-	ДГР 2x700 квар	2020	ПАО «Якутскэнерго»	24,25	Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018 г.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
5	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Мурья (открытое распределительное устройство 35 кВ, в т.ч. ячейки с коммутационной аппаратурой)	-	РГПЗ СЭЩ-2-Ш-35-1000, ВВСТ-35-1-1600А	2020	ПАО «Якутскэнерго»	50,78	Акт технического состояния электрооборудования ПС 110/35/10 кВ "Мурья" от 23.09.2013 г.
6	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Сунтар-2 (монтаж ячейки 35 кВ)	-	1 ячейка 35 кВ	2020	ПАО «Якутскэнерго»	41,89	Акт обследования технического состояния от 12.06.2016 г.
7	Реконструкция перехода линии Л- 35-1К Хандыга-Крест-Хальджай через р. Томпо (установка повышенной металлической опоры на новом месте из-за изменения русла реки)	1,2 км (деревянные опоры)	1,2 км (металлические опоры)	2020	ПАО «Якутскэнерго»	44,05	Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018 г.
8	Реконструкция маслонаполненных вводов ГБМЛП-100 на высоковольтные вводы типа ГКЛП на Якутской ГРЭС (замена 7 компл.)	ГБМЛП	ГКЛП	2020	ПАО «Якутскэнерго»	-	Акт технического освидетельствования маслонаполненных вводов № 1214 от 04.08.2015 г.
9	Модернизация системы группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАРМ) для подключения к централизованной системе автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) на КВГЭС с ПИР	-	-	2020	ПАО «Якутскэнерго»	н/д	-
10	Установка системы мониторинга переходных режимов (СМНР) на КВГЭС с ПИР (1 компл.)	-	-	2020	ПАО «Якутскэнерго»	н/д	-
11	Установка системы мониторинга переходных режимов (СМНР) на Якутской ГРЭС Новая с ПИР (1 компл.)	-	-	2020	ПАО «Якутскэнерго»	н/д	-
12	Установка оборудования ВЧ связи на КВГЭС-1,2 (3 компл.)	-	-	2020	ПАО «Якутскэнерго»	20,81	-
13	Реконструкция воздушной линии 220/110 кВ Л-212/131 в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ»	5,128 км, АС-204	5,128 км., АС-240	2021	ПАО «Якутскэнерго»	289,07	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013 г.; Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС "Фабрика-3" Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013 г.;
14	Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика - 3 (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ (монтаж ячейки на ОРУ 110 кВ для Л-132 - 1 шт., элегазового выключателя - 1 шт., блока разъединителей - 3 компл., блока трансформатора напряжения -1 шт., оборудования ВЧ связи - 1 компл.)	-	ячейка 110 кВ	2021	ПАО «Якутскэнерго»	54,88	Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017 г.
15	Реконструкция подстанции 35/10 кВ Усун-Кель (замена трансформатора) (6,3 МВА)	1,6 МВА	6,3 МВА	2021	ПАО «Якутскэнерго»	57,38	Акт о результатах проверки технического состояния оборудования ПС 35/10 кВ «Усун-

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
							Кель» от 15.09.2014 г.
16	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Бриндакит (замена трансформатора, ОРУ 35 кВ, ОПУ) (1 МВА)	1 МВА	1,6 МВА	2021	ПАО «Якутскэнерго»	76,89	Акт об оценке технического состояния от 16.01.2017 г.
17	Реконструкция воздушной линии 220/110 кВ Л-211/132 в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ Фабрика-3 (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ»	5,092 км, АС-240	5,092 км, АС-240	2021	ПАО «Якутскэнерго»	206,43	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013 г.; Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС "Фабрика-3" Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013 г.; Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017 г.
18	Строительство подстанции 35/10 кВ Сунгар-3 с воздушной линией 35 кВ	-	32 МВА, 10,60 км	2021	ПАО «Якутскэнерго»	555,76	Акт технического состояния оборудования ПС Сунгар-2 от 12.06.2016 г.
19	Строительство подстанции 35/10 кВ Южная Нюя с воздушной линией 10 кВ с разработкой проектной документации	-	1,6 МВА, 2,0 км	2021	ПАО «Якутскэнерго»	151,46	Протокол №4 технического совещания по вопросу строительства ПС 35/10 кВ "Южная Нюя".
20	Реконструкция масляных выключателей ММО и HLD на элегазовые ВГТ-110 на Якутской ГРЭС (замена 9 шт.)	ММО, HLD	ВГТ-110	2021	ПАО «Якутскэнерго»	49,23	Акт-заключение № 2 по результатам технического освидетельствования электрооборудования от 27.08.2015 г.
21	Установка выключателя на ОРУ ПС 220 кВ «ГПП-5» (1 шт.) п. Айхал Мирнинский район\ Западный энергорайон РС(Я)	-	ВЭБ-220	2021	ПАО «Якутскэнерго»	141,72	-
22	Установка выключателя на ОРУ ПС 220 кВ "ГПП-6" (1 шт.) г. Удачный Мирнинский район\ Западный энергорайон РС(Я)	-	ВЭБ-220	2021	ПАО «Якутскэнерго»	141,59	-
23	Проектно-изыскательские работы для реконструкция перехода через реку Восточная Хандыга ВЛ 110 кВ Л-112 «Чурапча-Хандыга» и Л-118 «Хандыга-Джебарики Хая» // ЦЭС	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	23,82	-
24	Реконструкция релейной защиты, телемеханизации и сетей связи на подстанции 220/110/6 "Мирный" в рамках реализации проекта "Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ "Фабрика-3" (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ" (1 компл.)	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	23,49	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013 г.; Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС "Фабрика-3" Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013 г.; Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017 г.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
25	Модернизация системы обмена технологической информацией КВГЭС с автоматизированной системой АО "СО ЕЭС" (СОТИАССО КВГЭС) с ПИР (1 компл.)	-	-	2020	ПАО «Якутскэнерго»	110,21	-
26	Проведение проектно - изыскательских работ для строительства воздушной линии 110 кВ Сунтар - Нюрба (151 км) \ \ Западный энергорайон РС(Я)*	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	23,82	Раздел 3.2.2
27	Модернизация дифференциальной защиты шин 110 кВ и устройства резервирования при отказе выключателей 110 кВ на ЯГРЭС	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	50,84	-
28	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10кВ, Табага (замена выключателей ВМТ на вакуумные) (8 шт.)	ВМТ-110	ВБП-110, ВРС-110	2022	ПАО «Якутскэнерго»	48,43	Акт осмотра от 06.06.2016 г.
29	Реконструкция релейной защиты, автоматики и сетей связи на Мирнинской ГРЭС в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ «Фабрика-3» (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	38,32	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013 г.; Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС "Фабрика-3" Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013 г.; Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017 г.
30	Реконструкция подстанции 110/6 кВ «Северная» в рамках реализации проекта "Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ «Фабрика-3» (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ" (установка оборудования телемеханизации и связи - 1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	15,46	
31	Монтаж оборудования РЗА в диспетчерском пункте ЗЭС в рамках реализации проекта "Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ «Фабрика-3» (1-ый этап) с переводом на напряжение 110 кВ" (1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	4,10	
32	Реконструкция релейной защиты и сетей связи на Мирнинской ГРЭС в рамках реализации проекта «Реконструкция подстанции 220/110/6 кВ «Фабрика-3» (2-ой этап) с переводом на напряжение 110 кВ» (1 компл.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	21,82	
33	Реконструкция перехода ВЛ-35 кВ "Онхой-Верхневиллойск" через р. Виллой (1,5 км) // ЗЭС	1,5 км (деревянные опоры), АС-50	1,5 км (металлические опоры), АС-50	2023	ПАО «Якутскэнерго»	50,41	-

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		до	после				
34	Реконструкция подстанции 220/110/10 кВ Мирный, 1-ый этап (замена фундаментов сооружений открытого распределительного устройства 220 кВ, замена оборудования открытого распределительного устройства 220 кВ) с разработкой проектной документации	РЛНД-2, -, У-220	РН П-СЭЩ 220/2000, НКФ-220, ВЭБ-220	2023	ПАО «Якутскэнерго»	427,32	Акт обследования технического состояния от 07.08.2013 г.
35	Реконструкция подстанции 110/35/10 кВ Тойбохой, 2 этап (замена оборудования открытого распределительного устройства 35 кВ - 2 вводных выключателя, 4 линейных выключателя, 1 секционный выключатель)	ВБ-35; ВВСТ-35; С-35	ВБ-35; ВВСТ-35; С-35	2023	ПАО «Якутскэнерго»	190,31	Акт технического состояния электрооборудования ПС 110 кВ Тойбохой.
36	Реконструкция воздушной линии 110 кВ Л-120 Эльдикан – Солнечный	40,8 км, АС-95	40,8 км, АС-95	2023	ПАО «Якутскэнерго»	880,84	Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018.
37	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Мохсоглолоох (работы по планировке территории, доукомплектация шкафа телемеханики)	-	-	2020	ПАО «Якутскэнерго»	-	-

* Организация, ответственная за реализацию данного объекта на настоящее время не определена.

Таблица 3.12.5.4. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 6 кВ и выше Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации ООО «ЯЭСК»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
1	Расширение РУ 10 кВ ПС 220 кВ Районная на четыре линейные ячейки, строительство ЛЭП 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 220 кВ Районная	-	2021	ООО «ЯЭСК»	20,37	Для обеспечения технологического присоединения

Таблица 3.12.5.5. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 6 кВ и выше в децентрализованной зоне Республики Саха (Якутия) по информации АО «Сахаэнерго»

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб					Обоснование необходимости реализации проекта	
				2020	2021	2022	2023	2024		Итого
Объекты 6 кВ										
1	Строительство блочно-модульного ЗРУ-6 кВ № 1, № 2 в п. Тикси Булунского улуса	Вакуумные выключатели ВВ/TEL 5 шт.	2021	5,50	65,86			71,36	Согласно заключению технического обследования от 26.06.2019 г. №ДО-1162-06-19 дальнейшая эксплуатация неприемлема, так как конструкции находятся в аварийном состоянии и имеют опасность обрушения стенового ограждения и покрытия. Рассмотреть возможность переноса РУ-1 и РУ-2 из аварийного блока.	
2	Строительство ВЛ-6кВ Депутатск-Уянди Усть-Янского улуса - 47,8 км,(с КТПН 250 кВА)	ВЛ-6 кВ 47,8 км; 2КТПН-250/6/0,4кВ 1 ед.; КТПН-250/6/0,4кВ 1 ед.	2027	8,78				25,67	34,45	Объект является собственностью Республики Саха (Якутия). Ранее был передан в концессию ПАО "Якутскэнерго", которое передало объект в аренду АО "Сахаэнерго" до истечения срока аренды. В настоящий момент передано АО "Сахаэнерго" на оперативное управление и техническое обслуживание распоряжением ПАО "Якутскэнерго" от 15.12.17 г. № 212/331р. Существующая линия имеет габариты исполнения 110кВ в деревянном исполнении без применения изоляции ("голый провод"), имеет предельный износ (периодически происходят перебои, обрывы, аварии). Подлежит реконструкции согласно акту от 13.03.17 г. № 125 и по нормативам сроков службы оборудования производственной эксплуатации технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ЗАО "Энергосервис" 1999 г. Новая линия строится по габаритам 6кВ. В результате лесных пожаров между п.Депутатский и с.Уянди в августе 2019 г. сгорели и упали 10 опор линий электропередачи, повреждены 29, что повлекло аварийное отключение электроснабжения в с.Уянди (возбуждено уголовное дело -

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2020	2021	2022	2023	2024	Итого	
										постановление от 13.09.2019 г. № 11902980015032005). Электроснабжение в с.Уянди в настоящее время подается с резервной ДЭС
3	Модернизация ЗРУ-6кВ ДЭС п.Депутатский с заменой масляных выключателей на вакуумные в Усть-Янском улусе	Вакуумные выключатели ВВ/TEL 8 шт.	2020	6,04					6,04	Масляные выключатели имеют предельный износ, подлежат к замене согласно акту от 27.02.2017 г. № 100 и по нормативам сроков службы оборудования ГОСТ Р 52565-2006 п.6.13
Итого по 6 кВ				20,32	65,86	0,00	0,00	25,67	111,85	
Объекты 10 кВ										
4	Реконструкция перехода ВЛ-10кВ через р.Мома Хонуу - Соболах - 6 км Момского улуса	6 км	2021	35,34					35,34	Воздушный переход имеет предельный износ, подлежит реконструкции согласно акту от 05.10.2016 г. № 96, правилам устройства электроустановок 7 издания (утв. приказом Минэнерго России от 09.04.2003 № 150), глава 2.5, п. 2.5.269. Пересечение воздушных линий с водными пространствами
Итого по 10 кВ				35,34	0,00	0,00	0,00	0,00	35,34	
Объекты 35 кВ										
6	Строительство ВЛЗ-35 кВ в Тикси - Тикси-3 Булунского улуса - 9,33 км (с установкой трансформаторной подстанции - 2ед. (3,2 МВ×А))	9,33 км 3,2 МВА	2023				54,14		54,14	Дорожная карта по Тикси-3 Правительства Республики Саха (Якутия) от 30.07.2013 № 247-П9/1 "Строительство линии электропередачи ВЛ-35кВ "Тикси-Тикси-3" для закрытия ДЭС в п.Тикси-3". Письмо МинЖКХиЭ РС(Я) от 19.05.2015 № 10-3237/09 о необходимости включения в перечень мероприятий ИПР 2016-2018 строительство ВЛ-35 кВ Тикси-Тикси-3 в Булунском улусе. Данный проект входит в схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2018-2022 г от 23.04.2018 № 2515
Итого по 35 кВ				0,00	0,00	0,00	54,14	0,00	54,14	

3.13. Уточнение перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети

На основании расчета электроэнергетических режимов (раздел 3.2.1) был проведен анализ проблем, составлен перечень «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше, выполнен анализ необходимости реконструкции существующих и сооружения дополнительных электросетевых объектов 110 кВ и выше, установки средств компенсации реактивной мощности. Данный анализ показал, что необходимость уточнения перечня электросетевых объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети, включенных в схему и программу развития ЕЭС России текущего периода, или сроков их реализации не требуется.
