

ГЛАВА
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)



САХА ӨРӨСПҮҮБҮЛҮКЭТИН
ИЛ ДАРХАНА

УКАЗ

ЫЙААХ

г. Якутск

Дьокуускай к.

**О схеме и программе развития электроэнергетики
Республики Саха (Якутия) на 2021 - 2025 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 схему и программу развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2021 - 2025 годы согласно приложению к настоящему Указу (далее - схема и программа).

2. Признать утратившим силу Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 30 апреля 2020 г. № 1171 «О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020 - 2024 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

29 апреля 2021 года

№ 1840



УТВЕРЖДЕНЫ

Указом Главы
Республики Саха (Якутия)
от 29 апреля 2021 г. № 1840

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) НА 2021-2025 ГОДЫ

ВВЕДЕНИЕ

Целью схемы и программы развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) является:

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 2021-2025 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), правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937), ГОСТ Р 58670-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирования развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования (утверждены приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19.11.2019 № 1196-ст), ГОСТ 58057-2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования, 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 электростанций (независимо от типа и установленной мощности) при выводе в ремонт одной из отходящих шин электростанции линии электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи, выключателя или системы шин 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 2020-2026 годы, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2020 № 174;

инвестиционные программы генерирующих и электросетевых компаний, одобренные в соответствии с правилами, утверждёнными

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 2020-2024 годы, утвержденные Указом Главы Республики Саха (Якутия) от 30.04.2020 № 1171;

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 2021-2025 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. Общие требования. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 13.03.2018 № 128-ст;

Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58058–2018 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 17.07.2018 № 417-ст;

Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58670–2019 Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования. Утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 19.11.2019 № 1196-ст.;

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 процентов 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 процентов 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 км³ воды – это примерно пятая часть стока рек России, причем около 70 процентов 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 поселениями, в том числе национальных – 46, и 637 населенных пунктами.

Численность населения в Республике Саха (Якутия), по предварительной оценке, на 01.01.2021 г. составляет 984,7 тыс. чел., для сравнения – 962,8 тыс. чел. по состоянию на 01.01.2017 г. Естественный прирост на 1000 человек в 2020 г. равен 4,1, против 7,6 в 2016 г. Территория республики характеризуется малой заселенностью. Плотность населения (0,32 чел./кв.км.) одна из самых низких в РФ. При этом средняя плотность населения в Арктической зоне составляет 0,04 человек на 1 км².

Основная часть населения (66,3 процента) проживает в городах, количество городских жителей постоянно растет. В Республике Саха (Якутия) насчитывается 13 городов: Якутск, Мирный, Нерюнгри, Нюрба, Покровск, Алдан, Томмот, Верхоянск, Вилуйск, Ленск, Удачный, Олекминск, Среднеколымск. На 01.01.2020 г. численность населения г. Якутска составляет более 345 тыс. чел., суммарная численность населения остальных городов республики – свыше 198 тыс. чел. Основной тенденцией демографического развития все еще остается отсутствие значимого роста численности населения и снижение общего коэффициента рождаемости. По сравнению с 2016 г. к концу 2020 г. общий коэффициент рождаемости снизился с 16,0 до 13,3 (число родившихся на 1000 чел. населения).

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 ГО «город Якутск» и ГО «Поселок Жатай», Амгинским, Горным, Кобяйским, Мегино-Кангаласским, Намским, Таттинским, Усть-Алданским, Хангаласским и Чурапчинским муниципальными районами. Центральная Якутия, где проживает 55,5 процента 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, аренды и предоставление услуг; образование, государственное управление; здравоохранение; агропромышленный комплекс и другие.

Западная экономическая зона с численностью 23,1 процента населения республики, куда входят Ленский, Мирнинский, Олекминский, Вилуйский, Верхневилуйский, 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 (2,8 процента 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 процента населения республики), активно разрабатываются месторождения золота и угля. 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 процента площади территории республики, на которой в условиях арктического и субарктического климата проживает 7 процентов населения республики. В Арктической зоне преобладают традиционные формы природопользования (оленоводство, охотничий и рыболовный промысел, добыча мамонтовой кости).

Со 2 января 2019 года Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) находятся в составе Единой энергосистемы России с включением на параллельную работу с Объединенной энергосистемой Востока (ОЭС Востока). 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 районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) 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 2016-2020 гг. характеризовалось умеренным, но стабильным ростом такого важнейшего показателя, как валовой региональный продукт (ВРП). В связи с отсутствием данных по ВРП за 2020 г. динамика ВРП представлена за период с 2016 по 2019 гг. За приведенный период наблюдается устойчивый темп роста ВРП. В сопоставимых ценах 2016 г. ВРП увеличился на 8,8 процента (таблица 1.2.1, рис. 1.2.1). По объему производства валового регионального продукта Республика Саха (Якутия) в 2019 г. по ДФО вышла на первое место (1220,3 млрд руб.), по РФ – двенадцатое, а по уровню производства ВРП на душу населения (1258,7 тыс. руб.) – четвертое место после Сахалинской области, Чукотского автономного округа, Магаданской области и девятое место в России.

Таблица 1.2.1 – Динамика валового регионального продукта

Показатель	Годы			
	2016	2017	2018	2019
Валовой региональный продукт, в текущих ценах, млрд руб.	863	917	1127	1220,3
Темп роста ВРП, в % к предыдущему году, в сопоставимых ценах	104	100,7	103,9	104,0
Валовой региональный продукт, сопоставимых ценах 2016 г., млрд руб.	862,7	868,7	902,6	939,0
Темп роста ВРП, % к 2016 г., в сопоставимых ценах	100,0	100,7	104,6	108,8

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) и Министерства экономики Республики Саха (Якутия) за 2016-2019 гг.

Примечание: В соответствии с Федеральным планом статистических работ Росстата утвержденные итоги ВРП по Республике Саха(Якутия) за 2020 г. будут опубликованы в феврале 2022 г.

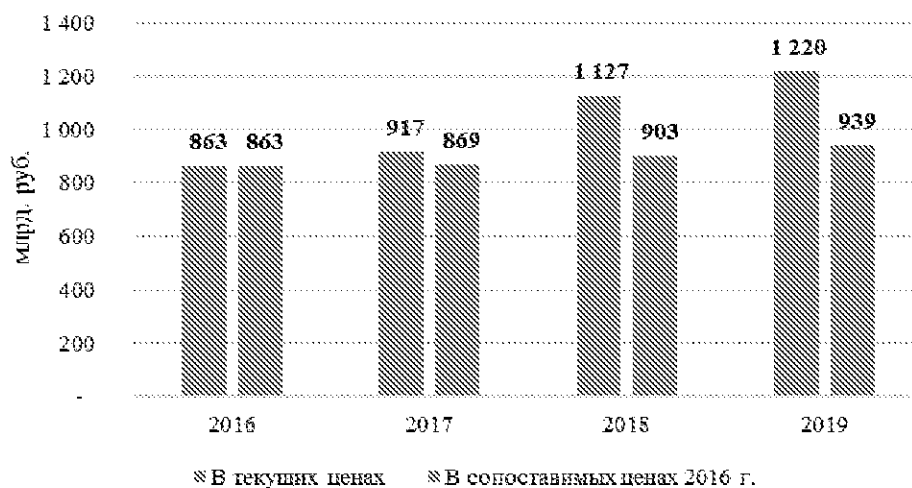


Рис. 1.2.1 – Динамика ВРП в сопоставимых ценах с 2016-2019 гг., млрд руб.¹

В связи с отсутствием данных в 2020 г. по валовому региональному продукту по видам деятельности анализ структуры ВРП за период проведен в сравнении с показателями 2019 г. В таблице 1.2.2. приведена структура объема валовой добавленной стоимости Республики Саха (Якутия) по видам экономической деятельности в 2016 и 2019 гг. В структуре объема валового регионального продукта в 2019 г. по-прежнему доминировала добыча полезных ископаемых (50,6 процента), хотя его доля в 2019 г. снизилась на 0,5 п.п. Снижение доли добычи полезных ископаемых произошло на фоне роста доли обрабатывающего производства, строительства, деятельности по операциям с недвижимым имуществом и других. На доли видов деятельности «Строительство», «Транспортировка и хранение» приходится 9,6 и 6,2 процента соответственно.

Таблица 1.2.2.

Структура объема валовой добавленной стоимости Республики Саха (Якутия) в 2016 и 2019 гг. по видам экономической деятельности

	2016		2019	
	млн руб.	%	млн руб.	%
Валовая добавленная стоимость в основных ценах	862695	100	1220320	100
Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	14619	1,7	17152	1,4
Добыча полезных ископаемых	441185	51,1	617684	50,6
Обрабатывающие производства	8639	1,0	13262	1,1
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	37061	4,3	40020	3,3

¹ Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) и Министерства экономики Республики Саха (Якутия) за 2016-2019 гг.

	2016		2019	
	млн руб.	%	млн руб.	%
Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	4880	0,6	3666	0,3
Строительство	71200	8,3	116803	9,6
Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	53367	6,2	70794	5,8
Транспортировка и хранение	60162	7,0	76209	6,2
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	5934	0,7	11622	1,0
Деятельность в области информации и связи	9762	1,1	13360	1,1
Деятельность финансовая и страховая	1222	0,1	878	0,1
Деятельность по операциям с недвижимым имуществом	14201	1,6	43326	3,6
Деятельность профессиональная, научная и техническая	10579	1,2	11329	0,9
Деятельность административная и сопутствующие дополнительные услуги	5890	0,7	12615	1,0
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное обеспечение	43911	5,1	57508	4,7
Образование	37710	4,4	48889	4,0
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	32625	3,8	49400	4,0
Деятельность в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений	7727	0,9	12883	1,1
Предоставление прочих видов услуг	2022	0,2	2920	0,2

Для сравнения ВРП по видам деятельности на рисунке 1.2.2. приведена структура валового регионального продукта в 2019 г. по видам экономической деятельности в сопоставимых ценах 2016 г. Структурные изменения в сторону увеличения произошли по видам деятельности строительство (3,3 п.п.), торговля (0,3 п.п.), обрабатывающие производства (0,3 п.п.), в которых в сопоставимых ценах 2016 г. объем ВРП составил 52,1 процента, 14,9 процента и 38,7 процента соответственно. Объем ВРП по добыче полезных ископаемых за приведенный период менялся незначительно и по сравнению с 2016 г. увеличился на 3,3 процента.



Рис. 1.2.2 – Структура валового регионального продукта по видам деятельности (в сопоставимых ценах 2016 г.), %

Промышленность

Промышленность является базовой отраслью в экономике республики. Её удельный вес на начало 2019 г. составил в общей стоимости основных фондов 44 процента, в численности занятых в экономике – 20 процентов, в объеме инвестиций в основной капитал за 2020 г. – 54,1 процента, в объеме ВРП за 2019 г. – 55,3 процента (табл. 1.2.3).

Таблица 1.2.3 – Роль промышленного производства в экономике Республики Саха (Якутия)

Показатель	2016		2017		2018		2019		2020	
	абс.	абс.	абс.	%	абс.	%	абс.	%	абс.	%
Валовая добавленная стоимость, млрд руб. в текущих ценах*	492	498	498	54,3	637	56,5	675	55,3	н/д	
Основные фонды (по полной учетной стоимости, на конец года), млрд руб.	796,6	921,1	921,1	42	1033,6	42	1245,0	44	н/д	
Среднегодовая численность занятых в промышленном производстве, тыс. чел.	98,7	99,4	99,4	20,2	99,4	20,0	101,2	20,0	н/д	
Инвестиции в основной капитал, млрд руб.	151,2	183,1	183,1	47,3	203,2	50,4	216,3	62,4	116,1**	54,1

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг. * В соответствии с Федеральным планом статистических работ Росстата утвержденные итоги ВРП по Республике Саха(Якутия) за 2020 г. будут опубликованы в феврале 2022 г **оценка ИФТП СО РАН

Стоимость основных фондов в промышленности и среднегодовая численность работников за период на конец 2019 г. увеличились в 1,56 раза и 2,5 процента соответственно, инвестиции – в 1,4 раза.

Объем промышленного производства в республике в 2020 г. составил 945,2 млрд руб., что в действующих ценах в 1,3 раза, в сопоставимых ценах в 1,18 раза выше по сравнению с 2016 г. Рост в основном обеспечивается за счет увеличения объема производства добычи полезных ископаемых, объем отгруженных товаров которого в текущих ценах за период вырос в 1,3 раза. По обрабатываемому производству показатель снизился на 7 процентов. По видам деятельности «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха» и «Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений» показатели выросли на 14 и 73,6 процента соответственно.

Среднегодовой индекс промышленного производства за период составил 103,96 процента. Если с 2016 по 2019 гг. индекс промпроизводства показывал тенденцию роста, 102 и 112,4 процента соответственно, то в 2020 г. показатель снизился и составил 94,9 процента. Снижение обусловлено в большей степени со снижением производства в области добычи алмазов (таблица 1.2.4).

Таблица 1.2.4 – Основные показатели промышленности Республики Саха (Якутия)

	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
<i>Объем отгруженных товаров собственного производства, млрд руб.:</i>	748,1	733,4	925,2	981,6	945,2
добыча полезных ископаемых	648,5	635,3	828,3	876,9	836,3
добыча каменного и бурого угля	55,4	69,2	78,5	73,6	61,1
добыча сырой нефти и природного газа	187,4	213,6	352,3	408,6	361,5
добыча металлических руд	59,6	63,3	77,7	116,2	170,7
добыча прочих полезных ископаемых	323,2	263,8	289,2	228,1	195,0
предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых	22,9	25,4	30,6	50,4	48,0
обрабатывающие производства	27,3	28,1	27,7	31,5	25,5
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	70,5	67,4	66,7	70,5	80,3
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	1,8	2,6	2,5	2,7	3,1
<i>Индекс промышленного производства, % к предыдущему году</i>	102	102,2	108,5	112,4	94,9
добыча полезных ископаемых	102	103,3	109,5	112,3	94,7
добыча каменного и бурого угля	114,9	105,2	111,3	108,6	92
добыча сырой нефти и природного газа	106,9	101,2	117,3	117,1	113,8

	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
добыча металлических руд	95,2	105,4	125,3	121,4	104,6
добыча прочих полезных ископаемых	94,4	105,2	96	100,8	68,1
предоставление услуг в области добычи полезных ископаемых		107,8	103,2	137	84,1
обрабатывающие производства	92,7	93,5	97,5	110,5	87,9
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	101,8	97,6	101,8	102,1	97,8
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	98,7	89,4	104,6	136,1	110,4
<i>Рентабельность проданных товаров, %</i>	53,9	43,8	57,9	45,1	
добыча полезных ископаемых	77,9	66,5	86,3	69,1	н/д
обрабатывающие производства	1,6	-0,6	-1,3	-0,6	н/д
обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха		-10,6	-12,3	-15,2	н/д
водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	-13,1	25,6	13,9	-12,4	н/д

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг.

В структуре промышленного производства основная доля приходится на добычу полезных ископаемых (87,6 процента) (рис.1.2.3). При этом наибольшая доля обеспечивается добычей нефти и природного газа (37,9 процента), добычей алмазов и металлических руд – 28,7 процента и 12,8 процента соответственно. За период наблюдалась тенденция увеличения доли отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК). В 2020 г. доля ТЭК в общей структуре промпроизводства составила 55,1 процента, против 43,2 процента в 2016 г.

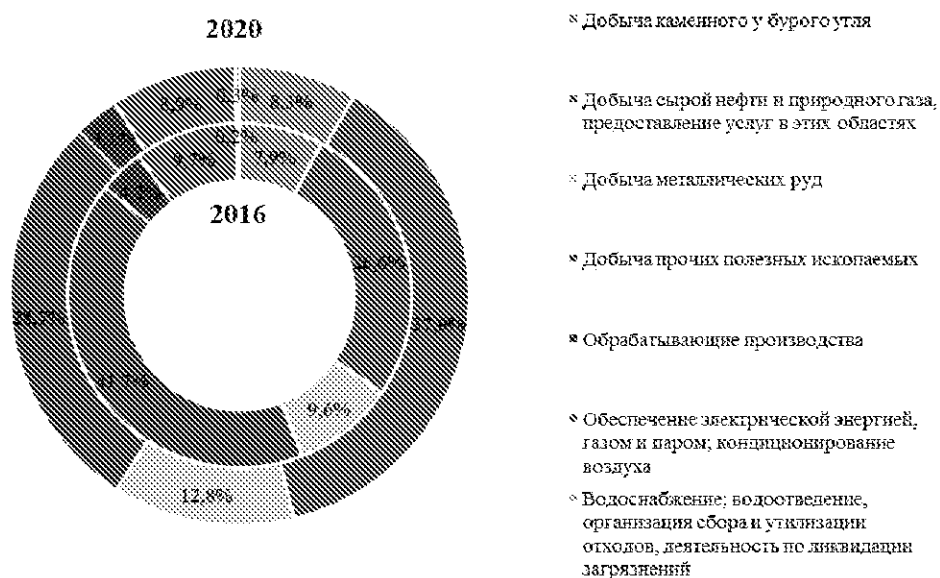


Рис. 1.2.3 – Структура производства промышленной продукции в 2016 и 2020 гг. в сопоставимых ценах 2016 г.

В связи со спросом на энергетические ресурсы со стороны стран АТР в республике неуклонно увеличивается их добыча. В 2020 г. объем добычи нефти составил 15,96 млн т, что на 58 процентов больше, чем в 2016 г. Прирост обеспечили в основном ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» и ПАО «Сургутнефтегаз». Кроме того, в 2020 г. было добыто 240,5 тыс. т газового конденсата, что в 2 раза больше по сравнению с 2016 г.

Динамика добычи угля приведена за вычетом пустой породы, отделенной от угля, и потерь в процессе обогащения на предприятиях, осуществляющих сортировку и обогащение на оборудовании, находящемся на их балансе. При этом добыча угля в 2020 г. по сравнению с 2016 г. снизилась на 4,3 процента и составила 16,3 млн т. Но по сравнению с 2019 г. увеличилась на 3,2 процента. Стабильная добыча происходит за счет реализации инвестиционных проектов ГОК «Инаглинский», ГОК «Денисовский» и освоения Эльгинского угольного месторождения.

Наращивается добыча природного газа для заполнения газопровода «Сила Сибири» с Чайандинского НГКМ. Общий объем добычи газа в республике по сравнению с прошлым годом увеличился на 31,1 процента и достигла 6,8 млрд. м³ (рис. 1.2.4). За рассматриваемый период добыча газа увеличилась в 2,4 раза.

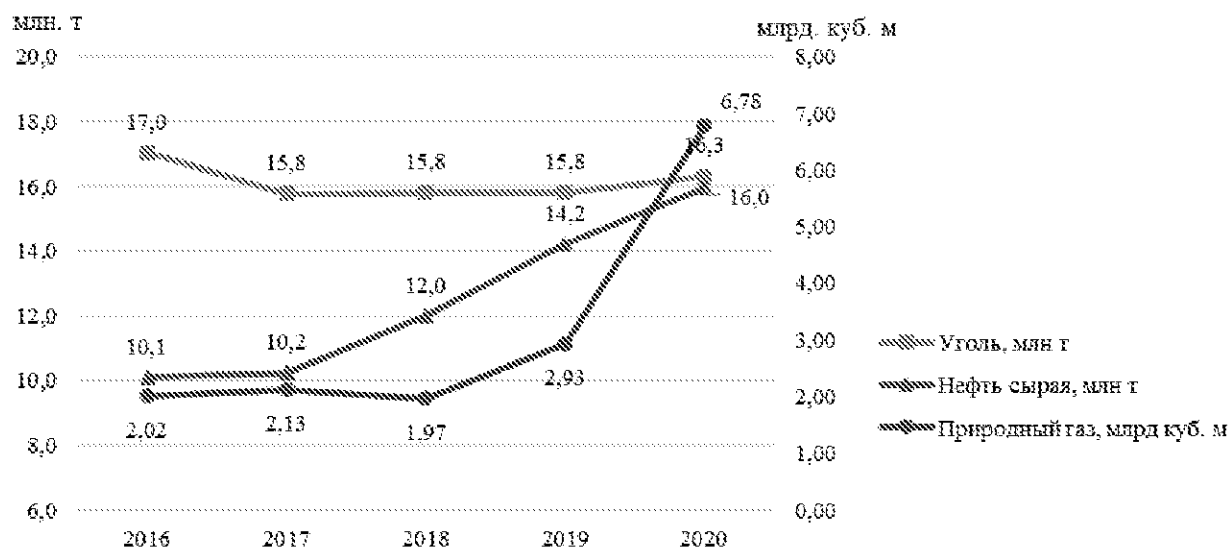


Рис. 1.2.4 – Динамика добычи энергоресурсов

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг.

Строительство

Объем работ, выполненных собственными силами по виду деятельности «Строительство» в 2020 г. оценивается в 101,2 млрд руб. в текущих ценах, что ниже по сравнению с предыдущим годом в 1,4 раза. В

2020 г. введено жилых домов и общежитий 2791 ед. с общей площадью 500,8 тыс. м², что в количественном отношении ниже предыдущего года на 5,4 процента и на 2,8 процента выше 2016 г.; по отношению размера на 10,8 процента и 19,2 процента ниже показателей предыдущего и 2016 г. соответственно. В расчете на 1000 жителей в среднем по республике введено в действие 508 м² жилой площади. Всего за период введено жилых домов и общежитий 13172 ед. с общей жилой площадью более 2,848 млн м². Уровень обеспеченности населения жильем увеличился с 21,7 м² на человека в 2016 г. до 23,7 м² на человека в 2020 г.

Общий жилищный фонд на конец 2020 г. составил около 23,0 млн м², из них городской фонд занимает 65,2 процента. На долю деревянного жилищного фонда приходится 54,5 процента.

Доля аварийного жилищного фонда в 2020 г. оценивается как 6,8 процента от общей площади жилья. При этом в 2020 г. расселено 103,5 тыс. м² аварийного жилья. Согласно статистическому сборнику ЖКХ РС(Я), подготовленному территориальным органом Федеральной службы государственной статистики по РС(Я) в 2020 г., данные по ветхому жилищному фонду, начиная с 2017 г., не разрабатываются.

Среди объектов нежилых зданий в 2020 г. введены 6 детских садов, 9 школ, 18 объектов здравоохранения, 5 объектов культуры, 5 спортивных залов и 12 зданий прочего назначения.

Построено и реконструировано 20 котельных с общей мощностью 132,6 МВт. Газифицировано 824 жилых дома. Построено 28,9 км газопроводов, из них 11,1 км внутрипоселковых газовых сетей и 17,8 км межпоселковых газопроводов. Подключено 1191 частных домов к централизованным источникам теплоснабжения.

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 4,0 км на 1000 км² территории, что в 16 раз меньше, чем в среднем по России; по железным дорогам – 0,31 км на 1000 км² территории (в 17 раз ниже среднероссийского показателя). Общая протяженность автомобильных дорог в 2020 г. составила 38,9 тыс. км, в том числе с твёрдым покрытием 12,2 тыс. км. За период 2016-2020 гг. построено и введено 418,4 км автодорог общего пользования.

Автомобильный транспорт в республике остается одним из значимых видов транспортной инфраструктуры. За 2020 г. грузооборот автомобильного транспорта организаций всех видов экономической деятельности составил

2170,4 млн тонно-км, перевезено грузов на 18 млн т. Перевезено 43,1 млн пассажиров, пассажирооборот – 227,1 млн пассажиро-км.

Пассажирооборот железнодорожного транспорта в 2020 г. составил 48,4 млн пассажиро-км, перевезено пассажиров железнодорожным транспортом 79,2 тыс. человек.

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

Объём платных услуг в республике в 2020 г. составил 74,6 млрд руб. в текущих ценах, что на 2,8 процента ниже аналогичного показателя в 2016 г. Если с 2016 по 2019 гг. наблюдалась тенденция роста платных услуг, то в 2020 г. произошло резкое снижение. В сопоставимых ценах 2016 г. снижение составило 25,4 процента (таблица 1.2.5). Снижение произошло по всем видам платных услуг.

Таблица 1.2.5 – Динамика объема платных услуг населению

Показатель	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
Объем платных услуг населению, в текущих ценах, млрд руб.	76,8	81,8	88,2	93,6	74,6
Индекс физического объема платных услуг, %	102,6	97,6	102,3	97,7	76,5
Объем платных услуг населению, в сопоставимых ценах 2016 г., млрд руб.	76,8	75,0	76,7	74,9	57,3

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг.

В 2020 г. по сравнению с уровнем 2016 г. значительно выросли доли связи и телекоммуникации (18,3 процента), жилищных (6,1 процента), коммунальных (20,7 процента) и медицинских услуг (4 процента). Увеличение вышеперечисленных видов услуг произошли в связи с введением, усилением и продлением мер и мероприятий по изоляции и дистанционной работы в течении года работников предприятий всех сфер в целях недопущения распространения новой коронавирусной инфекции (COVID-19). В результате в сравнении с 2016 г. наблюдается снижение доли бытовых, транспортных услуг, услуг системы образования и прочих услуг.

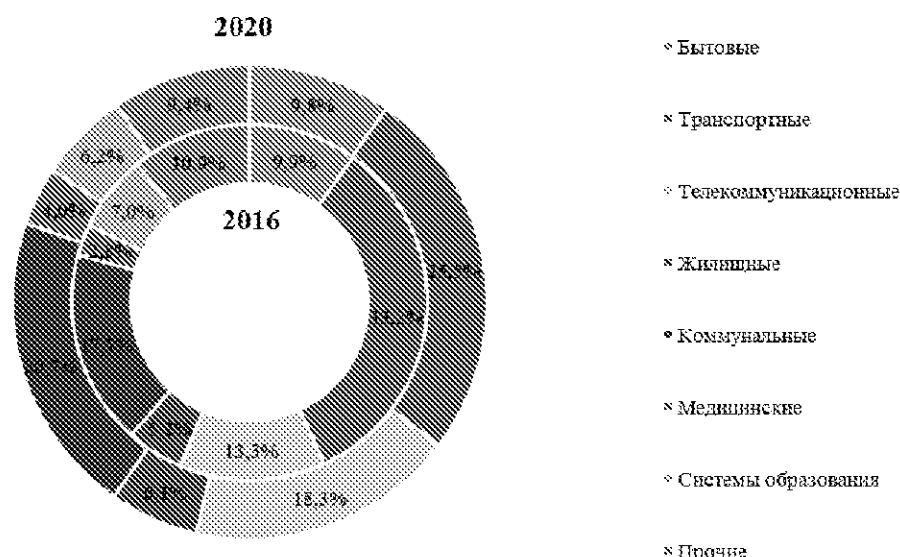


Рис. 1.2.5 – Отраслевая структура платных услуг населению в 2016 г. и 2020 г. в сопоставимых ценах 2016 г., %²

1.3 Арктическая зона Республики Саха (Якутия)

Территория арктических и северных районов Республики Саха (Якутия) – 1608,8 тыс. км², что составляет 52,2 процента 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 процентов – резервные фонды. Запас древесины оценивается в 1181,1 млн м³.

Численность населения арктических и северных районов республики на 01.11.2020 г. составила 67877 тыс. чел. (6,92 процента населения республики). За период численность населения сократилась на 648 человек – 0,24 процента.

За период социально-экономические показатели арктических и северных районов ухудшились: уровень безработицы вырос на 13,3 процента, рождаемость снизилась на 8,5 процента, сохраняется отток населения в трудоспособном возрасте, среднемесячная номинальная начисленная

² Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг.

заработная плата достигла среднего уровня по республике к 2020 г., естественный прирост населения снизился на 53,0 процента (таблица 1.3.1).

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

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	Абсолютный прирост, к 2016 г	Средне-годовой темп роста, %
Площадь территории, тыс. м ²	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, чел.	68525	68326	67917	67663	67877*	-648	99,76
Естественный прирост, убыль населения, на 1000 чел. населения	6,23	5,36	4,36	4,61	2,93	-3,3	84,16
Число родившихся, чел.	1137	1108	971	886	1040	-97	98,4
Миграционный прирост, чел.	-491	-700	-780	-294	-105*	-386	81,8
Уровень общей безработицы, %**	7,58	7,12	6,52	7,17	11,31	3,7	113,3
Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций, тыс. руб.	54,26	57,81	66,02	73,72	76,62	22,4	109,1
Введено в действие жилых домов, м ² общей площади	18790						x
Общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя, м ² общей площади	22,9	23,3	23,6	23,9	25,1	2,2	102,3

Источник: Данные Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг.

*Показатели численности движения населения рассчитана на основе данных за январь-октябрь 2020 г.

**Показатели уровня безработицы и среднемесячной номинальной начисленной заработной платы работников населения за 2020 г. рассчитаны без учета работников малого предпринимательства.

Высокий средний уровень начисленной заработной платы (104,3 тыс. руб.) сохраняется в Анабарском национальном районе, где в промышленных

масштабах добывается алмаз. Промышленная добыча алмазов также начата с 2018 г. в Оленекском районе на Верхне-Мунском месторождении с проектной мощностью 3 млн т руды в год.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ) ЗА ПЕРИОД 2016-2020 ГОДЫ

2.1. Общая характеристика энергосистемы республики

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

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

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЗРЭС) (установленная мощность на 01.01.2021 с учетом резервных электростанций ПАО «Якутскэнерго» составляет 984,7 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.

ПС 220 кВ Пеледуй, расположенная на территории ЗРЭС, с конца 2019 г. работает 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 ПАО «Сургутнефтегаз» (Талаканская ГТЭС – 144 МВт, ГПЭС – 12,657 МВт и ДЭС (в г. Мирный, г. Олекминск и в с. Сунтар)– 44,76 МВт) суммарной установленной мощностью 201,417 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 Республики Саха (Якутия) имеют электрическую связь по ВЛ 220 кВ НПС 15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) (далее – ЦРЭС) (установленная мощность на 01.01.2021 с учетом резервных электростанций составляет 428,684 МВт) обеспечивает электроэнергией центральный промышленный узел и группу центральных и заречных улусов (районов). Связь центральных и заречных улусов через р. Лена осуществляется по КВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цепь (в габаритах 220 кВ). Основными источниками электроснабжения потребителей ЦРЭС являются Якутская ГРЭС установленной мощностью 170,087 МВт и Якутская ГРЭС Новая установленной мощностью 164,032 МВт.

Связь ЦРЭС с Южно-Якутским районом электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) 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 01.01.2021 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 с отпайкой на ПС НПС-19, КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный, 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 процентов) с 15 процентов проживающего в республике населения.

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 Аркагаалинская ГРЭС – Усть-Нера (работает на напряжении 110 кВ) и ВЛ 110 кВ Аркагаалинская 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», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Виллойская ГЭС-3», АО «Сахаэнерго». Суммарная установленная мощность электростанций этих компаний на конец 2020 г. составила 2529,1 МВт.

Кроме этого, на территории республики расположено большое количество автономных энергоисточников, принадлежащих ООО «Якутская генерирующая компания» (на правах собственности и аренды 82,512 МВт), (по данным 2019 года) ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» (20 МВт), ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (16,1 МВт), ООО «Эльгауголь» (11,5 МВт) и другим горнодобывающим и геологоразведочным компаниям. Их суммарная установленная мощность составляет более 400 МВт.

Гарантирующими поставщиками электроэнергии на территории республики являются ПАО «Якутскэнерго», ПАО «Магаданэнерго», ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания», ПАО «Сургутнефтегаз», АО «Виллойская ГЭС-33.

В 2020 году суммарная установленная тепловая мощность электростанций (с учетом пиковых котельных) в республике составляла 3334,22 Гкал/ч.

³Согласно постановлению ГКЦ-РЭК РС (Я) от 31.10.2007 N 279 (ред. от 07.02.2020) «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 N RU140212008099)

(1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является основной электроснабжающей организацией в Республике Саха (Якутия), осуществляющей деятельность в трех районах электроэнергетической системы РС(Я): ЗРЭС, ЦРЭС и ЮЯРЭС.

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 эксплуатируются 17 дизельных электростанций, суммарная мощность которых на 01.01.2021 составила 114,89 МВт, в том числе 12 резервных общей мощностью 109,77 МВт (таблица 2.1.1).

Согласно приказу о корректировке установленной мощности ПАО «Якутскэнерго», установленная электрическая мощность электростанций компании на 01.01.2021 составляла 1140,01 МВт, из них в балансе мощности электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) учитываются 1134,885 МВт. Установленная тепловая мощность на 01.01.2021 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» (01.01.2021)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
Зона централизованного электроснабжения		
Каскад Виллойских ГЭС 1, 2	680	-
Якутская ГРЭС	170,087	661
Якутская ГРЭС Новая	164,032	469,6
Якутская ТЭЦ	12	497*
Западные электрические сети	29,4255	14,384
в т. ч. учитываемые в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я)*	27,200	-
Центральные электрические сети	85,465	81,667
в т. ч. учитываемые в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я)*	82,565	-
Всего	1140,010	1723,651
В т.ч. мощности учитываемые в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я)	1135,884	-

Источник: Приказ генерального директора ПАО «Якутскэнерго» от 07.12.2020 №1753 «О корректировке установленной мощности ПАО «Якутскэнерго» с 01.11.2020 г.»

* - в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не учитываются передвижные генерирующие установки.

(2) АО «Дальневосточная генерирующая компания»

Структурное подразделение «Нерюнгринская ГРЭС» АО «Дальневосточная генерирующая компания» 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 составе СП 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» (01.01.2021)

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

Источник: Отчетные данные АО «ДГК».

Примечание – * включая Нерюнгринскую водогрейную котельную

Нерюнгринская ГРЭС обеспечивает теплом объекты предприятия АО «ХК Якутуголь», а также население и коммунально-бытовой сектор г. Нерюнгри. Для покрытия пиковой тепловой нагрузки г. Нерюнгри и пп. Серебряный Бор и Беркакит на электростанции установлено четыре 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.

(3) АО «Сахаэнерго»

АО «Сахаэнерго», являющееся 100 процентным 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 относятся к арктическим, где расположено основное количество ДЭС.

На конец 2020 г. в состав АО «Сахаэнерго» входило 166 электростанций, из которых 135 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 2020 году составляла 213,603 МВт, из них возобновляемых источников энергии – 2,561 МВт (таблица 2.1.3). Более 80 процентов мощности (167,2 МВт) электростанций АО «Сахаэнерго» эксплуатируется в арктических районах республики.

Таблица 2.1.3 – Установленная мощность электростанций и котельных АО «Сахаэнерго» (01.01.2021)

Энергопредприятие	Установленная мощность	
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч
ДЭС	203,542	16,269*
ВИЭ	2,561	-
мини-ТЭЦ	7,5	68,9
Котельные	-	10,8
Всего	213,603	95,969

Источник: Отчетные данные АО «Сахаэнерго».

Примечание – * теплоутилизационные установки

Установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в 2020 году составляла 96 Гкал/ч, из них мини-ТЭЦ в п. Депутатский 68,9 Гкал/ч. Компании принадлежат пять котельных суммарной тепловой мощностью 10,8 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 16,3 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.

(4) 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 ПАО «Сургутнефтегаз» в 2020 году составляла 201,566 МВт (с учетом Талаканской ГТЭС, ГПЭС и ДЭС в г. Якутске, г. Мирном, Олекминске и с. Сунтары).

Потребность в тепловой энергии на промышленных объектах ПАО «Сургутнефтегаз» обеспечивается собственными источниками: утилизаторами тепловой энергии на Талаканской ГТЭС и 16 котельными суммарной мощностью 129,6 Гкал/ч.

(5) ООО «Якутская генерирующая компания»

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

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 01.01.2021 в состав ООО «Якутская генерирующая компания» входят 44 электростанции с суммарной установленной электрической мощностью 82,512 МВт, в т.ч.:

30 дизельных электростанций с суммарной установленной мощностью 36,368 МВт, снабжающие электроэнергией производственные объекты АО «Алмазы Анабара» по добыче алмазов на рассыпных месторождениях на территории Анабарского, Булунского, Оленекского районов Республики Саха (Якутия);

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

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);

3 переносные дизельные электростанции установленной мощностью 2,26 МВт, снабжающие поисковые объекты ООО «АЛРОСА-Спецбурение» 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 3,2 МВт, снабжающей производственные объекты ООО «АДК» на прииске «Кристалл» в Усть-Янском районе РС (Я).

Также под управлением ООО «ЯГК» находится АО «Виллойская ГЭС-3» (Светлинская ГЭС), осуществляющая выработку и передачу электроэнергии предприятиям ЗРЭС. 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 классов напряжения – более 35 тыс. км, из них находящиеся на балансе ПАО «Якутскэнерго» – 25975,61 км, АО «Сахаэнерго» – 2178,99 км, ООО «Якутская электросетевая компания» – 218,71 км, АО «ДРСК» – 1727,38 км, ПАО «Сургутнефтегаз» – 995,112 км, ПАО «ФСК ЕЭС» – 4156,194 км.

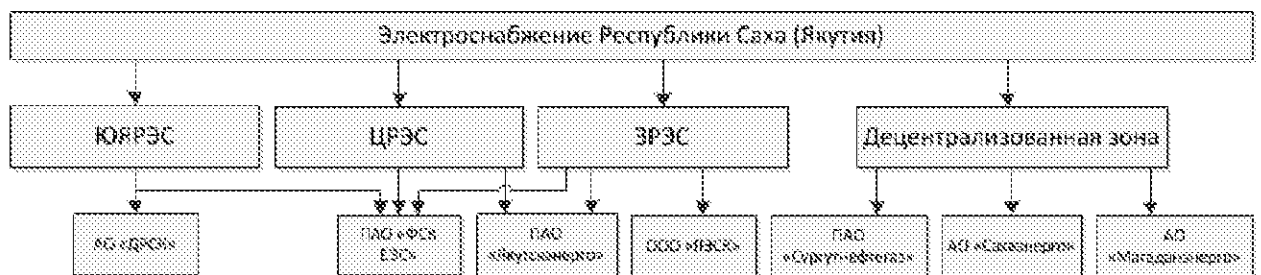


Рисунок 2.1.1 – Зоны функционирования электросетевых компаний

(1) ПАО «Якутскэнерго»

ПАО «Якутскэнерго» является гарантирующим поставщиком и электросетевой компанией. В качестве электросетевой компания обслуживает электрические сети напряжением 0,4–220 кВ. Общая протяжённость находящихся на балансе компании высоковольтных линий

электропередачи на территории ЗРЭС и ЦРЭС по состоянию на 01.01.2021 составляет по цепям 25975,61 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 1446,09 км, ВЛ 110 кВ – 2949,87 км, ВЛ 35 кВ – 3503,01 км, ВЛ 0,4-6-10 кВ – 18076,64 км. Основная часть линий электропередачи выполнена на деревянных опорах.

Увеличение протяженности линий электропередачи компании в 2020 г. по сравнению с 2019 г. составило 2293,61 км.

(2) АО «Сахаэнерго»

По состоянию на 2020 год в ведении АО «Сахаэнерго» находятся электрические сети различных классов напряжения общей протяженностью 2178,99 км, в том числе:

2057,89 км воздушных линий электропередачи, из них: ВЛ 6-10 кВ – 753,21 км, ВЛ 0,4 кВ – 1304,69 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 2020 год общая протяженность воздушных линий электропередачи увеличилась на 20 км. Все линии выполнены в одноцепном исполнении исключительно на деревянных опорах.

(3) ООО «Якутская электросетевая компания»

ООО «Якутская электросетевая компания» осуществляет электросетевую деятельность в ЗРЭС. В ведении компании находятся ЛЭП общей протяженностью 218,71 км. в одноцепном исполнении, в том числе: ВЛ 220 кВ – 143,63 км, ВЛ 110 кВ – 58,79 км, ВЛ 6(10) кВ – 16,3 км.

(4) 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 АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» Южно-Якутские электрические сети. Деятельность предприятия заключается в передаче и распределении электрической энергии, обслуживании и ремонте электрических сетей. АО «ДРСК» является дочерним предприятием ПАО «РусГидро».

Общая протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи, находящихся на балансе филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» Южно-Якутские электрические сети, составляет 1727,38 км, из них ВЛ 110 кВ – 560,98 км, ВЛ 35 кВ – 297,12 км, ВЛ 0,4 – 10 кВ – 869,28 км. Большая часть линий электропередачи выполнена

на деревянных опорах (по данным 2019 года 78,5 процента опор ВЛ 110 кВ, 89,7 процента опор ВЛ 35 кВ).

(5) ПАО «Сургутнефтегаз»

С 2009 года компания ПАО «Сургутнефтегаз», кроме собственных потребностей, обеспечивает электроснабжение НПС-10 ПАО «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 10 ПС 35 кВ и 110 кВ общей трансформаторной мощностью 517,9 МВА. Общая протяженность линий электропередачи составляет 995,112 км, из них ВЛ 110 кВ – 40,28 км, ВЛ 35 кВ – 158,626 км, ВЛ 0,4 – 10 кВ – 796,206 км.

(6) ПАО «ФСК ЕЭС»

Магистральные электрические сети, расположенные на территории Республики Саха (Якутия), эксплуатируются двумя филиалами ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока и МЭС Сибири. В собственности компании находятся ЛЭП напряжением 10-220 кВ общей протяженностью 4138,394 км, в том числе: ВЛ 220 кВ – 4135,904 км, ВЛ 0,4-6-10 кВ – 2,49 км.

Всего на территории трех энергорайонов Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2021 филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока эксплуатируются сети 220 кВ протяженностью 3428,73 км, переключательный пункт 220 кВ – 1 шт., подстанции 220 кВ – 19 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 в связи с присоединением Западного района электроэнергетической системы 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 2019 году создано структурное подразделение – Ленский РМЭС (в составе Амурского ПМЭС).

В эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири по состоянию на 01.01.2021 находятся сети 220 кВ протяженностью 709,664 км

(с учетом линий электропередач, образующих связь с Иркутской областью) и ПС 220 кВ Пеледуй с трансформаторной мощностью 126 МВА.

(7) Сведения об электросетевых объектах, находящихся в государственной собственности.

В настоящий момент в государственной собственности Республики Саха (Якутия) находится более двух тысяч объектов электроэнергетики⁴, в т.ч. 7 электросетевых объектов уровнем напряжения 110 кВ и выше (табл. 2.1.4).

Эксплуатацию более 2412 объектов электроэнергетики, находящихся в собственности Республики Саха (Якутия) в зоне действия ПАО «Якутскэнерго», осуществляет ПАО «Якутскэнерго» в рамках Соглашения о сотрудничестве при оперативном управлении и техническом обслуживании объектов электроэнергетики от 26.04.2017 №б/н.

Во исполнение поручения № б/н от 01.07.2013 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 на территории Республики Саха (Якутия) идентифицировано 1336 объектов электроэнергетики, в том числе 315 трансформаторных подстанций и 1021 линий электропередач.

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	КВЛ-110 кВ «Майя – Табага I цепь» и КВЛ-110 кВ «Майя – Табага II цепь»	Провод АС, 59 мет. опор, протяженность 24396 м.
Сунтарский улус	ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, Л-241	Провод АС-240,300, 172 мет. опор, протяженность 73430 м.
	ПС-220 кВ Сунтар*	Провод АС-240, 192 мет. опоры, протяженность 80712 м. 2х63 (2х25) МВА

⁴ Перечень объектов электроэнергетики включает в том числе отдельные оборудования

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).

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 в государственной собственности Республики Саха (Якутия), в рамках подписанного 25.06.2015 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» 01.06.2017 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». В настоящий момент утвержден (поручение первого заместителя Председателя Правительства РС(Я) от 08.09.2020 № 2084-П2) план мероприятий («дорожная карта») по консолидации объектов электроэнергетики Республики Саха (Якутия).

2.2 Отчетная динамика и структура электропотребления за 2016-2020 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 процентов, а в отдельные пятилетки доходили до 119 процентов. С начала 1990 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 процента. 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 2016 по 2020 гг. наблюдается устойчивый рост производства и потребления электроэнергии. Прирост производства электроэнергии в республике за период составляет 802,8 млн кВт·ч и среднегодовой темп роста электропотребления составляет 2,4 процента (рис. 2.2.1).

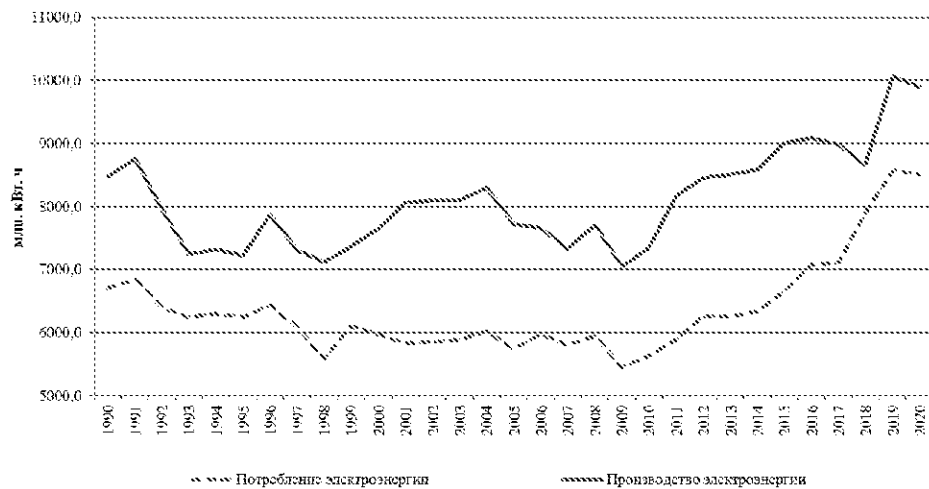


Рис. 2.2.1 – Динамика производства и потребления электроэнергии за 1990-2020 гг., млн кВт·ч⁵

В современной структуре электропотребления наибольшую долю занимает добыча полезных ископаемых – 35,3 процента, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 16,9 процента, транспорт и связь – 19 процентов. На население приходится 10,4 процента от потребляемой в республике электроэнергии. Доля потерь электроэнергии в сетях общего пользования стала меньше, чем в предыдущих годах и составила 8 процентов (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 2020 г. в сравнении с состоянием 2016 г., %)

За период абсолютный прирост электропотребления в республике составил 1451,4 млн кВт·ч, а среднегодовой темп прироста – 4,5 процента (таблица 2.2.1).

Таблица 2.2.1 – Динамика электропотребления за 2016-2020 гг.

Показатель		Год					2016-2020 гг.
		2016	2017	2018	2019	2020	
Электропотребление*	млн кВт·ч	7804,0	7863,8	8599,6	9372,8	9255,4	-
Абсолютный прирост,	млн кВт·ч	-	59,8	735,8	773,2	-117,4	1451,4
Темпы роста,	%	-	100,8	109,4	109,0	98,7	118,6

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

Форма Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации Электробаланс за 2016-2018 гг., показатели за 2019-2020 гг. сформированы с отчетных данных предприятий.

В целом, за период электропотребление по республике растет быстро. 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 2016-2020 гг.

	2016		2017		2018		2019		2020			
									потребление		прирост	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
<i>Электропотребление по видам экономической деятельности, всего, в том числе</i>	6155,2	78,9	6147,0	78,2	6935,9	80,7	7612,2	81,2	7552,7	81,6	1397,5	22,7
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	30,1	0,4	33,0	0,4	33,5	0,4	36,7	0,4	40,4	0,4	10,3	34,2
добыча полезных ископаемых	2367,2	30,3	2449,8	31,2	2651,8	30,8	2877,4	30,7	3264,4	35,3	897,2	37,9
обрабатывающие производства	109,4	1,4	102,9	1,3	102,4	1,2	113,7	1,2	125,1	14,4	15,7	15,9
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1697,8	21,8	1411,4	17,9	1442,8	16,8	1363,1	14,5	1562,5	16,9	-135,3	-8,0
строительство	99,2	1,3	102,7	1,3	87,4	1,0	99,1	1,1	115,0	1,2	15,8	15,9
транспорт и связь	1237,0	15,9	1058,2	13,5	1521,5	17,7	1735,4	18,5	1759,8	19,0	522,8	42,3
другие виды экономической деятельности	624,5	8,0	663,1	8,4	682,5	7,9	737,9	7,9	685,5	7,4	61,0	9,8
<i>Население</i>	924,0	11,8	953,3	12,1	965,6	11,2	957,6	10,2	962,9	10,4	38,9	4,2
<i>Потери в сетях общего пользования</i>	724,8	9,3	763,5	9,7	698,1	8,1	803,0	8,6	739,8	8,0	15,0	2,1
ИТОГО	7804,0	100,0	7863,8	100,0	8599,6	100,0	9372,8	100,0	9255,4	100,0	1451,4	18,6

Форма Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации Электробаланс за 2016-2018 гг., показатели за 2019-2020 гг. 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 процента. Несмотря на это, прирост электропотребления за период составляет 37,9 процента. Прирост электропотребления обрабатывающей отрасли за период в среднем составил 14,4 процента. Наибольший рост электропотребления происходит в трубопроводном транспорте, причиной чему стало наращивание мощностей крупных потребителей энергии: нефтепровода «ВСТО» и экспортноориентированного газопровода «Сила Сибири», вывод к полной загруженности которых обеспечит дальнейший рост энергопотребления. Рост электропотребления по другим видам экономической 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 выросли на 2,1 процента, но их доля в электропотреблении постепенно сокращается. В 2020 г. потери составили 11,9 процента.

В децентрализованной зоне республики, обслуживаемой разными энергоснабжающими организациями, в 2020 г. потреблено 1548,9 млн кВт·ч электроэнергии. При этом 468,1 млн кВт·ч (30,2 процента) электроэнергии в 2020 г. потреблено производственными объектами ПАО «Сургутнефтегаз» по добыче нефти на Талаканском месторождении. Более 20 процентов электроэнергии децентрализованной зоны приходится на небольшие предприятия добывающей промышленности.

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

(1) Потребление электрической энергии

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

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). Основными промышленными потребителями энергорайона являются ГУП «ЖКХ РС(Я)», АО ПО «Якутцемент», АО «Теплоэнергия», АО «Водоканал». Суммарное потребление электроэнергии за 2020 г. в ЦРЭС составило 1742,5 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.

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

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). Суммарное потребление в 2020 г. составило 3226,3 млн кВт·ч. Крупными потребителями ЗРЭС, с объемами потребления больше 30 млн кВт·ч. в год, являются предприятия АК «АЛРОСА» (ПАО), ПАО «Транснефть», ООО «ПТВС», ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», АО «Теплоэнергосервис», АО «РНГ», ГУП «ЖКХ РС (Я)».

Значительное снижение электропотребления АК «АЛРОСА» (ПАО) в 2020 г. обусловлено полным выводом из эксплуатации оборудования рудника «Мир» в 2019 г., закрытием Фабрики №8 Айхальского ГОК и закрытием насосной станции пульпы в Удачинском ГОК в 2020 г. Устойчивый рост у ПАО «Транснефть», АО «РНГ», ПАО «ЯТЭК» обусловлен ежегодным ростом добычи нефти и, соответственно, увеличением объемов ее транспортировки. Как упоминалось ранее, на предприятиях тепло- и водоснабжения происходит снижение электропотребления, в связи с оснащением потребителей приборами учета.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия). Суммарное потребление электроэнергии в 2020 г. составило 2524,3 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 потребление электроэнергии крупными предприятиями в 2020 г. равна свыше 750 млн кВт·ч.

Таблица 2.3.1 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2016	2017	2018	2019	2020
<i>Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)</i>						
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	65,44	67,74	70,54	71,03	69,62
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	50,88	51,83	56,40	66,33	59,17
АО «Водоканал» г. Якутск	Водоснабжение	34,10	38,20	32,65	35,98	32,72

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2016	2017	2018	2019	2020
АО «Теплоэнергия»	Теплоснабжение	29,77	28,80	28,22	26,81	23,85
ООО «Артель старателей «Дражник»	Цветная металлургия	16,28	1,07	13,62	13,90	16,11
Республиканская больница №1- Национальный центр медицины ГАУ РС (Я)	Медицинская помощь	14,07	8,56	13,36	13,75	н/д
АО «Аэропорт Якутск»	Обслуживание перелетов	9,42	9,31	9,92	10,28	9,66
ПАО «ЛОРП»	Водный транспорт	9,20	9,00	7,80	8,50	н/д
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	9,90	8,20	8,27	8,34	7,63
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	8,28	8,02	8,28	8,30	7,52
ООО «Рудник «Дуэт»	Цветная металлургия	8,18	6,49	7,51	7,57	9,34
АО «Якутский хлебокомбинат»	Пищевая промышленность	7,70	6,40	5,82	5,84	5,74
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский + Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	6,30	3,60	4,00	3,60	3,50
<i>Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	1460,00	1059,00	1004,00	960,04	779,07
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	318,30	377,60	649,90	794,90	838,40
НПС-10		114,50	120,00	153,50	176,80	180,30
НПС-11		59,10	58,20	92,70	115,37	119,81
НПС-12		42,50	59,70	127,30	163,20	177,10
НПС-13		47,20	64,20	133,60	168,70	181,40
НПС-14		55,00	75,50	142,80	170,80	179,80
ООО «Газпром трансгаз Томск», ЛПУМГ №1	Транспортировка газа	-	-	-	0,07	2,21
ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Чаяндинское НГКМ	Добыча нефти и газа	-	-	-	17,3	37,9
ООО «ИТВС»	Тепловодоснабжение	-	214,08	304,75	364,86	330,34
ООО «Гаас-Юрях Нефтегазодобыча»	Добыча нефти и газа	97,50	134,40	224,60	н/д	н/д
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	102,06	90,41	86,27	82,72	81,08
АО «РНГ»	Разведка и добыча нефти	-	3,62	24,61	38,08	59,25
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	27,55	27,82	30,16	29,59	30,58
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	14,12	14,87	13,73	12,86	12,56
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	7,60	7,70	8,30	8,70	10,50
<i>Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)</i>						
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:	Транспортировка нефти	н/д	407,60	604,30	756,10	810,30
НПС-15		85,00	87,30	129,80	161,29	172,48
НПС-16		н/д	95,80	133,90	162,70	173,51
НПС-17		98,40	102,00	137,20	160,90	169,01
НПС-18		н/д	65,20	110,70	144,70	156,99
НПС-19		56,07	57,33	92,73	126,46	138,33
АО ХК «Якутуголь» г.	Угольная	278,00	243,00	237,70	238,90	225,80

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2016	2017	2018	2019	2020
Нерюнгри»	промышленность					
АО «Полос Алдан»	Цветная металлургия	137,86	148,95	152,14	157,24	117,37
АО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	39,00	49,70	93,50	110,30	119,70
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	33,44	33,11	33,08	32,57	29,75
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	32,70	30,90	28,50	27,50	24,81
ЗАО «Саха Голд Майнинг»	Цветная металлургия	11,51	22,98	26,63	28,74	26,11
АО «ДГК»	Генерирующая компания	383,08	367,76	380,87	367,76	380,15
АО «ГОК «Инаглинский»	Угольная промышленность	-	-	9,61	26,76	46,21
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	-	-	18,17	45,50	52,50
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	8,30	9,90	9,54	9,19	7,18
ООО «Мечел-Ремсервис»	Техсервис	8,10	8,00	7,50	н/д	6,80*
<i>Зона децентрализованного энергоснабжения</i>						
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	433,00	432,40	469,2	467,4	468,10
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	71,28	73,93	63,54	71,79	66,18
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	53,22	53,45	54,80	55,80	64,54
АО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	26,74	27,53	27,98	31,18	30,00*
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	17,36	17,11	16,55	17,02	15,66
ФКП «Аэропорты Севера»	Обслуживание перелетов	15,00	17,66	17,44	15,12	13,76
АО «Прогноз»	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	12,49	14,16*
АО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	8,25	10,12
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	5,5	10,28
ООО «Норд Голд», всего, в том числе:		н/д	н/д	н/д	н/д	73,93
ООО «Нерюнгри-Металлик»	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	н/д	54,00
ООО «Рудник Таборный»		н/д	н/д	н/д	н/д	19,93

Источник: Отчетные данные предприятий

1) показатели за 11 месяцев 2019 г.

2) суммарное потребление без отделения децентрализованной зоны энергоснабжения.

*оценка ИФТПС СО РАН.

(2) 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 2.3.2 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2016	2017	2018	2019	2020
<i>Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)</i>						
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	13,1	13,5	14,1	14,2	14,4
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	12,0	12,0	12,0	12,0	11,8
АО «Водоканал» г. Якутск*	Водоснабжение	10,0	11,2	9,6	10,6	4,3
АО «Теплоэнергия» *	Теплоснабжение	6,0	5,8	5,6	5,4	5,3
ООО «Артель старателей «Дражник» *	Цветная металлургия	2,3	0,0	2,0	2,0	н/д
Республиканская больница №1-Национальный центр медицины ГАО РС (Я)*	Медицинская помощь	4,1	2,5	3,9	4,0	н/д
АО «Аэропорт Якутск» *	Обслуживание перелетов	3,5	0,4	2,9	3,1	н/д
ПАО «ЛОРП» *	Водный транспорт	2,7	2,7	2,3	2,5	н/д
АО «ДСК» *	Строительство, строительные материалы	1,4	1,7	1,2	1,2	1,059
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,7	1,6	1,7	1,7	1,6
ООО «Рудник «Дуэт» *	Цветная металлургия	1,2	0,9	1,1	1,1	н/д
АО «Якутский хлебокомбинат» *	Пищевая промышленность	1,5	1,3	1,2	1,2	н/д
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая) *	Угольная промышленность	1,4	1,3	0,9	0,8	0,4
<i>Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).</i>						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	303,0	168,0	167,0	137,99	126,29
ПАО «Транснефть»:	Транспортировка нефти					
НПС-10		14,2	19,9	35,0	21,7	22,1
НПС-11		7,3	9,7	23,5	22,16	22,86
НПС-12		5,3	9,9	33,6	30,6	32,65
НПС-13		5,8	10,6	34,2	31,57	33,14
НПС-14		6,8	12,6	31,5	28,65	29,41
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»:						
Обустройство Чаяндынского НГКМ	Добыча природного газа				4	7
Обустройство нефтяной оторочки Чаяндынского НГКМ	Добыча нефти				0,2	0,6
ООО «ПТВС» *	Тепловодоснабжение	-	42,8	61,0	173,6	171,6
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» *	Добыча нефти и газа	13,0	17,9	30,0	н/д	н/д
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	20,4	18,1	17,3	16,5	19,6
АО «РНГ» *	Разведка и добыча нефти	-	0,5	3,3	5,1	н/д
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	5,5	5,6	6,0	5,9	7,0
ООО Ленское ПТЭС*	Тепловодоснабжение	2,8	3,0	2,8	2,253	2,367
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	3,1	3,2	3,5*	3,6*	1

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2016	2017	2018	2019	2020
<i>Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)</i>						
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри"	Угольная промышленность	31,7	42,7	43,8	40,7	40,3
ПАО «Транснефть:	Транспортировка нефти					
НПС-15		10,4	16,8	26,1	28,9	29,9
НПС-16		н/д	15,9	30,3	19,1	29,8
НПС-17		13,5	17,3	24,3	26,0	27,3
НПС-18		н/д	10,8	30,9	17,0	30,0
НПС-19	6,9	13,0	23,9	26,4	27,8	
АО «Полос Алдан»	Цветная металлургия	18,1*	22,1	22,6	22,5	23,2
АО «Золото Селигдара» *	Цветная металлургия	2,4	13,3	17,5	19,0*	18,2
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	6,7	6,6	6,6	6,5	6,5
АО «Нерюнгринский городской водоканал» *	Водоснабжение	9,6	9,1	8,4	8,1	8,1
ЗАО «Саха Голд Майнинг» *	Цветная металлургия	1,5	3,1	3,6	3,8	н/д
АО «ДГК» *	Генерирующая компания	3,3	10,4	3,4	3,6	3,4
АО «ГОК «Инаглинский»:	Угольная промышленность	-	-	-	-	-
ОФ "Инаглинская - 1"		-	-	3,4	3,5	4
ОФ "Инаглинская - 2"		-	-	-	-	8
Шахта "Инаглинская"		-	-	-	6,2	12,9
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	-	-	н/д	10,2	10,4
АО АК «Железные дороги Якутии» *	Грузо- и пассажироперевозка	1,5	1,7	1,7	1,6	1,6
ООО "МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС"*	Техсервис	14,3	14,3	14,3	н/д	н/д
<i>Зона децентрализованного энергоснабжения (совмещенный максимум нагрузки)</i>						
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	69,1	61,9*	59,7	60,1	69,6
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	н/д	42,7	н/д	26,9	н/д
АО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	6,5*	6,7*	6,8*	7,6*	7,3*
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия				1,7	1,9
ФКП «Аэропорты Севера» *	Воздушный транспорт	1,9	2,2	2,2	1,9	н/д
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	10,6	10,7	11,0	11,2	10,9
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	3,4	3,4	3,3	3,4	1,2
АО «Прогноз» *	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	1,8	1,9
АО «Золото Селигдара» *	Цветная металлургия	н/д	н/д	н/д	1,2	1,2
ООО «Норд Голд»:						
ООО «Нерюнгри-Металлик»		н/д	н/д	н/д	н/д	8,1
ООО «Рудник Таборный»		н/д	н/д	н/д	н/д	4,1

Источник: Отчетные данные предприятий.

*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 (присоединяемой мощностью (либо с увеличением ранее присоединенной мощности) свыше 5 МВт) согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия) по состоянию на начало 2021 года.

Таблица 2.4.1 – Перспективные потребители (присоединяемой мощностью (либо с увеличением ранее присоединенной мощности) 5 МВт и выше), присоединяемые к электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия).

Наименование Заявителя	+P, МВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания	Сетевая организация
ПАО «Алроса»	4,996	28	6	2020	2021	ПС 220 кВ ГПП-6	ПАО «Якутскэнерго»
АО «Денисовский ГОК»	7,322	15,7	110	2016	2021	Нерюнгринская ГРЭС, Чульманская ТЭЦ	АО «ДРСК»
АО «Денисовский ГОК»	13,5	0	110	2016	2021	Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ	АО «ДРСК»
УК «Колмар»	8,861	2,6	110	2015	2021	Чульманская ТЭЦ	АО «ДРСК»
ЗАО «Тимир ГМК»	10	0	110	2015	2023	Чульманская ТЭЦ	АО «ДРСК»
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	50,05	0	110	2018	2022	ПС 220 кВ Городская	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Транснефть-Восток»		29,635	10	-	2022	ПС 220 кВ НПС-19	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Эльгауголь»	51	6	110	2016	2024	ПС 220 кВ Эльгауголь	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «Саханефть»	14	0	110	2020	2024	ПС 110 кВ Маччоба	ООО «ЯЭСК»
УК «ТОР «Южная Якутия»	57,981	0	220	2020	2024	ПС 220 кВ Налдинская	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	6,96	0	10	2016	2021	ПС 220 кВ НПС-12	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	8,29	0	10	2016	2021	ПС 220 кВ Олекминск	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	7,14	0,038	10	2016	2022	ПП 220 кВ Амга	ПАО «ФСК ЕЭС»
ПАО «Газпром»	8,015	0	10	2016	2021	ПС 220 кВ НПС-18	АО «ДРСК»
ПАО «Газпром»	6,918	0,112	10	2016	2022	ПП 220 кВ Нагорный	ПАО «ФСК ЕЭС»
АО «ЮВГК»	22,918	0	110	2019	2021	ПС 110 кВ Хандыга	ПАО «Якутскэнерго»
АО «Золото Селигдара»	20	0	110	2020	2025	ПС 220 кВ Томмот	ПАО «ФСК ЕЭС»
ООО «АнтрацитИнвестПроект»	30	0	220	2021	2022	ПП 220 кВ Антрацит	ПАО «ФСК ЕЭС»

В таблицах 2.4.2 – 2.4.6 приведен перечень перспективных потребителей (присоединяемой мощностью более 1 МВт) согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение к электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия) с разбивкой по собственникам объектов электросетевого хозяйства по состоянию на начало 2021 года.

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

Заявитель	Объект	+P, МВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
Администрация Ленского района МО	Физкультурно-оздоровительный комплекс с плавательным бассейном	1,261	0	0,4	2020	2022	ПС 110 кВ Ленская
СОИТ Сатап		1,156	0	6	2020		ПС 110 кВ Радиоцентр
Служба государственного заказчика РС (Я) ГУ		2,989	0	0,4	2020	2021	ПС 110 кВ Хатын- Юрях
ООО «Семнадцатая концессионная компания»		3,673	0	0,4	2020	2023	ПС 110 кВ Намьв
МКУ «Управление строительного комплекса» МР «Сунтарский улус (район)» РС (Я)		1,6	0	6	2020	2025	ПС 220 кВ Сунтар
ООО «Ратмир Север»		2,16	0,8	6	2020	2023	ПС 110 кВ Восточная
ПАО «Алроса»	Фабрика №12	4,996	28	6	2020	2021	ПС 220 кВ ГПП-6
АО «ЮВГК»	Нежданинский ГОК	22,918	0	220	2019	2021	ПП 220 кВ Антрацит
АО «Жатайская судоверфь»	Жатайская судоверфь	8,5	0	110	2019	2021	ЯГРЭС
Служба государственного заказчика РС(Я) ГУ	Республиканский кардиологический диспансер	1,53	0		-	2021	
Служба государственного заказчика РС(Я) ГУ	Якутский республиканский онкологический диспансер	2,989	0	0,38	2020	2021	ПС 110 кВ Намьв
Фонд поддержки социальных инициатив Газпрома	Физкультурно-оздоровительный комплекс с бассейном и катком	0,9642	0	0,38	2020	2021	ПС 110 кВ Ленская
ООО «Семнадцатая концессионная компания»	Государственная филармония Якутии	1,642	0	0,38	2021	2022	ПС 110 кВ Намьв
ООО «Семнадцатая концессионная компания»	Арктический центр эпоса и искусств	3,673	0	0,38	2021	2023	ПС 110 кВ Намьв

Источник: Сведения ПАО «Якутскэнерго».

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

Заявитель	Объект	+P, МВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
ПАО «Газпром»	КС-4 «Нимнырская»	8,015	0	10	2016	2021	ПС 110 кВ КС-4
АО «Денисовский ГОК»	ПС 110/6,3/6,6 Дежневская	7,322	15,7	110	2016	2021	Нерюнгринская ГРЭС; Чульманская ТЭЦ
ПАО «Газпром»	КС-5 «Нагорная»	6,918	0,112	10	2018	2022	ПС 220 кВ КС-5
АО «Денисовский ГОК»	ПС 110/6 кВ Денисовская	3	5	110	2015	2021	Нерюнгринская ГРЭС
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	2021	Чульманская ТЭЦ
ЗАО «Тимир ГМК»	Проектируемая подстанция 110/10 кВ горно- обогатительного комбината " Таежный"	10	0	110	2014	2023	ПС 110 кВ Малый Нимныр
АО «Денисовский ГОК»	ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ Комсомольская	13,5	0	110	2016	2021	1 ВЛ-110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ
ПАО «Газпром»	КС-3 «Амгинская»	7,14	0,038	10	2016		ПС 220 кВ КС-3
АО «Золото Селигдара»	Электроустановка АО «Золото Селигдара»	1	0	6	2020	2021	ПС 110 кВ Алдан
АО «Полос Алдан»	РУ 61 А (ЗИФ-1, ЗИФ-2), РУ 62 (Компрессорная-1, Компрессорная-2), РУ 63 (ЗИФ-1, ЗИФ-2)	4,9	25,1	6	2020	2022	ПС 110 кВ ЗИФ
АО «Эльконский Горно- металлургический комбинат»	АО «Эльконский ГМК»	2,5	0	35	2020	2023	ПС 220 кВ Томмот

Источник: Сведения АО «ДРСК».

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

Заявитель	Объект	+P, МВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания
ООО «Чорон»		4	0	35	2020	2023	
ООО «Богуславец»	ПС Богуславец	8	1	35	2020	2023	ВЛ 35 кВ Нелькан – Дражный

Источник: Сведения ПАО «Магаданэнерго».

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

Заявитель	Объект	+P, МВт	P 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 Олемкинский
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	2021	ПС 220 кВ Городская
ПАО «Газпром»	Компрессорная станция КС-1 "Салдыкельская" (ЗРУ-10 кВ КС-1)	6,96	0	10	2016	2021	ПС 220 кВ НПС-12
АО «Полос Алдан»	ПС 35 кВ №9 и №19	1,5	3,5	6	2020	2025	ПС 220 кВ Нижний Куранах
АО «ДРСК»	ПС 220/10 кВ КС-5	6,918	0	220	2016	2022	ПС 220 кВ Тында
АО «ДРСК»	ЛЭП 110 кВ, ПС 110/10 кВ КС-4	8,015	0	110	2016	2021	ПС 220 кВ НПС-18
АО «ДРСК»	Присоединение трех ЛЭП 35 кВ Томмот – Алексеевск и Томмот – 24 км, Томмот - Промзона	9,8	0	35	2020	2022	ПС 220 кВ Томмот
АО «ДРСК»	Присоединение ЛЭП 35 кВ Томмот - Безымянка	2,5	0	35	2020	2025	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	45	6	110	2016	2024	ПС 220 кВ Эльгауголь
УК «ТОР «Южная Якутия»	«ГОК «Инаглинский»	57,981	0	220	2020	2024	ПС 220 кВ Налдинская
АО «Полос Алдан»	РУ 64 ЗИФ	6	0	35	2021	2024	ПС 220 кВ Нижний Куранах
АО «Золото Селигдара»	-	20	0	110	2020	2025	ПС 220 кВ Томмот
ООО «АнтрацитИнвест Проект»	-	30	0	220	2021	2022	ПП 220 кВ Антрацит

Источник: Сведения ПАО «ФСК ЕЭС».

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

Заявитель	Объект	+P, МВт	P 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	2024	ПС 110 кВ Маччоба
АО «ДВЭУК»	Строительство ПС 220 кВ Чайнда с двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя - Чайнда I, II цепь, двумя одноцепными ВЛ 110 кВ Чайнда - ЭСН УКПГ - 3 № 1, № 2 и ПП 220 кВ Нюя с заходами ВЛ 220 кВ Городская - Пеледуй № 1 и № 2 с отпайкой на НПС-11	50,05	0	220	2018	2022	ПС 220 кВ Районная

Источник: Сведения ООО «ЯЭСК».

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 зоны децентрализованного электроснабжения Республики Саха (Якутия) по состоянию на начало 2021 года.

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

Заявитель	Объект	+P, кВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания (ДЭС)
АМО «Среднеколымский улус (район)»	Детский центр искусств в г. Среднеколымск	64	-	0,4	1905	2022	Средне- колымск
ГБУ РС(Я) «Жиганская центральная районная больница им. О.Г. Захаровой»	ФАП по адресу: РС(Я), Жиганский район, с. Баханай, ул. Линдинская, 3/1	30	-	0,4	2020	2022	Баханай
ГКУ «СГЗ РС(Я)»	Многоквартирные жилые дома в с. Березовка Среднеколымского улуса (района), 2-кв. однокомнатный жилой дом (14:25:090001:447)	20	-	0,4	2020	2022	Березовка
ГКУ «СГЗ РС(Я)»	Многоквартирные жилые дома в с. Березовка Среднеколымского улуса	20	-	0,4	2020	2022	Березовка

Заявитель	Объект	+P, кВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания (ДЭС)
	(района), 2-кв. трехкомнатный жилой дом (14:25:090001:320)						
ГКУ «СГЗ РС(Я)»	Многokвартирные жилые дома в с. Березовка Среднеколымского улуса (района), 2-кв. трехкомнатный жилой дом (14:25:090001:326)	20	-	0,4	2020	2022	Березовка
ГКУ «СГЗ РС(Я)»	Многokвартирные жилые дома в с. Березовка Среднеколымского улуса (района), 2-кв. двухкомнатный жилой дом (14:25:090001:329)	20	-	0,4	2020	2022	Березовка
ГКУ «СГЗ РС(Я)»	Многokвартирные жилые дома в с. Березовка Среднеколымского улуса (района), 2-кв. однокомнатный жилой дом (14:25:090001:319)	20	-	0,4	2020	2022	Березовка
ООО «ДСА»	4-кв. жд в с. Жилинда, Октябрьская, д. 9	45	-	0,4	2020	2022	Жилинда
ООО «ДСА»	16-кв. жд с. Оленек, Заложная, д. 17	50	-	0,4	2020	2022	Оленек
ООО «ДСА»	16- кв. с. Оленек, Заложная, д. 8	50	-	0,4	2020	2022	Оленек
МУП «Приморский»	Бойня модульная по адресу: РС(Я), Булунский район, за пределами границ сельского поселения "Хара-Улахский национальный (эвенкийский) наслег"	50	-	0,4	2020	2022	Найба
ООО "Стройкон"	Многokвартирный жилой дом по адресу: РС(Я), Абыйский район, п. Белая Гора, ул. Корякина, д. 4	40	-	0,4	2020	2022	Белай Гора
КП РС(Я) "Дороги Арктики"	Дробильно-сортировочная установка ПДСУ-30, РС(Я), Абыйский улус, п. Белая Гора, ул. Ефимова, 15	117	-	0,4	2020	2022	Белай Гора
КП РС(Я) "Дороги Арктики"	Дробильно-сортировочная установка ПДСУ-30, РС(Я), Момский район, с. Хонуу, пер. Северный	117	-	0,4	2020	2022	Хонуу
АМО "Ленский район" РС(Я)	Национальная школа на 50 учащихся с детским садом на 15 мест и интернатом на 15 мест в с. Толон Ленского района	175	-	0,4	2020	2022	Толон
ИП Садыков Т.Э.	Кафе Ассорти по адресу: Булунский район, п. Тикси, ул. Трусова, 9, кв. 4	25	-	0,4	2020	2022	Тикси
АМО "Оленекский ЭНР"	Детский сад на 50 мест в с. Жилинда Оленекского района	132,2	-	0,4	2020	2022	Жилинда
ИП Протопопова А.Н.	Магазин-пекарня с. Колымское, ул. Черского, 28	18	-	0,4	2020	2022	Колымское
АМР "Оленекский	Строительство ул. им. Бр.	406	-	0,4	2020	2022	Оленек

Заявитель	Объект	+P, кВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания (ДЭС)
эвенкийский национальный район"	Христофоровых на участке от ул. Портовская до ул. Соломонова и ул. им. Г.Ф. Никифорова						
ООО "Арктика"	Магазин "Удачный", Верхоянский район, п. Батагай, ул. Ленинна, 31	89,7	-	0,4	2020	2022	Батагай
АМР "Оленекский эвенкийский национальный район"	Школа-сад на 120/75 мест в с. Харыялах Оленекского ЭНР по адресу: с. Харыялах, ул. Октябрьская, 17, корп. 1	175	-	0,4	2020	2022	Харыялах
АМР "Оленекский эвенкийский национальный район"	4-квартирный жилой дом по адресу: Оленекский ЭНР, с. Эйик, ул. Новая, 7, корп. 1	41	-	0,4	2020	2022	Эйик
АМР "Оленекский эвенкийский национальный район"	4-квартирный жилой дом по адресу: Оленекский ЭНР, с. Оленек ул. Заложная, 16	41	-	0,4	2020	2022	Оленек
АМР "Оленекский эвенкийский национальный район"	4-квартирный жилой дом по адресу: Оленекский ЭНР, с. Харыялах, ул. Почтовая, 10	41	-	0,4	2020	2022	Харыялах
АМР "Оленекский эвенкийский национальный район"	ул. им. П.Ф. Соломонова (21 участка) с. Харыялах	147	-	0,4	2020	2022	Харыялах
ИП Войная О.В.	Магазин "Вояж-2" РС(Я), Нижнеколымский район, п. Черский, ул. Молодежная, 10/1	20	-	0,4	2020	2022	Черский
ГБУ РС(Я), "Томпонская центральная районная больница"	"ФАП" в с. Охотский перевоз по адресу: РС(Я), Томпонский район, с. Охотский перевоз, пер. Светлая, д. 3	30	-	0,4	2020	2022	Охотский Перевоз
ООО "Лакомка"	Пекарня по адресу: РС(Я), Анабарский район, п. Юрюнг-Хая, ул. Учительская, д. 1/1	21	-	0,4	2020	2022	Юрюнг-Хая
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	Тепловой пункт "Центральная, РС(Я), Момский район, с. Хонуу	45,36	-	0,4	2020	2022	Хонуу
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	Котельная "Центральная", РС(Я), Момский район, с. Чумпу Кытыл	57,6	-	0,4	2020	2022	Тюбелях
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	Котельная № 2, РС(Я), Среднеколымский район, с. Березовка	76,94	-	0,4	2020	2022	Березовка
ООО "Дорожник"	Производственная база, РС(Я), Алданский район, с. Улуу, ул. Центральная, д. 20	20	-	0,4	2020	2022	Улуу
ИП Барашкова Л.В.	Пекарня, РС(Я), Момский район, с. Сасыр, ул. Тарабукина, д. 4	16	-	0,4	2020	2022	Сасыр
Стручков Прокопий Васильевич	Хлебопекарня, РС(Я), Эвено-Бытантайский район, с. Кустур, ул. Аммосова, 11/1	23	-	0,4	2020	2022	Кустур

Заявитель	Объект	+P, кВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания (ДЭС)
ГБУ РС(Я) "Государственная противопожарная служба РС(Я)"	Пожарное депо на 4 автохода, РС(Я), Среднеколымский район, г. Среднеколымск, ул. Ярославского, д. 31	58	-	0,4	2020	2022	Среднеколы мск
ПК "Монтажник"	Бетонно-шлакоблочный цех, РС(Я), Верхоянский район, п. Батагай, ул. Чолбонская, д. 8	80	-	0,4	2020	2022	Батагай
ИП Юмшанова П.Д.	Магазин, РС(Я), Верхоянский район, п. Батагай, ул. Речная, д. 8	19,8	-	0,4	2020	2022	Батагай
ФССЭР МО "Анабарский национальный (долгано- эвенкийский) улус (район)"	Насосная станция с резервуарами для водоснабжения и пожаротушения с. Саскылах	26,5	-	0,4	2020	2022	Саскылах
ИП Сыромятников В.С.	АЗС Тополиное, РС(Я), Томпонский район, с. Тополиное, кад. № 14:28:007001:1062	30	-	0,4	2020	2022	Тополиное
ООО "ФОРС"	12-кв. жилой дом, РС(Я), Анабарский район, с. Саскылах, ул. Квартальная	94	-	0,4	2020	2022	Саскылах
ООО "ФОРС"	12-кв. жилой дом, РС(Я), Анабарский район, с. Саскылах, ул. Андросова	94	-	0,4	2020	2022	Саскылах
ИП Андреев А.Л.	Птицефабрика, Оленекский ЭНР с. Оленек, ул. Кравченко, 14/1	30	-	0,4	2020	2022	Оленек
Атласов И.И.	Жилой дом, Абыйский улус с. Куберганя, ул. Лесная, 2/1	15	-	0,4	2020	2022	Куберганя
Кириллин П.С.	Жилой дом, Анабарский район, с. Сакылах, ул. Гундровая, 15	12	-	0,4	2020	2022	Саскылах
ИП Слепцова А.Н.	Производство хлеба "Здоровый хлеб"	18,6	-	0,4	2020	2022	Хону
ООО "Янаспецсервис"	Гараж, Верхоянский район, п. Батагай, ул. Совхозная, 10	88,5	-	0,4	2020	2022	Батагай
ООО "Республика- 2007"	Жилые дома, Оймяконский улус, с. Томтор, ул. Обручева, 19	41,6	-	0,4	2020	2022	Томтор
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	Строительство центрального теплового пункта "Озерная" от котельной "Новая квартальная" со строительством тепловых сетей для подключения частного сектора в с. Хону Момского улуса	15,09	-	0,4	2020	2022	Хону
ООО ИСК "Союз"	Школа на 50 учащихся в с. Натора Ленского района РС(Я)	230,06	-	0,4	2020	2022	Натора
ИП Левина А.В.	Животноводческий комплекс молочного направления (коровник) на 120 голов	65,81	-	0,4	2020	2022	Кобяй

Заявитель	Объект	+P, кВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания (ДЭС)
ООО "Атлант"	Районный узел почтовой связи в с. Оленек	24,1	-	0,4	2020	2022	Оленек
ГБУ РС(Я) "Олекминская ЦРБ"	ФАП по адресу: РС(Я), Олекминский район, с. Урицкое	37	-	0,4	2020	2022	Урицкое
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	Склад № 6, РС(Я), Аллаиховский район, п. Чокурдах, ул. Гагарина, д. 26а	21	-	0,4	2020	2022	Чокурдах
ИП Муталиев А.Х.	Магазин по адресу: Момский улус, с. Хону, ул. Молодежная, 24/2	25	-	0,4	2020	2022	Хону
Иванов Николай Васильевич	Пекарня по адресу: Момский улус, с. Буор-Сысы, мкр. Аартык, 23	58,1	-	0,4	2020	2022	Буор-Сысы
ООО КЭР	Участок строительства ДЭС с. Сасыр	15	-	0,4	2020	2022	Сасыр
ООО КЭР	Участок строительства ДЭС с. Хону	15	-	0,4	2020	2022	Хону
ООО КЭР	Участок строительства ДЭС с. Кулун-Ельбют	15	-	0,4	2020	2022	Кулун-Ельбют
ООО КЭР	Участок строительства ДЭС с. Тюбелях	15	-	0,4	2020	2022	Тюбелях
ООО КЭР	Участок строительства ДЭС с. Табалах	15	-	0,4	2020	2022	Табалах
ООО КЭР	Участок строительства СЭС с. Хону	15	-	0,4	2020	2022	Хону
Жанабаева С.С.	Магазин, Усть-Янский район, п. Депутатский, мкр. Арктика 27/14	11	-	0,4	2020	2022	Депутатский
ООО "Сатал"	Гараж, с. Хонуу, ул. Лесная, 1/1	36	-	0,4	2020	2022	Хону
Петрова С.И.	Жилой дом, Хангаласский улус, с. Кытыл-Дюра, ул. Бр. Петровых, 11	15	-	0,4	2020	2022	Кытыл-Дюра
ООО "Бигэ"	МКЖД, РС(Я), Верхоянский район, п. Батагай, ул. Трахачева, д. ба	70	-	0,4	2020	2022	Батагай
ООО "Аркан"	4-кв. жилой дом, РС(Я), Анабарский район, с. Саскыла, ул. Тундровая, д. 1/1	50	-	0,4	2020	2022	Саскылах
Администрация МР "Жиганский НЭР"	Школа-сад 60/30 в с. Кыстатыам	182	-	0,4	2020	2022	Кыстатыам
ООО "Аспект"	Гостиница "Алазея", РС(Я), Среднеколымский район, г. Среднеколымск, ул. Ярославского, д. 26/1	30	-	0,4	2020	2022	Среднеколы мск
ИП Стручков В.Х.	Пекарня-магазин, РС(Я), с. Найба, ул. Колесова	80	-	0,4	2020	2022	Найба
ФБУ "Администрация Ленского бассейна"	Гараж, РС(Я), Абыйский район, п. Белая Гора, ул. Строителей, 29	35	-	0,4	2020	2022	Белая Гора
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	Котельная Хатыннаах	5,95	-	0,4	2020	2022	Хатыннаах
ИП Бабичева Ю.Н.	Продуктовый магазин, РС(Я), Нижнеколымский район, п. Черский, ул. Пушкина, д. 10	40,3	-	0,4	2020	2022	Черский
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	Котельная "Центральная",	32,46	-	0,4	2020	2022	Абый

Заявитель	Объект	+P, кВт	P ранее прис., МВт	U, кВ	Год вступл. в силу	Год оконч.	Центр питания (ДЭС)
	с. Абый Абыйского района						
ООО "СтройГазИнвест"	Административное здание, Томпонский район, п. Теплый Ключ, ул. Дружбы, 31	20	-	0,4	2020	2022	Теплый Ключ
ИП Протопопова А.Н.	Магазин-пекарня, Нижнеколымский район, с. Колымское, ул. Черского, 28	25	-	0,4	2021	2023	Колымское
МО "Город Верхоянск"	Сквер Усуйэн, Верхоянский район, г. Верхоянск, ул. Новгородова	40	-	0,4	2021	2023	Верхоянск
ФКП "Аэропорты Севера"	Производственное здание, Усть-Янский район, п. Депутатский	120	-	6	2021	2023	Депутатский
АО "Якутоптторг"	Производственное здание, Усть-Янский район, п. Усть- Куйга, ул. Транспортная, 19/4	61,5	-	0,4	2021	2023	Усть-Куйга
СПК (Ф) "Томпо"	Убойный пункт, Усть- Янский район, с. Тополиное	50	-	0,4	2021	2023	Тополиное
ГБУ РС(Я) "Момская ЦРБ"	Поликлиника, с. Хонуу, пер. Портовской, 14	18	-	0,4	2021	2023	Хонуу
АО "Якутоптторг"	Склад, Булунский район, п. Тикси, ул. Морская, 5/2	90	-	0,4	2021	2023	Тикси
ООО "Универсал Комплект"	44- квартирный жилой дом, Верхнеколымский район, п. Зырянка	96	-	0,4	2021	2023	Зырянка
ПАО Сбербанк	Дополнительный офис, Оймяконский район, с. Томтор, ул. Обручева 8/1	19,1	-	0,4	2021	2023	Томтор
АО "Якутоптторг"	Административное здание по адресу: РС(Я), Абыйский район, п. Белая Гора, ул. Ефимова, 14	35,36	-	0,4	2021	2023	Белая Гора
ФКП "Аэропорты Севера"	Производственное здание по адресу: РС(Я), Томпонский район, п. Теплый Ключ	248	-	0,4	2021	2023	Теплый Ключ
ФКП "Аэропорты Севера"	Производственное здание по адресу: РС(Я), Абыйский район, п. Белая Гора	130	-	0,4	2021	2023	Белая Гора

Источник: Сведения АО «Сахаэнерго».

2.5 Динамика изменения максимума нагрузки

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Крупнейшими потребителями электроэнергии и мощности в Западном районе электроэнергетической системы являются алмазодобывающая и нефтегазовая отрасли.

Динамика электропотребления и максимума нагрузки в энергорайоне за 2016-2020 гг. приведена в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в ЗРЭС в 2016-2020 гг.

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Максимум нагрузки, МВт	594,4	569,3	622,6	655,7	647,0
Годовое изменение, %		-4,2	9,4	5,3	-1,3
Электропотребление, млн кВт·ч	2965,8	2950,2	3225,5	3450,9	3226,3
Годовое изменение, %		-0,5	9,3	7,3	-6,5
Число часов использования максимума нагрузки, час.	4990	5182	5181	5263	4987

Как следует из таблицы 2.5.1 в период 2017-2019 гг. в энергорайоне наблюдалась тенденция роста как максимума нагрузки (рисунок 2.5.1, а), так и электропотребления (рисунок 2.5.1, б). В 2020 г. наблюдается снижение как максимума нагрузки, так и электропотребления энергорайона. Годовое снижение электропотребления составило 7 процента относительно уровня 2019 г.

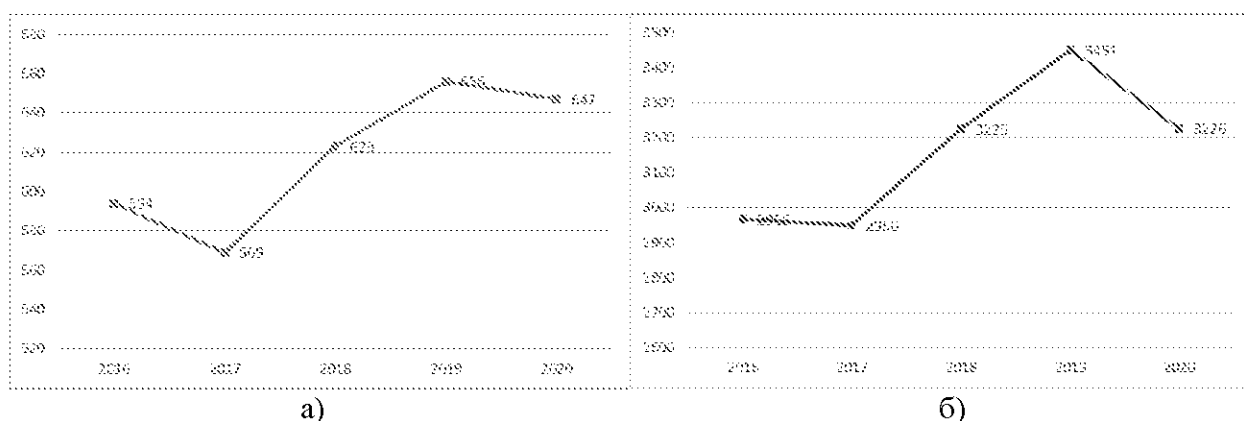


Рисунок 2.5.1 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в ЗРЭС в 2016-2020 гг.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Динамика электропотребления и максимальных электрических нагрузок потребителей в ЦРЭС за период 2016-2020 гг. приведена в таблице 2.5.2. Анализ приведенной динамики показывает, что в ЦРЭС за период 2016-2020 гг. наблюдается тенденция роста максимума нагрузки (рисунок 2.5.2, а). Электропотребление в 2020 г. снизилось на 0,6 процента (рисунок 2.5.2, б).

Таблица 2.5.2 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в ЦРЭС в 2016-2020 гг.

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Максимум нагрузки, МВт	301,3	308,4	304,2	320,7	325,2
Годовое изменение, %		2,4	-1,4	5,4	1,4
Электропотребление, млн кВт·ч	1659,6	1649,3	1692,3	1753,1	1742,5
Годовое изменение, %		-0,6	2,6	3,6	-0,6
Число часов использования максимума нагрузки, час.	5508	5348	5563	5466	5358

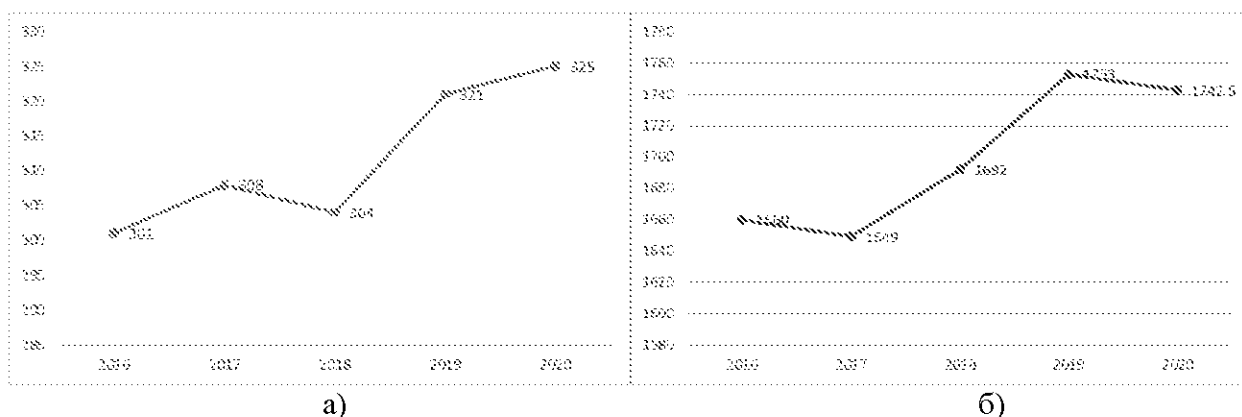


Рисунок 2.5.2 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в ЦРЭС в 2016-2020 гг.

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 2016-2020 гг. приведена в таблице 2.5.3. В отличие от других энергорайонов, максимум нагрузки (рисунок 2.5.3, а) и электропотребление (рисунок 2.5.3, б) в ЮЯРЭС сохранили тенденции роста в 2020 г.

Таблица 2.5.3 – Динамика максимальных нагрузок и электропотребления в ЮЯРЭС в 2016-2020 гг.

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Максимум нагрузки, МВт	297,8	316,3	343,5	399,0	397,1
Годовое изменение, %		6,2	8,6	16,2	-0,5
Электропотребление, млн кВт·ч	1913,4	1908,8	2193,9	2409,0	2524,3
Годовое изменение, %		-0,2	14,9	9,8	4,8
Число часов использования максимума нагрузки, час.	6425	6035	6387	6038	6357

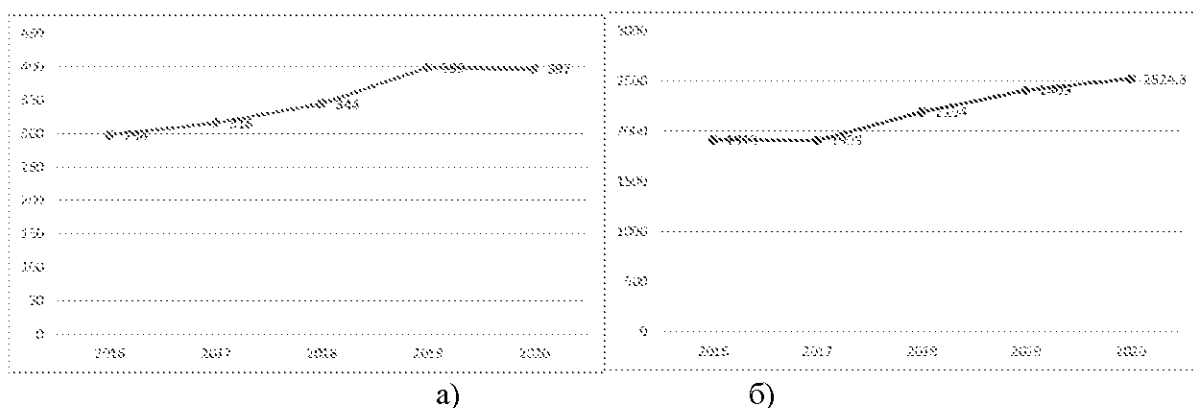


Рисунок 2.5.3 – Изменение годового максимума нагрузки (а, МВт) и объема электропотребления (б, млн кВт·ч) в ЮЯРЭС в 2016-2020 гг.

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

Потребление тепловой энергии в 2020 г. в республике составило 12,16 млн Гкал, что незначительно отличается от скорректированного показателя предыдущего года, в 2019 г. потребление тепловой энергии составляет около 12,17 млн Гкал. В таблице 2.6.1 представлена динамика изменения теплопотребления за период 2016-2020 гг.

Таблица 2.6.1 – Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2016-2020 гг.

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	11324,1	12018,6	12737,4	12171,3	12162,8
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал		694,5	718,8	-566,1	-8,5
Средние темпы прироста, %		6,1%	5,84%	-4,60%	-0,07%

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2016-2018 гг.», Статистический бюллетень «Топливо-энергетические ресурсы РС(Я) за 2019 г.».

* 2020 г. оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

За период с 2016 по 2020 гг. потребление тепловой энергии в республике увеличилось на 7,4 процента. В рассматриваемый период наблюдается увеличение теплопотребления на добывающих предприятиях на 2,4 процента и на предприятиях транспорта и связи на 10,6 процента. Теплопотребление населением за рассматриваемый период изменилось незначительно, увеличение составило 0,47 процента. В остальных отраслях наблюдается снижение теплопотребления: в отрасли обрабатывающих производств сокращение теплопотребления составило 9,3 процента, в сельском хозяйстве в – 10,3 процента, в сфере строительства на – 13,9 процента, в прочих отраслях (образование, здравоохранение,

государственное управление) сокращение теплопотребления составило 3,7 процента. В таблице 2.6.2 представлена структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2016 по 2020 гг.

Таблица 2.6.2 – Динамика потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2016 по 2020 гг., тыс. Гкал.

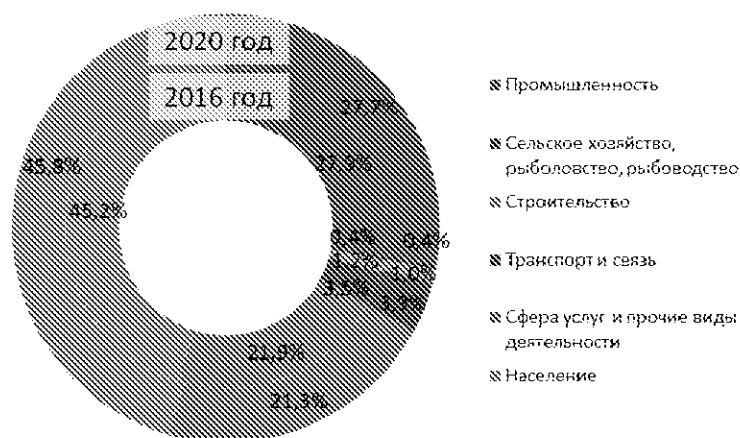
Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление всего, в том числе:	11324,1	12018,6	12737,4	12171,3	12162,8
Промышленность всего, в том числе:					
<i>добыча полезных ископаемых</i>	1300,4	1327,1	1590,7	1328,3	1331,5
<i>обрабатывающие производства</i>	274,8	207,5	226,7	224,8	221,9
<i>производство и распределение электроэнергии, воды и газа</i>	1842,0	1809,3	1859,6	1822,3	1818,4
Сельское хозяйство, рыболовство, рыбоводство	49,5	41,5	45,2	44,8	44,4
Строительство	141,7	121,7	122,6	121,3	122,0
Транспорт и связь	423,5	451,8	472,6	486,8	468,5
Сфера услуг и прочие виды деятельности	2687,9	2780,1	2692,3	2401,5	2588,9
Население	5541,3	5279,6	5727,7	5741,5	5567,2

Источник: Статистический бюллетень «Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива по РС(Я) за январь-декабрь 2016-2018 гг.», Статистический бюллетень «Топливо-энергетические ресурсы РС(Я) за 2019 г.».

* 2019-2020 гг. ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

В структуре теплопотребления в республике за 2016-2020 гг. произошли некоторые изменения. По предварительным данным, ожидается что доля теплопотребления населением снизится с 48,9 процента в 2016 году до 45,8 процента в 2020 г. За рассматриваемый период сокращение доли теплопотребления промышленностью оценивается с 30,2 процента в 2016 г. до 27,7 процента в 2020 г. Осталась на одном уровне доля теплопотребления на предприятиях транспорта и связи. Доля теплопотребления в сельском хозяйстве сократилась с 0,44 процента в 2016 г. до 0,36 процента в 2020 г. На рисунке 2.6.1 представлено сравнение структуры теплопотребления в Республике Саха (Якутия) в 2016 и 2020 гг.

⁶ В момент проведения анализа теплоснабжающей отрасли Федеральная служба государственной статистики не завершила обработку отчетных данных. В анализе использованы оценки показателей за 2020 г., выполненные научными организациями.



* 2020 г. оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН

Рисунок 2.6.1 – Структура потребления тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2016 по 2020 гг.

Суммарная установленная тепловая мощность электростанций крупных энергокомпаний в 2020 г. составила 2681,5 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 1627,6 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 5930,93 Гкал/ч, из них: ПАО «Якутскэнерго» – 70,70 Гкал/ч, АО «Теплоэнергосервис» – 690,8 Гкал/ч, ГУП «ЖКХ РС(Я)» – 2686,95 Гкал/ч, филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК» – 400,00 Гкал/ч, АО «Сахаэнерго» – 10,8 Гкал/ч, ООО «ПТВС» – 920,14 Гкал/ч, ООО «Ленское ПТЭС» – 165,89 Гкал/ч, АО «ДСК» – 142,04 Гкал/ч, АО «Теплоэнергия» – 419,78 Гкал/ч, АК «АЛРОСА» (ПАО) – 285,02 Гкал/ч. Более подробная информация об установленной тепловой мощности энергоисточников представлена в таблице 2.6.3.

Таблица 2.6.3 – Установленная тепловая мощность крупных энергокомпаний Республики Саха (Якутия) в 2020 г.

Энергокомпания	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ПАО «Якутскэнерго»	1723,65
АО «Сахаэнерго»	95,97
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	1385,0
АО «Теплоэнергосервис»	690,773
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	2686,95
ООО «ПТВС»	920,14
ООО «Ленское ПТЭС»	165,89
АО «Теплоэнергия»	419,781
АО «ДСК»	142,035
АК «АЛРОСА» (ПАО)	285,02
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	97,233
Итого	8612,43

Источник: Отчетные данные предприятий.

Производство тепловой энергии в республике в 2020 г. по оценкам ИФТПС СО РАН и ИСЭМ СО РАН составило 15,46 млн Гкал. Структура производства тепловой энергии в 2020 г. представлена в таблице 2.6.4.

Таблица 2.6.4 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2020 г.

№ п/п	Энергокомпания, энергоисточник	Производство тепловой энергии, тыс. Гкал	Вид топлива
1	2	3	4
Электростанции			
Всего от ТЭС, в том числе:		4461,4	
1	ПАО «Якутскэнерго», всего, в том числе:	2517,8	
	Якутская ГРЭС	1035,3	природный газ
	Якутская ГРЭС Новая	754,7	природный газ
	Якутская ТЭЦ	727,8	природный газ
2	СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», всего, в том числе:	1895,0	
	Нерюнгринская ГРЭС	1641,8	каменный уголь
	Чульманская ТЭЦ	253,2	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго», всего, в том числе:	48,5	
	Депутатская ТЭЦ	48,5	каменный уголь
Котельные			
Всего от котельных, из них:		10412,3	
1	ПАО «Якутскэнерго»	16,1	природный газ, дизельное топливо, дрова
2	СП «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	11,9	каменный уголь
3	АО «Сахаэнерго»	6,2	природный газ, дизельное топливо, уголь
4	АО «Теплоэнергосервис»	1076,7	природный газ, дизельное топливо, уголь
5	ООО «ИТВС»	923,4	природный газ, нефть, уголь
6	ООО «Ленское ПТЭС»	201,9	природный газ, нефть
7	АК «АЛРОСА» (ПАО)	213,0	природный газ, нефть, уголь, дизельное топливо
8	АО «ДСК»	115,0	природный газ
9	АО «Теплоэнергия»	573,0	природный газ
10	ГУП «ЖКХ РС(Я)»	3863,6	природный газ, дизельное топливо, уголь
Электробойлерные			
Всего от электробойлерных, из них:		311,0	
	ПАО «Якутскэнерго»	15,7	
1	АО «Теплоэнергосервис»	61,4	
2	ООО «ИТВС»	218,4	
3	АК «АЛРОСА» (ПАО)	15,5	
Вторичные энергоносители			
Всего от вторичных энергоносителей, из них:		66,9	
1	АО «Сахаэнерго»	11,2	

Источник: Отчетные данные предприятий, формы статистической отчетности 6-ТП за 2020 г.

Основную долю в структуре производства тепловой энергии в республике занимают котельные. В период с 2016 по 2020 гг. доля котельных в общей структуре производства тепла оценочно увеличилась на 3,3 процента и в 2020 г. составляет 68,3 процента. Доля электростанций в производстве тепловой энергии несколько снизилась с 31,2 процента в 2016 г. до 29,3 процента в 2020 г. Доля электробойлерных сократилась с 2,9 процента в 2016 г. до 2,0 процента в 2020 г. Доля тепловой энергии, производимой вторичными энергоносителями, за рассматриваемый период практически не изменилась и в 2020 г. составила 0,4 процента. Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2016-2020 гг. представлена на рисунке 2.6.2.

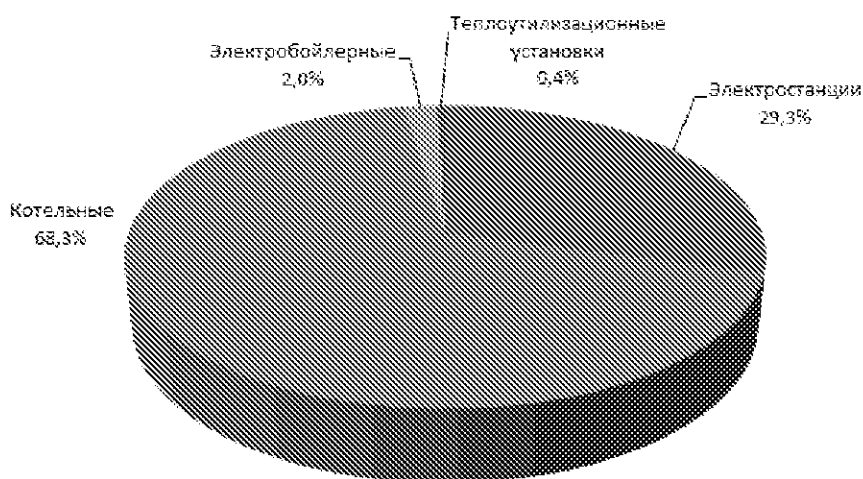


Рисунок 2.6.2 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2020 г.

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 2016-2020 гг. приведен в таблице 2.6.5.

Таблица 2.6.5 – Баланс тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период с 2016 по 2020 гг., тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Производство тепловой энергии, всего	14447,0	15213,4	15593,3	15437,5*	15251,5*
в том числе:					
электростанции	4511,8	4345,5	4452,7	4505,8	4461,4
в том числе:					
ПАО "Якутскэнерго"	2335,6	2386,2	2389,6	2541,5	2517,8
АО "Сахаэнерго"	63,2	56,7	58,2	51,8	48,5
АО "ДГК"	2113,0	1902,6	2004,9	1912,5	1895,0
котельные, из них:	9455,2	10499,9	10722,1	10522,6*	10412,3*
ПАО "Якутскэнерго"	138,2	101,1	15,6	15,1	16,1
АО "Сахаэнерго"	5,7	5,9	6,0	6,1	6,2
АО "ДГК"	2,3	72,4	25,9	34,0	11,9
ГУП "ЖКХ РС(Я)"	3649,6	3677,6	3731,6	3750,2	3863,6
АО "Теплоэнергосервис"	1003,2	1122,4	913,1	1084,4	1076,7
электробойлерные, в том числе:	414,1	365,1	346,1	342,3	311,0
ПАО «Якутскэнерго»	23,0	20,7	20,3	16,4	15,7
АО "Теплоэнергосервис"	84,9	75,5	81,6	68,7	61,4
АК «АЛРОСА» (ПАО)	306,2	13,7	10,37	12,8	15,5
ООО «ЛТВС»	-	254,1	254,2	244,4	218,4
Вторичные энергоносители	65,9	66,0	67,2	66,8	66,9
Потери тепловой энергии, всего	3032,5	3194,8	2855,9	3266,2*	3088,7*
Потребление тепловой энергии, всего	11324,1	12018,6	12737,4	12171,3*	12162,8*

Источник: формы статистической отчетности 6-ТП, 11-ТЭР за 2016-2020 гг.; отчетные данные предприятий, ТЭБ Республики Саха (Якутия) за 2016-2017 гг.

* - оценка ИФТПС СО РАН, ИСЭМ СО РАН.

Потребление и производство тепловой энергии в г. Якутске

Суммарное потребление тепловой энергии в г. Якутске в 2020 г. ожидается 2,7 млн Гкал. В период 2016-2020 гг. рост теплопотребления составил 2,8 процента (таблица 2.6.6). В структуре потребления наибольшую долю составляют: население - порядка 39,4 процента и сфера услуг – 39,2 процента (рисунок 2.6.3).

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

Показатель	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление тепловой энергии, всего	2624,2	2570,2	2605,8	2682,7	2697,9
в том числе: промышленность	79,5	47,5	48,3	46,2	40,5
строительство	24,3	29,8	30,3	36,6	36,5
транспорт и связь	49,1	26,0	26,4	6,2	5,9
население	1642,8	1694,9	1723,8	919,1	1062,5
сфера услуг и прочие виды	828,5	763,9	776,9	1131,9	1029,3

деятельности					
Расходжение (+/-)		+8,1	+30,1	+542,7	+523,2

Источник: Сведения МКУ «Окружная администрация города Якутск».

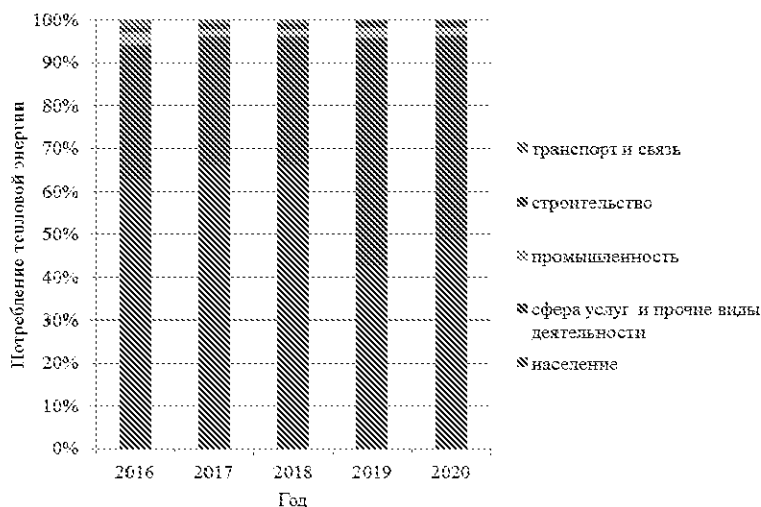


Рисунок 2.6.3 – Динамика структуры потребления тепловой энергии в г. Якутске в 2016-2020 гг.

МКУ «Служба эксплуатации городского хозяйства» предоставлена информация о структуре теплопотребления за последние два года. Изменение структуры связано с обновлением методики формирования структуры теплопотребления.

Структура производства теплоснабжающими предприятиями в пределах территории г.Якутска представлена в таблице 2.6.7. Наиболее крупными производителями тепловой энергии являются ПАО «Якутскэнерго», АО «Теплоэнергия», АО «ДСК» и ГУП «ЖКХ РС(Я).

Наибольшую долю (около 74,7 процента) в производстве тепловой энергии в 2020 г. составили источники ПАО «Якутскэнерго», из них: 72,2 процента – электростанции, 0,5 процента – котельные компании. На котельных АО «Теплоэнергия» произведено около 22,2 процента от общего объема, АО «ДСК» –3,4 процента, немногим более 3,2 процента - ГУП «ЖКХ РС(Я)» и около 1,8 процента - на остальных предприятиях.

Таблица 2.6.7 – Производство тепловой энергии в г. Якутске, тыс. Гкал

Энергокомпания, теплоисточник	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Всего, в том числе:	3443,7	3517,6	3502,5	3498,1	3391,2
электростанции ПАО «Якутскэнерго»	2335,6	2316,7	2389,6	2541,5	2517,8
в том числе: Якутская ГРЭС	1419,8	1455,5	1055,2	1118,7	1035,3
Якутская ГРЭС-2		92,8	539,2	670,4	754,7
Якутская ТЭЦ	915,8	768,4	795,2	752,4	727,8
котельные, всего	1108,1	1200,9	1112,9	956,6	873,4
в том числе: ПАО «Якутскэнерго»	138,2	80,5	15,6	15,1	16,1
АО «Теплоэнергия»	746,1	732,1	738,0	601,0	573,0
АО «ДСК»	124,5	115,9	110,1	113,6	115,0

ГУП «ЖКХ РС(Я)»	109,2	110,2	113,4	110,2	108,2
ГАУ РС(Я) «Республиканская больница №1-Национальный центр медицины»	43,6	н/д	н/д	н/д	н/д
ООО «Сахаэлектрогаз»	3,3	н/д	н/д	н/д	н/д
МУП «Пригородная теплосетевая компания»	52,2	н/д	н/д	н/д	58,0
ООО «Северные коммунальные системы»	15,5	н/д	н/д	н/д	н/д

Источник: Сведения МКУ «Окружная администрация города Якутск».

2.7 Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в 2020 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 2020 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	104,25		ООО «ПТВС»	Котельные, эл/бойлерные	701,1 212,1	1985,2007, 2012,2015
		49,08		ООО «Ленское ПТЭС»	Котельные	175,5	1968,1981, 1999,2009, 2015
ФКП «Аэропорты Севера»	677904, г. Якутск, с. Маган, ул. 40 лет Победы, д. 1	3,56		АО «ДГК»	ТЭС	985,0	1962,1983
АО «Водоканал»	677001, г. Якутск, ул. Богдана Чижика, 19	17,4		ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
АО ХК «Якутуголь»	678960, г. Нерюнгри, пр. Ленина, 3/1	178,22		АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО «Нерюнгринская автобаза»		3,9		АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
ПАО «Российские железные дороги»		12,44		АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
ООО «Айгуль»		8,53		АО «ДГК» (НГРЭС)	ТЭС	820	1983
ООО УК по ОЖФ "ЖКХ Губинский"	677000, г. Якутск, ул. Богатырева, 11/3	33,26		АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975- 1988, 1997,2002, 2004- 2016, 2018

Потребитель	Место расположения	Годовой объем потребления тепловой энергии за 2020 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
ФГАОУ ВО "СВФУ им.М.К.Аммосова"	677000, г. Якутск, ул. Белинского, 58	32,44	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС Котельные	1467,6 70,7	1937,1970
				АО «Теплоэнергия»	Котельные	594,5	1958,1970, 1975-1988, 1997,2002, 2004-2016, 2018
ФКУ УИИ УФСИН по РС (Я)	677000, г. Якутск, ул. П.Алексеева, 21/4	12,9	0	ПАО «Якутскэнерго»	ТЭС	1467,6	1937,1970
АО "Нерюнгринский городской водоканал"	678960, г. Нерюнгри, ул. Кравченко, 1	10,98	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО "Мечел-Ремсервис"	678960, г. Нерюнгри, ул. Заводская, 10	30,5	0	АО «ДГК»	ТЭС	820,0	1983
ООО «Алмаздортранс»		12,06		ООО «ПТВС»	Котельные, эл/бойлерные	711,1 209,0	1985,2007, 2012,2015
ООО «Экономь»		16,57		ООО «ПТВС»	Котельные, эл/бойлерные	711,1 209,0	1985,2007, 2012,2015
МУП МО «Поселок «Солнечный» «ТЭК»		16,66		АО «Теплоэнергосервис»	Котельные	690,8	н/д

Источник: Сведения предприятий

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

Суммарная установленная мощность электростанций на территории республики на 01.01.2021 составляет в 2833,3 МВт (по предоставленным данным). Основу электроэнергетики составляют тепловые и гидроэлектростанции (таблица 2.8.1). Их доля в суммарной мощности электростанций оценивается в 44,9 (без ДЭС) и 33,8 процента соответственно (рисунок 2.8.1). Доля газотурбинных (ГТЭС) и паротурбинных (ПТЭС) электростанций в тепловых электростанциях в зоне централизованного электроснабжения составляет 28,9 и 53,4 процента, в зоне децентрализованного электроснабжения – 38,0 и 3,4 процента, а газопоршневые электростанции составляют 2,2 процента. Дизельные электростанции (стационарные и передвижные) в структуре установленной

мощности занимают 21,2 процента. На возобновляемые источники энергии в структуре мощности приходится незначительная доля – 0,09 процента, и все они расположены в зоне децентрализованного электроснабжения.

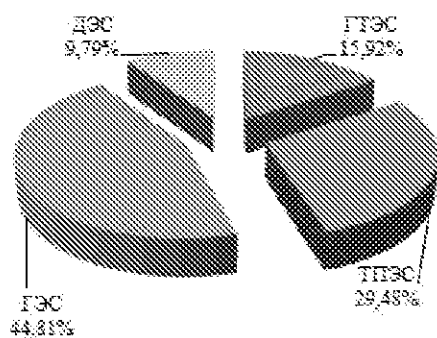
Таблица 2.8.1 – Изменение установленной мощности по типам электростанций, МВт

Тип электростанции	Год		
	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021
Установленная мощность, всего	3124,4*	2808,1**	2833,3**
в зоне централизованного электроснабжения			
ТЭС***	1286,5	1087,4	1179,5
в том числе:			
ГТЭС	612,5	414,0	340,3
ТПЭС	630	630	630
ДЭС	44,0	43,4	209,2
ГЭС	957,5	957,5	957,5
в зоне децентрализованного электроснабжения			
ТЭС	878,7	760,6	694,7
в том числе:			
ГТЭС	172,85	271,3	263,7
ГПЭС	16,5	16,4	15,6
ТПЭС	7,5	7,5	23,5
ДЭС	681,85	465,4	391,9
ВЭС	0,04	0,94	0,94
СЭС	1,617	1,621	1,662

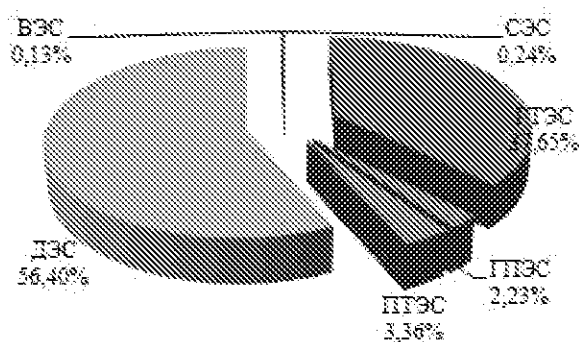
* На основе сведений предоставленных Федеральной службой государственной статистики;

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

*** С учетом резервных электростанций электросетевых организаций.



а)



б)

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 01.01.2021 г. составляет 1141,0 МВт, его доля в структуре генерирующих мощностей республики достигла 40,3 процента. Структура установленных генерирующих мощностей по собственникам на 01.01.2021 г. показана на рисунке 2.8.2. АО «Дальневосточная генерирующая компания» в структуре генерирующих мощностей занимает 21,8 процента, АО «Виллойская ГЭС-3» – 9,8 процента.

Около 72 процента генерирующих мощностей функционируют в составе единой энергетической системы России. Остальные электростанции вырабатывают электроэнергию децентрализованно, в том числе в северных и труднодоступных районах республики. Их суммарная установленная мощность на 01.01.2020 г. оценивается в объеме более 696,3 МВт (таблица 2.8.2).

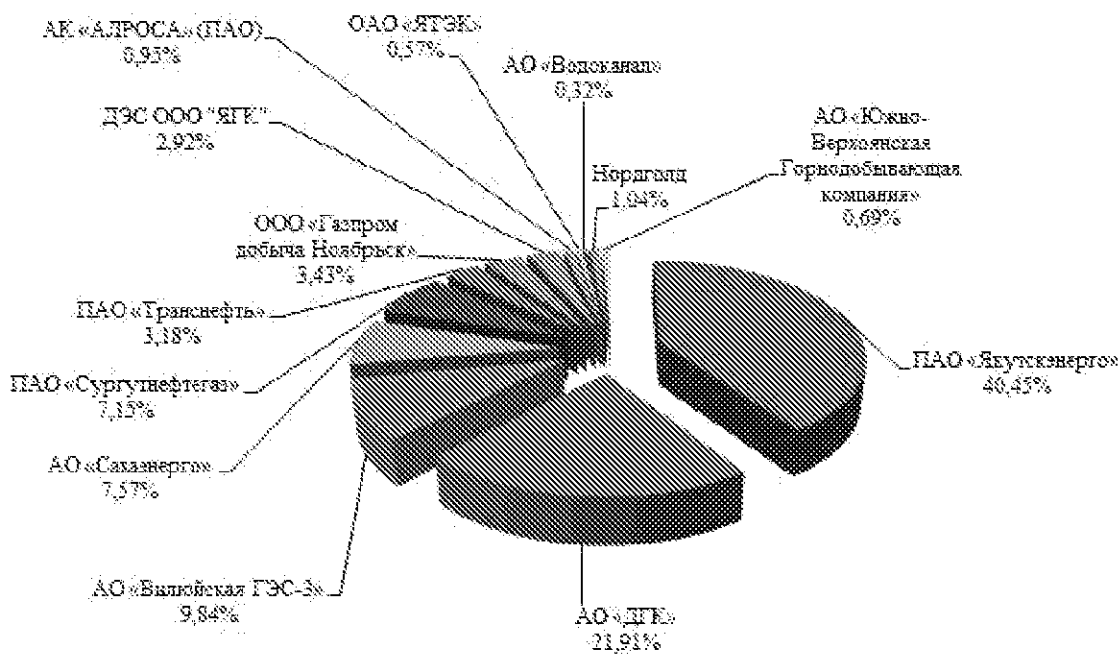


Рисунок 2.8.2 – Структура установленных генерирующих мощностей по собственникам (01.01.2021).

Основная часть автономных электростанций находится в ведении АО «Сахаэнерго» – 213,6 МВт (приложение 2.3), ПАО «Сургутнефтегаз» – 201,6 МВт (приложение 2.4), ПАО «Транснефть» - 89,6 МВт (приложение 2.8), ООО «ЯГК» – 82,5 МВт (приложение 2.5), Нордголд – 29,3 МВт (приложение), АК «АЛРОСА» (ПАО) – 26,9 МВт (приложение 2.9), АО «ЮВГК» - 19,4 МВт (приложение 2.).

Таблица 2.8.2 – Изменение установленной мощности электростанций в зонах электроснабжения, МВт

Зона электроснабжения, генерирующая компания	Год		Изменение 2020/2019, %
	2019	2020	
Установленная мощность, всего, в том числе:	2808,1*	2833,3*	0,9
в зоне централизованного электроснабжения, всего	2134,9	2137,0	0,1
в том числе:			
ПАО «Якутскэнерго»	1149,8	1141,0	-0,8
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДПК»	618,0	618,0	0
АО «Вилуйская ГЭС-3»	277,5	277,5	0
ПАО «Транснефть» (в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не участвует)	89,6	89,6	0
АО «Водоканал» (в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не участвует)	-	8,9	-
АО ПО «Якутцемент» (в балансе мощности электроэнергетической системы РС(Я) не участвует)	-	2,0	-
в зоне децентрализованного электроснабжения, всего	670,2	696,3	3,9
в том числе:			
АО «Сахаэнерго»	210,1**	213,6**	1,7
ПАО «Сургутнефтегаз»	194,4	201,6	3,7
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	93,1***	96,7****	3,9
ООО "Якутская генерирующая компания"	78,4	82,5	5,2
Нордголд	-	29,3	-
АК «АЛРОСА» (ПАО)	26,9	26,9	0
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	-	19,4	-
ОАО "ЯТЭК"	15,0	16,1	7,3
АО «АК «ЖДЯ»	5,5	2,9	-47,3
ООО «ИТВС»	-	3,7	-
ООО «Прогноз-Серебро»	-	3,6	-
Прочие	46,8*	-	-

Источник: данные предприятий (Приложения к разделу 2).

*На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы;

** На основе данных форм №23-Н за 2019-2020 гг.;

*** На основе данных ООО «Газпром добыча Ноябрьск» за 2018 г., данные за 2019 г. не были предоставлены;

**** Установленная мощность УПН Чаюдинского НГКМ взята из данных ООО «Газпром добыча Ноябрьск» за

2018 г.

Суммарная мощность электростанций в зоне децентрализованного электроснабжения увеличивается, в основном, за счет прибавления количества и мощности электростанций, эксплуатируемых в этой зоне и принадлежащих различным компаниям, например, АО «Сахаэнерго», ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «ЯГК». Сокращение мощностей происходит из-за вывода агрегатов или подключения к другим энергосетевым компаниям.

Изменение установленной мощности электростанций ПАО «Якутскэнерго» в 2020 г. связано с выводом ГТГ-12В ст.№9 и №10 суммарной мощностью 16,87 МВт.

Изменение установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» в 2020 г. по сравнению с 2019 г. произошло за счет вывода мощности 4,93 МВт и ввода мощности 9,94 МВт (табл. 2.8.3).

ООО «Якутская генерирующая компания» в 2020 г. ввело в эксплуатацию электростанции общей мощностью 4,2 МВт (табл. 2.8.3).

Таблица 2.8.3 – Ввод и вывод из эксплуатации и иным изменениям эксплуатационного состояния объектов по производству электроэнергии в 2020 г. по основным генерирующим компаниям

№ п/п	Принадлежность компании/ Тип оборудования	Местонахождение электростанции	Изменения, МВт			
			Ввод	Демонтаж	Маркировка	Резерв
1.	ПАО «Якутскэнерго»					
1	ГТГ-12В ст. №9-10	ЯГРЭС		16,87		
2.	ООО «ЯГК»					
1	ЭД40-Т400-2РН ММЗ Д-246.4-180М	ДЭС Прииск «Кристалл» в Усть-Янском районе РС(Я)	0,04			
2	ADC100-Т400-2РГХТН	Участок Эбелях 1 АО «Алмазы Анабара» в Анабарском районе РС(Я)	0,1			
3	ADS440 С-Т400-2РГТН		0,44			
4	ADS440 С-Т400-2РГТН 4 шт.	Участок Эбелях 3 АО «Алмазы Анабара» в Анабарском районе РС(Я)	1,76			
5	ADC60-Т400-2РГХТН	Участок Эбелях 5 АО «Алмазы Анабара» в Анабарском районе РС(Я)	0,06			
6	ADS 440-Т400-2РГТН	Участок Эбелях 6 АО «Алмазы Анабара» в Анабарском районе РС(Я).	0,44			
7	ADS440 С-Т400-2РГТН 3 шт.	Участок Куонамка №5 АО «Алмазы Анабара» в Оленекском районе РС (Я)	1,32			
3.	ПАО «Сургутнефтегаз»					
	<i>Нет сведений</i>					
5.	АО «Сахаэнерго»					
1	строительство АДЭС	п. Оленек Оленекские РЭС	6,74	2,23		
2	строительство АДЭС	с. Урицкое Олекминские ЭС	0,34	0,26		
3	строительство АДЭС	с. Токума Верхоянские ЭС	0,14	0,12		
4	строительство АДЭС	с. Алысардах Верхоянские ЭС	0,12	0,076		
5	замена ДЭС	с. Куберганя Белогорские РЭС	0,51	0,42		
6	замена ДЭС	с. Кутана Алданские РЭС	0,12	0,1		
7	замена ДЭС	с. Куокуй	0,15	0,15		
8	замена ДЭС	с. Арылах Верхоянские РЭС	0,36	0,3		

9	замена ДЭС	с. Намы Булунские РЭС	0,12	0,26		
10	замена ДЭС	с. Дулгалах Верхоянские РЭС	0,24	0,16		
11	замена ДЭС	с. Угоян Алданские РЭС	0,065	0,06		
12	замена ДЭС	с. Сватай Среднеколымские РЭС	0,25	0,2		
13	замена ДЭС	с. Улуу Алданские РЭС	0,51	0,36		
14	замена ДЭС	с. Дабан Олекминские РЭС	0,12	0,1		
15	замена ДЭС	с. Охотский Перевоз Оймяконские РЭС	0,03	0,03		
16	замена ДЭС	с. Синск Производственный центр	0,12	0,1		
Итого:			14,095	21,796		

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 2.8.4.

Таблица 2.8.4 – Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		2019	2020
1	2	3	4
ПАО «Якутскэнерго», всего		1149,8	1141,0*
в том числе:	Якутская ГРЭС	187,0	170,1
	Якутская ГРЭС Новая	164,0	164,0
	Якутская ТЭЦ	12,0	12,0
	Каскад Виллойских ГЭС-1,2	680,0	680,0
	Западные электрические сети, всего	26,7	29,4
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	24,7	27,2
	ДЭС Нюрбинская (резервная)	6,5	9,0
	ДЭС Виллойская (резервная)	10,7	10,7
	ДЭС Верхневиллойская (резервная)	7,5	7,5
	Центральные электрические сети, всего	80,1	85,5
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	76,9	81,5
	ДЭС Эльдикан (резервная)	11,2	11,4
	ДЭС Солнечный (резервная)	16,0	16,2
	ДЭС Борогонцы (резервная)	10,0	10,2
	ДЭС Ытык-Кюель (резервная)	7,5	7,7
	ДЭС Амгинская (резервная)	5,7	5,9
	ДЭС Бердигестяхская (резервная)	7,5	7,7
	ДЭС Хандыгская (резервная)	13,4	16,8
	ДЭС Чурапчинская (резервная)	5,6	5,6
АО «Дальневосточная генерирующая компания»	Нерюнгринская ГРЭС (включая Чульманскую ТЭЦ)	618,0	618,0
АО «Виллойская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	277,5	277,5
АК «АЛРОСА» (ПАО)		26,9	26,9
в том числе:	ДЭС	19,4	19,4
	ГТУ	7,5	7,5
АО «Сахаэнерго», всего		210,1***	213,6***
в том числе: электростанции мощностью > 5 МВт		91,7	94,7
	ДЭС п. Тикси	10,1	10,1
	ДЭС п. Батагай	11,1	11,1
	ДЭС п. Жиганск	7,4	7,5
	ДЭС п. Зырянка	7,1	7,1
	ДЭС п. Угольное	5,8	6,5
	ДЭС п. Сангар	10,5	10,5
	ДЭС п. Черский	5,2	8,4
	ДЭС г. Среднеколымск	6,3	6,3
	ДЭС п. Чукурдах	7,8	5,3

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Годы	
		2019	2020
1	2	3	4
	ДЭС п. Депутатский	6,5	8,7
	ТЭЦ п. Депутатский	7,5	7,5
	ДЭС п. Усть-Куйга	6,4	5,7
электростанции мощностью ≤ 5 МВт		118,4	118,9
из них: возобновляемые источники энергии, всего		2,561	2,561
ОАО «Сургутнефтегаз»		194,4	201,6
в том числе:	Талаканская ГТЭС	144,0	144,0
	Талаканская ГПЭС	12,7	12,7
	ДЭС	37,8	44,9
ПАО «Транснефть»	ДЭС	89,6	89,6
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»		93,1****	96,7*****
в том числе:	ГТУ	93,1	93,1
	ДЭС	-	3,6
ООО "Якутская генерирующая компания" (кроме Светлинской ГЭС)		78,4	82,5
в том числе:	ДЭС	78,0	82,1
	ГПЭС	0,4	0,4
Нордголд		-	29,3
в том числе:	ТЭЦ	-	16,0
	ДЭС	-	13,3
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	ДЭС	-	19,4
ОАО "ЯТЭК"		15,0	16,1
в том числе:	ГТУ	15,0	15,3
	ДЭС	-	0,6
	ГПЭС	-	0,2
АО «Водоканал»		-	8,9
в том числе:	ГТУ	-	4,2
	ДЭС	-	4,7
АО "АК "ЖДЯ":		5,5	2,9
в том числе:	ГТУ	2,9	2,9
	ДЭС	2,5	-
Прочие компании	ведомственные электростанции	49,8	13,4
ИТОГО по республике		2808,1**	2837,4**

Источник: данные предприятий (Приложения к разделу 2).

* согласно приказу ПАО «Якутскэнерго» № 1753 от 7 декабря 2020 г.;

** На основе сведений предприятий, опрошенных в рамках разработки данной работы;

*** На основе данных форм № 23-Н за 2019-2020 гг.;

**** На основе данных ООО «Газпром добыча Ноябрьск» за 2018 г., данные за 2019 г. не были предоставлены;

***** Установленная мощность УПН Чагинского НГКМ взята из данных ООО «Газпром добыча Ноябрьск» за 2018 г.

В таблице 2.8.5 приведен поименный перечень электростанций ПАО «Якутскэнерго», участвующих в балансе мощности электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

Таблица 2.8.5 – Генерирующие мощности ПАО «Якутскэнерго», участвующие в балансе мощности электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Энергетическая компания	Электростанция, филиал	Год
		2020
1	2	4
ПАО «Якутскэнерго», всего		1135,9
в том числе:	Якутская ГРЭС	170,1
	Якутская ГРЭС Новая	164,0
	Якутская ТЭЦ	12,0
	Каскад Виллойских ГЭС-1, 2	680,0
	Западные электрические сети, всего	27,2
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	27,2
	ДЭС Нюрбинская (резервная)	9,0
	ДЭС Виллойская (резервная)	10,7
	ДЭС Верхневиллойская (резервная)	7,5
	Центральные электрические сети, всего	82,6
	из них: электростанции мощностью > 5 МВт:	79,4
	ДЭС Эльдикан (резервная)	11,2
	ДЭС Солнечный (резервная)	16,0
	ДЭС Борогонцы (резервная)	10,0
	ДЭС Ытык-Кюель (резервная)	7,5
	ДЭС Амгинская (резервная)	5,7
	ДЭС Бердигестяхская (резервная)	7,5
	ДЭС Хандыгская (резервная)	15,9
	ДЭС Чурапчинская (резервная)	5,6

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 на начало 2021 г. Мощности передвижных установок ДЭС ПАО «Якутскэнерго» не учитываются в балансе мощности электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).

Таблица 2.9.1 – Генерирующие мощности энергетических компаний, МВт

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
Зона централизованного электроснабжения				
ЦРЭС				
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

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
4		ГТ-35-770-2	ГТУ	22,301
5		ГТ-35-770-2	ГТУ	22,229
Итого Якутская ГРЭС				170,087
1	Якутская ГРЭС Новая	LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	40,634
2		LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	40,441
3		LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	41,085
4		LM 6000-PF-NGDG02	ГТУ	41,872
Итого Якутская ГРЭС Новая				164,032
1	Якутская ТЭЦ	П-6-35/5М	ПТУ	6,0
2		Т-6-35/5	ПТУ	6,0
Итого Якутская ТЭЦ				12,0
Резервные ДЭС ЦЭС (без изолированно работающих)				
1	ДЭС Эльдикан (резервная)	ДГ-1600	ДЭС	1,6
2		ДГ-1600	ДЭС	1,6
3		ДГ-1600	ДЭС	1,6
4		ДГ-1600	ДЭС	1,6
5		ДГ-1600	ДЭС	1,6
6		ДГ-1600	ДЭС	1,6
7		ДГ-1600	ДЭС	1,6
8		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Эльдикан				11,4
1	ДЭС Солнечный (резервная)	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
8		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Солнечный				16,215
1	ДЭС Борогонцы (резервная)	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
5		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Борогонцы				10,2
1	ДЭС Ытык-Кюель (резервная)	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Ытык-Кюель				7,7
1	ДЭС Амгинская (резервная)	ДГ-72	ДЭС	0,8
2		ДГ-72	ДЭС	0,8
3		ДГ-72	ДЭС	0,8
4		ДГ-72	ДЭС	0,8
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
6		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Амгинская				5,9
1	ДЭС Бердигестяхская (резервная)	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
4		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
Итого ДЭС Бердигестяхская				7,7
1	ДЭС Хандыгская (резервная)	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
12		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
13		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
14		ПДГ-200 (передвижная)	ДЭС	0,2
15		ЭД-250 (не учтен в балансе мощности на 01.01.2021)	ДЭС	0,25
16		ЭД-250 (не учтен в балансе мощности на 01.01.2021)	ДЭС	0,25
Итого ДЭС Хандыгская				16,8
1	ДЭС Чурапчинская (резервная)	ДГ-72	ДЭС	0,8
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 Чурапчинская				5,6
Итого резервные ДЭС ЦРЭС (без изолированно работающих) ЗРЭС				81,515
ПАО «Якутскэнерго»*				
	Каскад Виллойских ГЭС- 1,2			
1	ВГЭС-1	ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0
2		ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0
3		ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0
4		ПЛ 70/3164-ВМ-410	ГЭС	85,0
5	ВГЭС-2	РО75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0
6		РО75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0
7		РО75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
8		PO75/3123-ВМ-450	ГЭС	85,0
Итого Каскад Вилюйских ГЭС-1,2				680,0
Резервные ДЭС ЗЭС				
1	ДЭС (резервная) Нюрбинская	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		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
7		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС Нюрбинская				9,0
1	ДЭС (резервная) Вилюйская	ДГ-72М	ДЭС	0,8
2		ДГ-72М	ДЭС	0,8
3		ДГ-72М	ДЭС	0,8
4		ДГ-72М	ДЭС	0,8
5		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
6		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
7		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС Вилюйская				10,7
1	ДЭС (резервная) Верхневилуйская	ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
2		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
3		ПАЭС-2500	ГТУ	2,5
Итого ДЭС Верхневилуйская				7,5
Итого резервные ДЭС ЗЭС				27,2
АО «Вилюйская ГЭС-3»				
1	Светлинская ГЭС	ПЛ30-В-750	ГЭС	92,5
2		ПЛ30-В-750	ГЭС	92,5
3		ПЛ30-В-750	ГЭС	92,5
Итого Светлинская ГЭС				277,5
ПАО «Транснефть» (не подключены к электроэнергетической системе РС(Я))				
1	НПС-12	Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
2		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
3		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
4		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
5		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6
6		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6
Итого ДЭС НПС-12				26,4
1	НПС-13	Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
2		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
3		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
4		Wartsila W12V32	ДЭС	5,3
5		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6
6		Wartsila W6L32	ДЭС	2,6
Итого ДЭС НПС-13				26,4
1	НПС-14	Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
2		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
3		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
4		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
5		Wartsila W16V32	ДЭС	7,36
Итого ДЭС НПС-14				36,8
Итого ДЭС ПАО «Транснефть»				89,6
ЮЯРЭС				
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
Зона децентрализованного электроснабжения				
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		АД-150	ДЭС	0,12
Итого ДЭС п. Батагай				11,09
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

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
7		4-26ДГ	ДЭС	1,05
8		4-26ДГ	ДЭС	1,05
9		ДЭУ-80	ДЭС	0,06
Итого ДЭС п. Жиганск				7,46
1	ДЭС п. Зырянка	ДГ-72	ДЭС	0,8
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		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
8		АД-200	ДЭС	0,2
9		АД-200	ДЭС	0,2
10		АД-200	ДЭС	0,25
Итого ДЭС с. Угольное				6,45
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
6		АД-200	ДЭС	0,16
Итого ДЭС п. Черский				8,38
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

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
6		ПЭ-6	ДЭС	1,1
7		ПЭ-6	ДЭС	1,1
8		АД-60	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
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		АД-100	ДЭС	0,08
Итого ДЭС п. Чокурдах				5,345
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
7		ДЭУ-80	ДЭС	0,08
8		ДЭУ-60	ДЭС	0,06
Итого ДЭС п. Депутатский				8,68
1	ТЭЦ п. Депутатский	Т-2,5-2,4/0,12	ПГУ	2,5
2		Т-2,5-2,4/0,12	ПГУ	2,5
3		Р-2,5-2,4/0,12	ПГУ	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
9		АД-100	ДЭС	0,08
10		NS19YD	ДЭС	0,016
Итого ДЭС п. Усть-Куйга				5,65
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

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
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
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 и бензиновые электростанции Талаканского НГКМ	разные, 171 шт.	ДЭС	44,91
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	ДЭС Чаяндынского НГКМ	ДЭС 1800	ДЭС	1,8
2		ДЭС 1800	ДЭС	1,8
Итого ДЭС Чаяндынского НГКМ				3,6
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

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
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
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
7		АГП-100	ГПЭС	0,1
8		АГП-100	ГПЭС	0,1
9		ГПА-100	ГТУ	0,1
10		ГПА-100	ГТУ	0,1
11		ГПА-100	ГТУ	0,1
12		ДЭС УКРС	ДЭС	0,09
13		ДЭС Wola	ДЭС	0,2
14		ДЭС-250	ДЭС	0,25
15		ДЭС-30	ДЭС	0,03
Итого ПАО «ЯТЭК»				16,07
Нордголд				
1	ДЭС «Рудник Таборный»	QAC-1000	ДЭС	0,800
2		QAC-1000	ДЭС	0,800
3		QAC-1000	ДЭС	0,800
4		QAC-1000	ДЭС	0,800
5		QAC-1000	ДЭС	0,800
6		QAC-1000	ДЭС	0,800
7		QAS-500	ДЭС	0,500
8		QAS-500	ДЭС	0,500
9		ДЭС-200	ДЭС	0,200
10		ДЭС-160	ДЭС	0,160
11		ДГ-72	ДЭС	0,800
Итого ДЭС «Рудник Таборный»				6,96
1	ДЭС «Нерюнгри- Металлик»	ТЭЦ	ТЭЦ	16,0
2		CAT -1600	ДЭС	1,6
3		CAT -1600	ДЭС	1,6
4		QAS -1250	ДЭС	1,0
5		QAS -250	ДЭС	0,6
6		QAS -30	ДЭС	0,24

№	Энергокомпания/ Электростанция	Тип оборудования	Тип электростанции	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5
7		ПСМ-120	ДЭС	0,48
8		Тоуо TG-19TRC	ДЭС	0,264
9		Тоуо 47	ДЭС	0,576
Итого ДЭС «Нерюнгри-Металлик»				22,36
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»				
1		ДГ-72	ДЭС	0,8
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		HYUNDAI 9H25/33	ДЭС	2,565
7		HYUNDAI 9H25/33	ДЭС	2,565
8		HYUNDAI 9H25/33	ДЭС	2,565
9		HYUNDAI 9H25/33	ДЭС	2,565
10		HYUNDAI 9H25/33	ДЭС	2,565
11		HYUNDAI 9H25/33	ДЭС	2,565
Итого АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»				19,39

*согласно приказу ПАО «Якутскэнерго» № 1753 от 7 декабря 2020 г.;

** по данным ООО «Газпром добыча Ноябрьск» за 2018 год.

2.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за период 2016-2020 годов и изменение объемов выработки по сравнению с предыдущим годом

Выработка электроэнергии всеми электростанциями на территории республики в 2020 г. по сравнению с 2016 г. увеличилась на 8,8 процента и составила 9885,9 млн кВт·ч. При этом электростанции, работающие в составе якутской энергосистемы, включая резервные энергоисточники, в 2020 г. выработали 8368,6 млн кВт·ч электроэнергии, что составляет 84,6 процента от суммарной выработки по республике (таблица 2.10.1). Существенное увеличение выработки электроэнергии произошло по Якутской ГРЭС Новая, за период выработка достигла 879,9 млн кВт·ч. Также увеличилась выработка на Нерюнгринской ГРЭС, рост составил 1,7 процента за период.

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

Электростанция	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Структура 2020 г., %
	2016	2017	2018	2019	2020	
<i>Электростанции, работающие в энергосистеме, всего, в том числе:</i>	7981,6	7853,7	8385,8	8541,5	8368,6	84,7
Якутская ГРЭС	1601,8	1511,8	1031,9	1233,6	1102,2	13,2
Якутская ГРЭС Новая		74,9	536,1	749,7	879,9	10,5
Якутская ТЭЦ	54,9	53,8	51,4	52,5	53,3	0,6
Нерюнгринская ГРЭС +	3279,6	3200,9	3305,1	3058,8	3361,5	40,2

Чульманская ТЭЦ						
Вилойские ГЭС-1,2	2290,7	2268,8	2708,1	2579,9	2188,6	26,2
Светлинская ГЭС	750,4	732,3	743,4	858,7	767,6	9,2
Центральные электросети	2,9	8,8	8,0	6,7	12,1	0,1
Западные электросети	1,3	2,4	1,8	1,6	3,4	0,0
Децентрализованные электростанции, всего	1092,9	1125,7	1270,5	1518,8	1507,3	13,2
в том числе:						
Электростанции АО «Сахаэнерго»	278,0	281,4	280,9	280,2	284,8	18,9
Талаканская ГТЭС	579,7	599,1	625,0	646,7	647,0	42,9
Талаканская ГПЭС	12,1	14,8	15,6	11,6	11,4	0,8
ДЭС ПАО «Сургутнефтегаз»	10,8	14,3	8,4	11,4	17,3	1,1
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	71,3	74,0	7,5	3,9	2,4	0,2
Электростанции ООО «ЯГК»			89,0	126,2	126,5	8,4
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	16,1	16,3	15,5	16,5	17,9	1,2
Прочие электростанции	124,9	125,8	228,6	422,3	400,0	26,5
ИТОГО	9074,5	8979,4	9656,3	10060,3	9875,9	100

Источник: Формы Росстата 6-ТП, Электробаланс, данные предприятий.

В зоне децентрализованного электроснабжения республики за прошедший пятилетний период наблюдается устойчивая тенденция роста выработки электроэнергии, обусловленного увеличением производства почти на всех электростанциях, кроме Талаканской ГПЭС и ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО).

Изменение выработки электроэнергии по типам генерирующих источников представлено в таблице 2.10.2. За рассматриваемый период по 2019 г. наблюдалось увеличение выработки электроэнергии гидроэлектростанциями. Но по итогам 2020 г. произошло снижение. По сравнению с 2016 г. изменение составило 2,8 процента. По остальным типам электростанций - тепловыми и возобновляемыми источниками энергии выработка электроэнергии увеличивается.

Таблица 2.10.2 – Изменение выработки электроэнергии по типам электростанций, млн кВт·ч

Электростанция	Год					Изменение 2020/2016 гг., %
	2016	2017	2018	2019	2020	
Выработка электроэнергии, всего	9083,1	8987,6	9665,6	10068,5	9885,9	108,8
в том числе:						
ГЭС	3041,1	3001,1	3451,5	3438,6	2956,2	97,2
ТЭС	6041,1	5985,4	6212,8	6628,1	6926,7	114,7
в т.ч. ДЭС*	513,9	531,2	648,6	876,6	874,0	170,1
ВИЭ	0,95	1,07	1,34	1,83	3,01	316,3

*с учетом оценки ИФТПС СО РАН о выработке электроэнергии по прочим электростанциям

Около 70 процентов выработки электроэнергии приходится на тепловые электростанции (рисунок 2.10.1). Гидроэлектростанции в структуре выработки занимают 29,9 процента, автономные дизельные электростанции – 8,8 процента, ВИЭ – 0,03 процента.

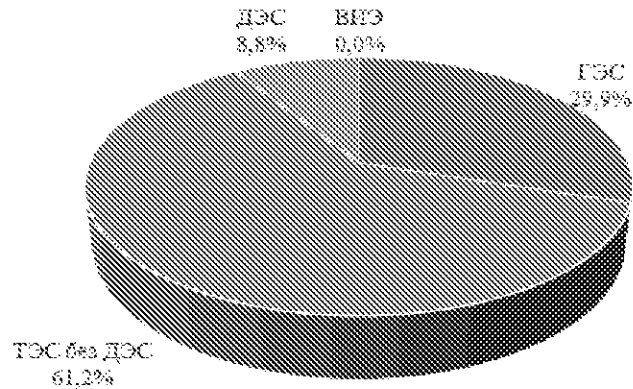


Рисунок 2.10.1 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций: (состояние 2020 г.)

Основными генерирующими компаниями являются ПАО «Якутскэнерго» и АО «ДГК» Нерюнгринская ГРЭС: на их долю в структуре выработки электроэнергии приходится 42,9 процента и 34,0 процента соответственно (рисунок 2.10.2). Выработка электроэнергии АО «Виллойская ГЭС-3» составляет 7,8 процента, ПАО «Сургутнефтегаз» - 6,8 процента от суммарной в республике.

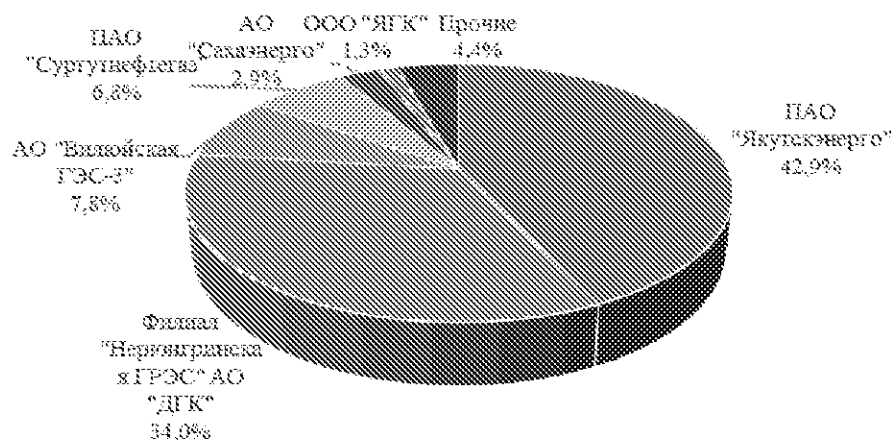


Рисунок 2.10.2 – Структура выработки электроэнергии по генерирующим компаниям (по состоянию на 2020 г.)

Увеличение выработки электроэнергии в 2020 г. по сравнению с 2019 г. наблюдалось электростанциями крупных генерирующих компаний: филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК», ПАО «Сургутнефтегаз» (таблица 2.10.3). При этом наблюдался рост производства электроэнергии автономными

электростанциями генерирующих компаний, функционирующих на территории республики (АО «Сахаэнерго», ООО «ЯГК»).

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

Генерирующая компания	Год					Изменение 2020/2019 гг., %
	2016	2017	2018	2019	2020	
Выработка электроэнергии, всего	9083,1	8987,6	9665,6	10068,5	9885,9	98,2
в том числе:						
ПАО «Якутскэнерго»	3951,6	3920,5	4337,3	4624,0	4239,5	91,7
Филиал «Нерюнгринская ГРЭС» АО «ДГК»	3279,5	3200,9	3305,1	3058,8	3361,5	109,9
АО «Виллойская ГЭС-3»	750,4	732,3	743,4	858,7	767,6	89,4
ПАО «Сургутнефтегаз»*	602,6	628,2	649	669,7	675,7	100,9
АО «Сахаэнерго»	278,0	281,4	280,9	280,2	284,8	101,6
ООО «ЯГК»	0	0	89,0	126,2	126,5	100,2
Прочие	221,0	224,3	260,9	450,9	430,3	95,4

Примечание - * включая Талаканскую ГТЭС, Талаканскую ГПЭС и ДЭС.

Источник: Формы Росстата 6-ТП и Электробаланс, данные предприятий.

2.11 Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности

Производство электроэнергии в республике за период 2016-2020 гг. имеет положительную динамику и возросло на 8,8 % – с 9,1 млрд кВт·ч в 2016 г. до 9,9 млрд кВт·ч в 2020 г. (таблица 2.11.1). В целом, баланс электроэнергии за 2016-2020 гг. складывался избыточным. Тем не менее сальдо перетоков электроэнергии из республики в энергосистему соседних регионов имеет тенденцию к снижению и составил в 2020 г. 630,5 млн кВт·ч. Потребление электроэнергии в 2020 г. как в централизованной зоне, так и в децентрализованной незначительно снизилось. Располагаемая мощность электростанций энергосистемы в 2020 г. составила 1884 МВт, что ниже уровня 2019 г. на 38,7 МВт. Максимум нагрузки энергосистемы в 2020 г. также снизился относительно 2019 г. на 9,2 МВт и составил 1318 МВт (табл. 2.11.2).

Таблица 2.11.1 – Баланс электроэнергии в Республике Саха (Якутия) за 2016-2020 гг., млн кВт·ч

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электроэнергии, всего	7804,0	7863,8	8599,6	9372,8	9255,4
Производство электроэнергии, всего	9083,1	8987,6	9665,6	10068,5	9885,9
Производство электроэнергии электростанциями энергосистемы РС(Я)	7981,6	7853,7	8385,8	8541,5	8368,6
<i>ГЭС</i>	3041,1	3001,1	3451,5	3438,6	2956,2
КВГЭС 1, 2	2290,7	2268,8	2708,1	2579,9	2188,6
Светлинская ГЭС	750,4	732,3	743,4	858,7	767,6
<i>ТЭС</i>	4936,3	4841,4	4924,5	5094,6	5396,9
Якутская ГРЭС	1601,8	1511,8	1031,9	1233,6	1102,2
Якутская ТЭЦ	54,9	53,8	51,4	52,5	53,3
Якутская ГРЭС Новая	0,0	74,9	536,1	749,7	879,9
Нерюнгринская ГРЭС	3205,5	3135,6	3218,7	2963,4	3261,4
Чульманская ТЭЦ	74,1	65,3	86,4	95,4	100,1
<i>ДЭС</i>	4,2	11,2	9,8	8,3	15,5
ДЭС ЗЭС ПАО "Якутскэнерго"	1,3	2,4	1,8	1,6	3,4
ДЭС ЦЭС ПАО "Якутскэнерго"	2,9	8,8	8,0	6,7	12,1
Производство электроэнергии децентрализованными электростанциями	1101,5	1133,9	1279,8	1527,0	1517,3
ДЭС АО "Сахаэнерго"	278,0	281,4	280,9	280,2	284,8
Талаканская ГТЭС	579,7	599,1	625,0	646,7	647,0
Талаканская ГПЭС	12,1	14,8	15,6	11,6	11,4
ДЭС ПАО «Сургутнефтегаз»	10,8	14,3	8,4	11,4	17,3
ДЭС АК «АЛРОСА» (ПАО)	71,3	74,0	7,5	3,9	2,4
Электростанции ООО «ЯГК»			89,0	126,2	126,5
ДЭС ОАО «ЯТЭК»	16,1	16,3	15,5	16,5	17,9
ДЭС ПАО «Селигдар»	8,6	8,2	9,3	8,2	10,0
Прочие электростанции*	124,9	125,8	228,6	422,3	400,0
Сальдо перетоков электрической энергии между энергосистемами других регионов	-1279,1	-1123,8	-1066,0	-695,7	-630,5
в т.ч. в Амурскую область	1367,5	1302,8	1082,2	846,9	896,2
из Амурской области	1,4	37,2	62,8	87,7	0,0
в Иркутскую область	76,5	53,3	227,7	145,8	0,0
из Иркутской области					61,3
в Забайкальский край			35,6	28,9	40,6
из Забайкальского края			8,8	5,3	0,0
из Магаданской области	149,0	181,4	194,4	219,9	231,3
из Чукотского АО	14,5	13,7	13,5	13,0	13,7

* - оценка ИФТПС СО РАН.

Таблица 2.11.2 – Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в составе ОЭС Востока

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность (собственный максимум)	298,0	316,0	344,0	1327,2	1318,0
ИТОГО спрос на мощность	298,0	316,0	344,0	1327,2	1318,0
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	2114,7	2039,3
<i>ГЭС</i>				957,5	957,5
КВГЭС 1, 2				680,0	680,0
Светлинская ГЭС				277,5	277,5
<i>ТЭС</i>	618,0	618,0	618,0	1052,5	972,0
Якутская ГРЭС				229,0	178,0
Якутская ТЭЦ				12,0	12,0
Якутская ГРЭС Новая				193,5	164,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
<i>ДЭС</i>				104,8	109,8
Резервные ДЭС ЗРЭС				24,7	27,2
Резервные ДЭС ЦРЭС				80,1	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	1922,9	1884,2
<i>ГЭС</i>				869,0	869,0
КВГЭС 1, 2				680,0	680,0
Светлинская ГЭС				189,0	189,0
<i>ТЭС</i>	618,0	618,0	618,0	1053,9	1012,0
Якутская ГРЭС				247,4	222,8
Якутская ТЭЦ				6,0	6,2
Якутская ГРЭС Новая				193,5	175,9
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	37,1	37,1
<i>ДЭС</i>				0,0	3,2
Резервные ДЭС ЗРЭС				0,0	3,2
Резервные ДЭС ЦРЭС				0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	320,0	302,0	274,0	595,7	566,2

Таблица 2.11.3 – Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в составе ОЭС Востока

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии (собственное)	1913,0	1909,0	2194,0	7613,0	7493,1
ИТОГО потребность	1913,0	1909,0	2194,0	7613,0	7493,1
Производство электрической энергии	3280,0	3227,0	3305,0	8534,8	8353,0
<i>ГЭС</i>				3439,0	2956,2
КВГЭС 1, 2				2580,0	2188,6
Светлинская ГЭС				859,0	767,6
<i>ТЭС</i>	3280,0	3229,0	3305,0	5095,8	5396,8
Якутская ГРЭС				1234,0	1102,2
Якутская ТЭЦ				53,0	53,3

Якутская ГРЭС Новая				750,0	879,9
Нерюнгринская ГРЭС	3205,5	3135,6	3218,7	2963,4	3261,4
Чульманская ТЭЦ	74,1	65,3	86,4	95,4	100,1
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5307,4	5224,9	5347,9	4841,7	5552,1
<i>ДЭС</i>				8,3	15,5
ДЭС ЗЭС ПАО "Якутскэнерго"				1,6	3,4
ДЭС ЦЭС ПАО "Якутскэнерго"				6,7	12,1
Сальдо перетоков электрической энергии между энергосистемами других регионов	-1366,1	-1265,6	-1019,4	-928,6	-875,5
в т.ч. в Амурскую область	1367,5	1302,8	1082,2	846,9	896,2
из Амурской области	1,4	37,2	62,8	87,7	0,0
в Иркутскую область				145,8	0,0
из Иркутской области				0,0	61,3
в Забайкальский край				28,9	40,6
из Забайкальского края				5,3	0,0

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

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

В период 2016–2020 гг. ЗРЭС был избыточным по электрической мощности. Мирнинская ГРЭС до 2017 г. находилась в холодном резерве, выведена из эксплуатации с 1 сентября 2017 г. В 2017-2019 гг. с ЗРЭС осуществлялся переток в Иркутскую энергосистему. С 2019 г. энергорайон подключен к ОЭС Востока. В 2020 г. с отключением ПС 220 кВ Пеледуй от ОЭС Востока переток в Иркутскую энергосистему не осуществляется. В 2020 г. энергорайон получил со стороны ОЭС Востока 266,7 млн кВт·ч.

Таблица 2.11.4 – Балансы мощности ЗРЭС, МВт

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность	594,4	569,3	622,6	655,7	647,0
Резерв мощности	85,0	232,0	85,0	0,0	0,0
ИТОГО спрос на мощность	679,4	801,3	707,6	655,7	647,0
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	1009,7	984,2	984,2	982,2	984,7
<i>ГЭС</i>	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
КВГЭС 1, 2	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
<i>ТЭС</i>	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Мирнинская ГРЭС	24,0				
<i>ДЭС</i>	28,2	26,7	26,7	24,7	27,2
Резервные ДЭС	28,2	26,7	26,7	24,7	27,2
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	911,0	887,0	881,0	869,0	872,2
<i>ГЭС</i>	887,0	887,0	881,0	869,0	869,0

КВГЭС 1, 2	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0
Светлинская ГЭС	202,0	200,0	194,1	189,0	189,0
ТЭС	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Мирнинская ГРЭС	24,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ДЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2
Резервные ДЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	231,6	85,7	173,4	213,3	225,2

Таблица 2.11.5 – Баланс электроэнергии ЗРЭС, млн кВт·ч

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	2965,8	2950,2	3225,5	3450,9	3226,3
ИТОГО потребность	2965,8	2950,2	3225,5	3450,9	3226,3
Производство электрической энергии	3042,4	3003,5	3453,3	3440,2	2959,6
ТЭС	3041,1	3001,1	3451,5	3438,6	2956,2
КВГЭС 1, 2	2290,7	2268,8	2708,1	2579,9	2188,6
Светлинская ГЭС	750,4	732,3	743,4	858,7	767,6
ДЭС ЗЭС ПАО "Якутскэнерго"	1,3	2,4	1,8	1,6	3,4
САЛБДО потоков электрической энергии	-76,6	-53,3	-227,8	10,7	266,7

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии в ЦРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.11.6, 2.11.7 соответственно. В 2016-2020 гг. энергорайон остается избыточным. Избыток мощности при учете в балансе только собственных источников энергии в 2020 г. составил 79,7 МВт.

Таблица 2.11.6 – Балансы мощности ЦРЭС, МВт

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность	301,8	308,4	304,2	320,7	325,2
Резерв мощности	57,0	213,0			
ИТОГО спрос на мощность	358,8	521,4	304,2	320,7	325,2
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	460,1	653,6	641,6	514,5	436,6
ТЭС	380,0	573,5	561,5	434,5	354,0
Якутская ГРЭС	368,0	368,0	356,0	229,0	178,0
Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Якутская ГРЭС Новая		193,5	193,5	193,5	164,0
ДЭС ЦЭС ПАО "Якутскэнерго"	80,1	80,1	80,1	80,1	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	452,0	575,0	558,9	446,8	404,9
ТЭС	452,0	575,0	558,9	446,8	404,9
Якутская ГРЭС	404,8	340,7	359,8	247,4	222,8
Якутская ТЭЦ	6,0	12,0	12,3	6,0	6,2
Якутская ГРЭС Новая	0,0	0,0	180,0	193,5	175,9
ДЭС ЦЭС ПАО "Якутскэнерго"	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	93,2	53,6	254,7	126,1	79,7

Таблица 2.11.7 – Балансы электроэнергии ЦРЭС, млн кВт·ч

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	1659,6	1649,3	1692,3	1753,1	1742,5
ИТОГО потребность	1659,6	1649,3	1692,3	1753,1	1742,5
Производство электрической энергии	1659,6	1649,3	1627,4	2042,5	2047,5
<i>ТЭС</i>	1656,7	1640,5	1619,4	2035,8	2035,4
Якутская ГРЭС	1601,8	1511,8	1031,9	1233,6	1102,2
Якутская ТЭЦ	54,9	53,8	51,4	52,5	53,3
Якутская ГРЭС Новая		74,9	536,1	749,7	879,9
<i>ДЭС ЦЭС ПАО "Якутскэнерго"</i>	2,9	8,8	8,0	6,7	12,1
Число часов использования установленной мощности ТЭС	3601,0	2510,1	2524,1	3956,5	4661,6
САЛДО перетоков электрической энергии	0,0	0,0	64,9	-289,4	-305,0

В рассматриваемый период наблюдается рост загрузки тепловых электростанций энергорайона. В 2020 г. число часов использования установленной мощности составил 4662 часа. После подключения к ОЭС Востока наблюдается сальдо перетоков в ЮЯЭР в объеме 289,4 млн кВт·ч в 2019 г. и 305 млн кВт·ч в 2020 г.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Балансы мощности и электроэнергии ЮЯРЭС за отчетный период приведены в таблицах 2.11.8 и 2.11.9 соответственно.

В период 2016–2020 гг. Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) оставался избыточным по электрической мощности. ЮЯЭР является единственным энергорайоном в 2020 г. где сохранилась тенденция роста потребления электроэнергии (табл. 2.11.9). Прирост потребления электроэнергии составил 4,8 процента относительно уровня 2019 г.

Таблица 2.11.8 – Балансы мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребность	297,8	316,3	343,5	399,0	397,1
Резерв мощности	137,0	70,0			
ИТОГО спрос на мощность	434,8	386,3	343,5	399,0	397,1
Установленная мощность на конец года, в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
<i>ТЭС</i>	618,0	618,0	618,0	618,0	618,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	607,1	607,1

<i>ТЭС</i>	618,0	618,0	618,0	607,1	607,1
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	570,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	37,1	37,1
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	183,2	231,7	274,5	219,0	220,9

Таблица 2.11.9 – Балансы электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

	2016	2017	2018	2019	2020
Потребление электрической энергии	1913,4	1935,3	2193,9	2409,0	2524,3
ИТОГО потребность	1913,4	1935,3	2193,9	2409,0	2524,3
Производство электрической энергии	3279,6	3200,9	3305,1	3058,8	3361,5
<i>ТЭС</i>	3279,6	3200,9	3305,1	3058,8	3361,5
Нерюнгринская ГРЭС	3205,5	3135,6	3218,7	2963,4	3261,4
Чульманская ТЭЦ	74,1	65,3	86,4	95,4	100,1
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5306,8	5179,4	5348,1	4949,5	5439,3
САЛДО перетоков электрической энергии	-1366,2	-1265,6	-1111,2	-649,8	-837,2

Примечание: * - с учетом Чульманской ТЭЦ

2.12 Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за период 2016-2020 годов (энергоёмкость ВРП, электроёмкость ВРП, потребление электроэнергии на душу населения, электровооруженность труда в экономике)

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 2016-2020 г приведена в таблице 2.12.1.

В сопоставимых ценах 2016 г. ВРП в конце рассматриваемого периода вырос на 3,4 процента. Среднегодовой темп роста составил 100,9 процента.

Таблица 2.12.1 – Исходные данные и основные показатели энергоэффективности в республике

Показатель	Ед. изм.	Годы					Абсолютный прирост / снижение	Среднегодовой темп роста, %
		2016	2017	2018	2019	2020		
ВРП в сопоставимых ценах 2016 г.	Млрд руб.	863	869	903	939	892	291	100,9
Численность населения на конец года	Тыс. чел.	962,8	964,3	967,0	972,0	984,7	21,9	100,6
Среднегодовая численность занятого населения	Тыс. чел.	483,4	492,1	497,0	504,9	505,4	22,0	101,1
Энергопотребление	Тыс. т у.т.	8879	8965	8706	9533	10192	1313	114,8
Электропотребление	Млн кВт·ч	7804,0	7863,8	8599,6	9372,8	9255,4	1451,4	118,6
Энергоемкость ВРП	Кг у.т. / тыс. руб.	10,3	10,3	9,5	10,2	11,4	1,1	110,7
Электроемкость ВРП	кВт·ч / тыс. руб.	9,0	9,0	9,5	10,0	10,4	1,4	115,6
Потребление электроэнергии на душу населения	Тыс. кВт·ч / чел.	8,1	8,2	8,9	9,6	9,4	1,3	116,0
Электровооруженность труда	Тыс. кВт·ч / чел.	16,1	16,0	17,3	18,6	18,3	2,2	113,7

Энергоемкость

Энергоемкость ВРП вырос до 11,4 кг у.т./тыс. руб. (рис. 2.10.1). Среднегодовой темп роста энергоемкости составил 102,7 процента.

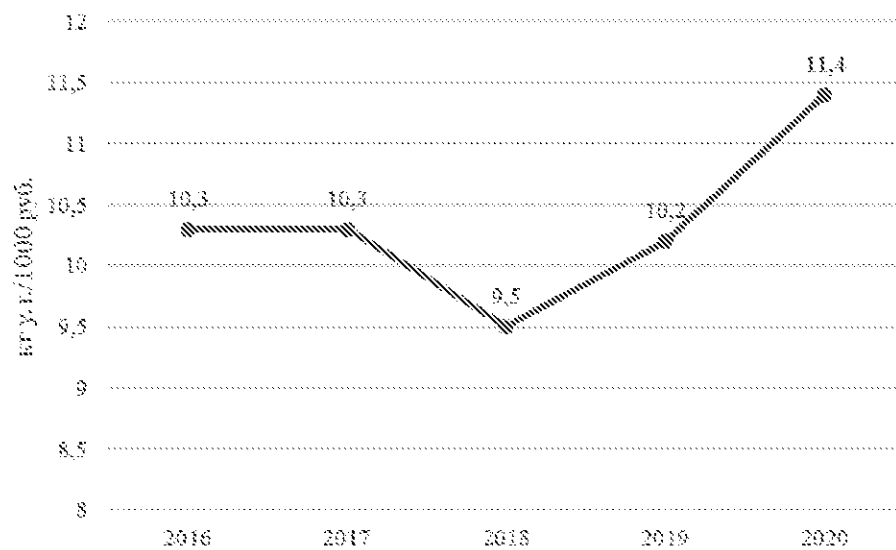


Рис. 2.12.1 – Динамика энергоемкости ВРП республики, кг у.т. на 1000 руб.

Электроёмкость

Электроёмкость производства валового регионального продукта в целом по республике за период 2016-2020 гг. выросла на 15,6 процента. Среднегодовой темп роста электропотребления составил 103,9 процента, что превышает среднегодовой темп роста ВРП. Это связано с реализацией крупных инвестиционных проектов (рис. 2.12.2).

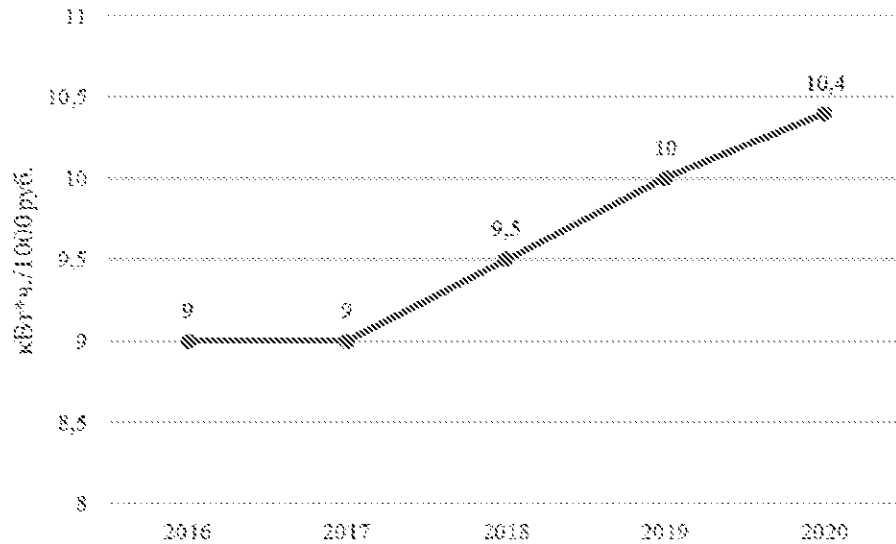


Рис. 2.12.2 – Динамика изменения электроёмкости ВРП, кВт·ч на 1000 руб.

Как видно из рис. 2.12.3, увеличение электроёмкости произошло по таким видам деятельности, как транспортировка и добыча полезных ископаемых. Электроёмкость производства и распределения электроэнергии, газа и воды за период неустойчива. Электроёмкость обрабатывающего производства заметно снизилась. По остальным видам деятельности происходят незначительные изменения.

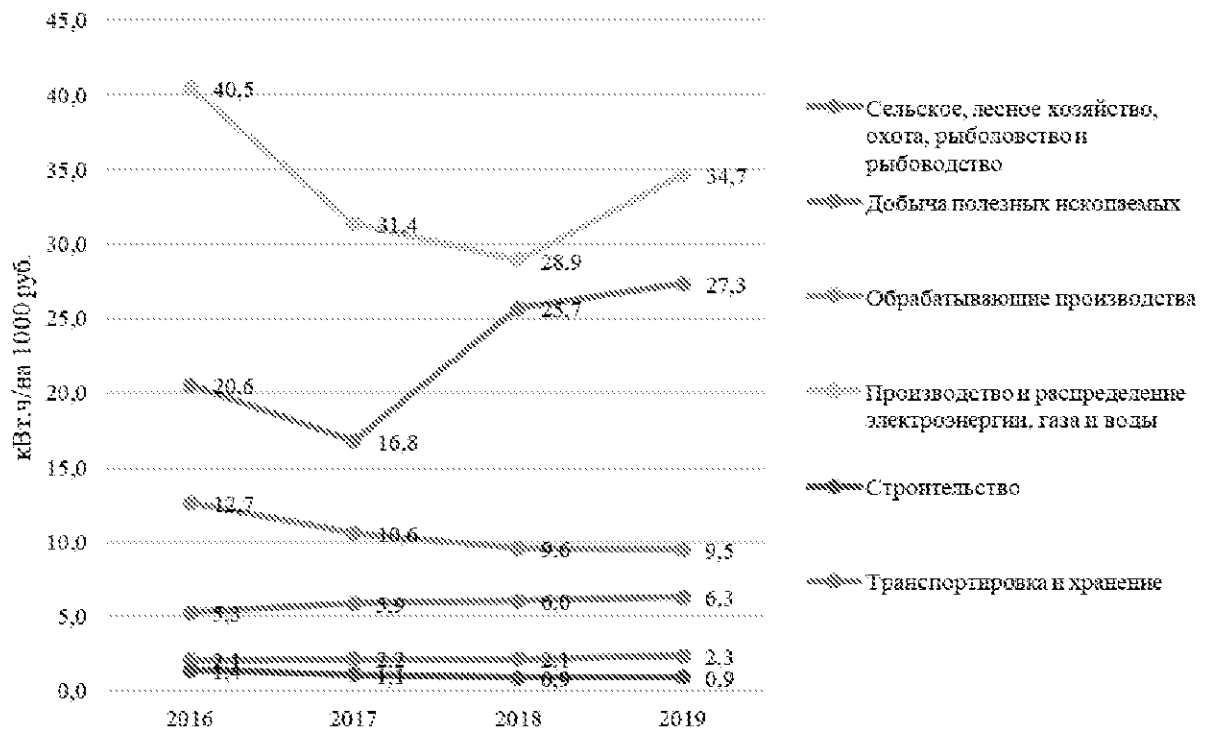


Рис. 2.12.3 – Динамика изменения электроемкости по видам экономической деятельности, кВт·ч на 1000 руб.

Потребление электроэнергии на душу населения

Если на начало периода на одного человека приходилось 8,1 тыс. кВт·ч в год, то к концу периода это значение повысилось на 16,0 процента и составило 9,4 тыс. кВт·ч в год. Среднегодовой темп роста потребления электроэнергии на душу населения составил 104,1 процента (рис. 2.12.4).

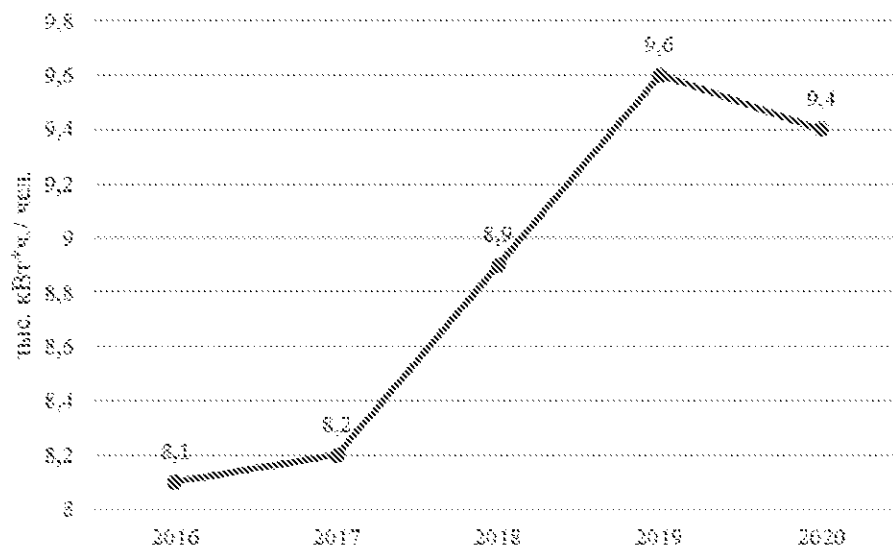


Рис. 2.12.4 – Динамика потребления электроэнергии на душу населения, тыс. кВт·ч/чел.

Электровооруженность труда в экономике

Электровооруженность труда в экономике растет за счет увеличения роста электропотребления при относительно неизменном количестве среднесписочной численности занятых в экономике. За рассматриваемый период электровооруженность труда выросла на 13,7 процента и достигла 18,3 тыс. кВт·ч на одного занятого в экономике (рис. 2.12.5). Среднегодовой темп роста электровооруженности труда составил 103,4 процента.

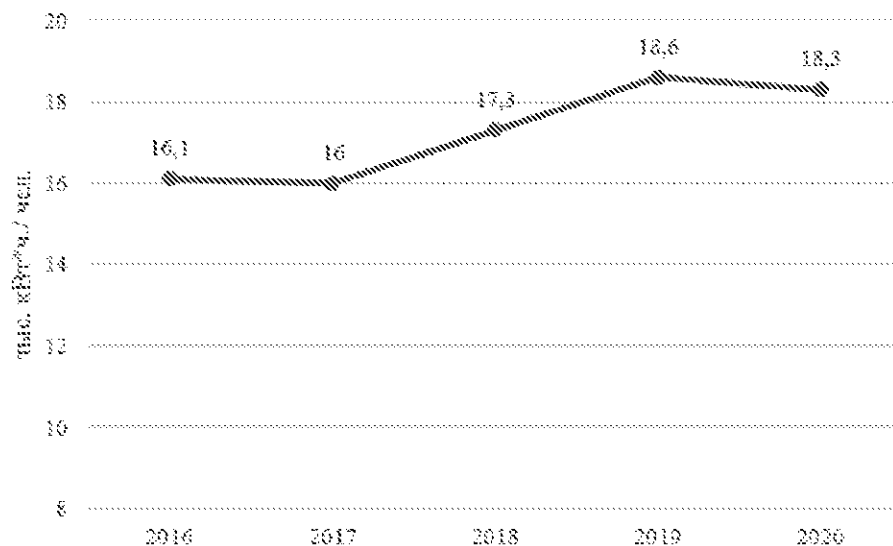


Рис. 2.12.5 – Электровооруженность труда, тыс. кВт·ч на 1 занятого в экономике

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»;

Филиалы ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока и МЭС Сибири;

ПАО «Сургутнефтегаз»;

ПАО «Транснефть».

Общая протяженность линий электропередачи 110 кВ и выше в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет

9638,01 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 110 кВ и выше составляет 5672,87 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 01.01.2021)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
110 кВ	3572,19	3062,87
220 кВ	6065,82	2610

Основными проблемами, характерными для энергосистемы республики, являются:

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

Перечень всех ЛЭП 35-110-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием данных по ним приведен в приложении 2.14.1 «Сведения о ЛЭП 35-110-220».

Перечень всех подстанций 35-110-220 кВ энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием данных по ним приведен в приложении 2.14.2 «Сведения о ПС 35-110-220».

ПАО «Якутскэнерго»

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

Таблица 2.14.1 – Протяженность ЛЭП ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС, км	Протяженность, км	1970,01	1762,187	-	3732,197
ЗЭС, км	Протяженность, км	1533	1187,684	1446,093	4166,777
Итого	Протяженность, км	3503,01	2949,871	1446,093	7898,974

Суммарная протяженность ЛЭП с напряжением 35 кВ и выше, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго», составляет 7898,974 км, в том числе ЛЭП 35 кВ – 3503,01 км, ЛЭП 110 кВ – 2949,871 км, ЛЭП 220 кВ – 1446,093 км.

В таблице 2.14.2 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.14.2 – Количество и трансформаторная мощность подстанций ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Якутскэнерго»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
ЦЭС	мощность, МВА	313,1	757,07	-	1070,17
	количество	90	29	-	119
ЗЭС	мощность, МВА	242,46	1647,4	1141	3030,86
	количество	84	40	5	129
Итого	мощность, МВА	555,56	2404,47	1141	4101,03
	количество	174	69	5	248

Суммарная мощность трансформаторов ПАО «Якутскэнерго» составляет 4101,03 МВА, в том числе с напряжением 35 кВ – 555,56 МВА, с напряжением 110 кВ – 2404,47 МВА, с напряжением 220 кВ – 1141 МВА.

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»

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

Таблица 2.14.3 – Протяженность ЛЭП филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2021)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	297,12	560,12	Нет	857,24

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

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи, находящихся на балансе АО «ДРСК», в первую очередь, деревянных опор.

Более 70 процентов линий эксплуатируются свыше 25 лет, имеет место массовое загнивание опор и их разрушение.

В таблице 2.14.4 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.14.4 – Количество и трансформаторная мощность подстанций филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2021)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	99,2	554,4	20	673,6
количество	16	19	1	36

Суммарная мощность трансформаторов, находящихся на балансе АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС», составляет 673,6 МВА.

ПАО «Сургутнефтегаз»

В таблице 2.14.5 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Сургутнефтегаз».

Таблица 2.14.5 – Протяженность ЛЭП филиала ПАО «Сургутнефтегаз» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Сургутнефтегаз»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	158,626	40,28	Нет	198,906

В таблице 2.14.6 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «Сургутнефтегаз».

Таблица 2.14.6 – Количество и трансформаторная мощность подстанций филиала ПАО «Сургутнефтегаз» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Сургутнефтегаз»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	220,4	257	0	477,4
количество	24	2	0	26

Ввод в эксплуатацию большинства ВЛ и подстанций ПАО «Сургутнефтегаз» осуществлен в период 2008-2015 годы, соответственно износ незначителен.

ПАО «ФСК ЕЭС»

В таблице 2.14.7 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.14.7 – Протяженность ЛЭП ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «ФСК ЕЭС»		220 кВ	Всего
МЭС Востока	Протяженность, км	3426,24	3428,73
МЭС Сибири	Протяженность, км	709,664	709,664
Итого по ПАО «ФСК ЕЭС»	Протяженность, км	4135,904	4138,394

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

В таблице 2.14.8 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «ФСК ЕЭС».

Таблица 2.14.8 – Количество и трансформаторная мощность ПС ПАО «ФСК ЕЭС» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «ФСК ЕЭС»		35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
МЭС Востока	мощность, МВА	20	64	1123	1207
	количество	2	4	19	25
МЭС Сибири	мощность, МВА	-	-	126	126
	количество	-	-	1	1
Итого по ПАО «ФСК ЕЭС»	мощность, МВА	20	64	1249	1333
	количество	2	4	20	26

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

ПАО «Транснефть»

В таблице 2.14.9 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.14.9 – Протяженность ЛЭП ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Транснефть»	35 кВ	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	2,2	3,4	340,224	345,824

В таблице 2.14.10 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ПАО «Транснефть».

Таблица 2.14.10 – Количество и трансформаторная мощность ПС ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Транснефть»	110 кВ	220 кВ	Всего
мощность, МВА	40	200	240
количество	2	5	7

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

ООО «ЯЭСК»

В таблице 2.14.11 приведена сводная информация по протяженности ЛЭП, находящихся на балансе ООО «ЯЭСК».

Таблица 2.14.11 – Протяженность ЛЭП ПАО «Транснефть» (по состоянию на 01.01.2021)

ООО «ЯЭСК»	110 кВ	220 кВ	Всего
Протяженность, км	256	42	298

В таблице 2.14.12 приведена сводная информация по количеству и трансформаторной мощности подстанций, находящихся на балансе ООО «ЯЭСК».

Таблица 2.14.12 – Количество и трансформаторная мощность ПС ООО «ЯЭСК» (по состоянию на 01.01.2021)

ООО «ЯЭСК»	110 кВ	220 кВ	Всего
Мощность, МВА	215,2	126	341,2
Количество	10	2	12

Ввод в эксплуатацию большинства трансформаторов, установленных на подстанциях ООО «ЯЭСК», осуществлен в период 2000-2005 годов, соответственно большинство трансформаторов отработали больше половины установленного срока службы.

Вводы новых и расширяемых электросетевых объектов с напряжением 35 кВ и выше за период 2016–2020 годов с разбивкой по классам напряжений представлены в таблице 2.14.13.

Таблица 2.14.13 – 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.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-12	АО «ДВЭУК»	2017	2x63 МВА
2.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-13	АО «ДВЭУК»	2017	2x40 МВА
3.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-15	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2x40 МВА
4.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-14	ПАО «Транснефть»	2017	2x40 МВА
5.	220 кВ	ПС 220 кВ НПС-9	ПАО «Транснефть»	2017	2x40 МВА
6.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Пелелуй – НПС-9 № 1 и № 2	ПАО «Транснефть»	2017	2x260 км

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
7.	110 кВ	ПС 110 кВ РНГ с отп. от ВЛ Заря – Таас-Юрях (Л-124)	АО «РНГ»	2017	2х25 МВА
8.	220 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 220 кВ Олекминск	АО «ДВЭУК»	2018	1х40 МВА
9.	220 кВ	Восстановление проектной схемы выдачи мощности Светлинской ГЭС с переводом ПС 110 кВ Вилой на напряжение 6 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	2018	-
10.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ Олекминск	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
11.	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
12.	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	262 км
13.	220 кВ	Установкой ШР 63 Мвар ПС 220 кВ Городская	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	63 Мвар
14.	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
15.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-11	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
16.	35 кВ	Сооружение ПС 35 кВ КС-2 с двумя одноцепными ВЛ 35 кВ Олекминск – КС-2	ПАО «ФСК ЕЭС»	2020	2х24,6 км 2х10 МВА
ГРЭС					
17.	110 кВ	ПС 110/10 кВ Намыв	АО «РИК Плюс»	2017	2х25 МВА
18.	110 кВ	Строительство участков с образованием ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками и ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х9,94 км
19.	110 кВ	Строительство участка с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	2х5,63 км
20.	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
21.	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
22.	110 кВ	Строительство участка с образованием одноцепной ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Бердигестях с отпайками	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	0,84
23.	110 кВ	Переключение ПС 110 кВ Северная на ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая	АО «Якутская ГРЭС-2»	2017	-
24.	110 кВ	Расширение ПС 220 кВ Майя и строительство заходов ЛЭП для присоединения к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»	ПАО «Якутскэнерго»	2018	

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		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			25,895 В т.ч.: 4,49 2,18 6,03 4,41 8,78 5
25.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Томмот – Майя I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х436,6 км
26.	110 кВ	Замена силового трансформатора на ПС 110 кВ Мохсоголлох	ПАО «Якутскэнерго»	2018	25 МВА
ЮЯРЭС					
27.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Майя	ПАО «ФСК ЕЭС»	2016	482,1 км
28.	110 кВ	ПС 110 кВ Инаглинская	УК «Колмар»	2016	2х16 МВА
29.	110 кВ	Ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	УК «Колмар»	2016	7,5 км
30.	110 кВ	Ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Хатыми с отпайкой на ПС Угольная до ПС 110 кВ Инаглинская	УК «Колмар»	2016	7,5 км
31.	110 кВ	Ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ - Малый Нимныр до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
32.	110 кВ	Ответвление от ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми до ПС 110 кВ Угольная	АО «ДРСК»	2016	0,5 км
33.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-16	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
34.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-17	ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	2х40 МВА
35.	220 кВ	ПС 220 кВ Томмот	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х63 МВА
36.	220 кВ	КВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I и II цепь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	2х45,5 км
37.	220 кВ	ПС 220 кВ Эльгауголь	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	1х125 МВА
38.	220 кВ	ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №1	ПАО «ФСК ЕЭС»	2018	272 км
39.	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
40.	220 кВ	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга	АО «ДРСК»	2019	2х0,3 км
41.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов на ПС 220 кВ НПС-19	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х40 МВА
42.	220 кВ	Замена силовых трансформаторов 35/6 кВ на ПС 220 кВ Нижний Куранах	ПАО «ФСК ЕЭС»	2019	2х16 МВА
43.	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-3	АО «ДРСК»	2019	2х10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Объект	Принадлежность к компании	Год ввода	Протяженность / мощность
		трансформаторной мощностью 20 МВА (2x10 МВА)			
44.	220 кВ	Строительство двух шинопроводов до ПП 220 кВ Амга протяженностью 0,6 км (2x0,3 км)	АО «ДРСК»	2019	2x0,3 км
45.	220 кВ	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	ПАО «ФСК ЕЭС»	2020	2x8,8 км
46.	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19		2020	2x40 МВА
47.	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-4	АО «ДРСК»	2020	2x10 МВА
48.	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4		2020	1x7,655м 1x7,637 км

В период с 2016 по 2020 год основное развитие электроэнергетических сетей осуществлялось за счет реконструкции и ввода объектов ВСТО, ввода Якутской ГРЭС, 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 протяженности ЛЭП 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.15.1 – Протяженность ЛЭП 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10)/0,4 кВ
ЦЭС, км	Протяженность, км	10895,467
ЗЭС, км	Протяженность, км	7181,168
Итого ПАО «Якутскэнерго»	Протяженность, км	18076,635

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 количеству и трансформаторной мощности подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго».

Таблица 2.15.2 – Количество и трансформаторная мощность ПС 6-10/0,4 кВ ПАО «Якутскэнерго» (по состоянию на 01.01.2021)

ПАО «Якутскэнерго»		6(10)/0,4 кВ
ЦЭС	Мощность, МВА	1036,322
	Количество	3551
ЗЭС	Мощность, МВА	1420
	Количество	1997
Итого ПАО «Якутскэнерго»	Мощность, МВА	2456,322
	Количество	5548

Суммарная мощность трансформаторов напряжением 6(10)/0,4 кВ, находящихся на балансе ПАО «Якутскэнерго», составляет 2456,322 кВ.

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»

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

Таблица 2.15.3 – Протяженность ЛЭП 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2021)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	6(10)/0,4 кВ
Протяженность, км	869,28

Наблюдается существенное старение и износ линий электропередачи, находящихся 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 количеству и мощности подстанций 6-10/0,4 кВ, находящихся на балансе филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС».

Таблица 2.15.4 – Количество и трансформаторная мощность ПС 6-10/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» (по состоянию на 01.01.2021)

АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС»	6(10)/0,4 кВ
Мощность, МВА	132,69
Количество	294

Общая протяженность линий электропередачи 6(10)/0,4 кВ в централизованной зоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) составляет 18945,915 км. Суммарная мощность трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ и выше составляет 2589,012 МВА. Сводные данные приведены в таблице 2.15.5.

Таблица 2.15.5 – Протяженность ЛЭП и трансформаторная мощность ПС по классам напряжения (по состоянию на 01.01.2021)

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ, км	Трансформаторная мощность ПС, МВА
0,4-6-10 кВ	18945,915	2589,012

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 Республики 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 от прилегающих энергосистем (Магаданской области и Чаун-Билибинского энергорайона) и не имеют связи с Якутской энергосистемой.

Якутская энергосистема (ЮЯРЭС) имеет связь с энергосистемой Амурской области по КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында отпайкой на ПС НПС-19 и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19. Также с учетом формирования кольца 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог – Таксимо – Мамакан – Усть-Кут – НПС-8 – Пеледуй, Якутская энергосистема (ЗРЭС) имеет связь с Иркутской энергосистемой по ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2 и ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 №1, 2, при этом, работа ПС 220 кВ Пеледуй предусмотрена 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 2.16.1.

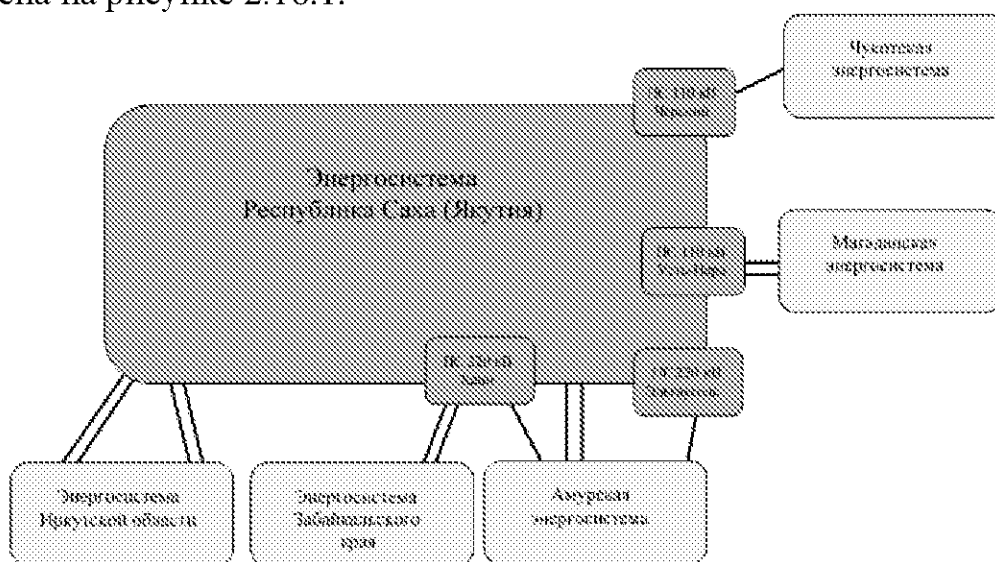


Рисунок 2.16.1 – Блок-схема внешних электрических связей Республики Саха (Якутия)

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 2020 году составил около 5,1 млн т у.т., в том числе угля 2,4 млн т у.т., природного и попутного газа – около 2,3 млн т.у.т. (таблица 2.17.1). В структуре потребления топлива 48,1 процента приходится на уголь, 44,7 процента – на природный и попутный газ.

Таблица 2.17.1 – Потребление топлива электростанциями и котельными, тыс. т у.т. (состояние 2020 г. *)

Вид топлива	Всего	в том числе	
		ТЭС	котельные
Уголь	2 444,55	1 502,17	942,38
Нефть (включая газоконденсат) и нефтепродукты (кроме дизельного топлива)	198,88	28,46	170,42
Дизельное топливо	162,86	160,58	2,28
Природный газ	1 897,28	1 313,19	584,09
Попутный газ	375,73	364,08	11,65
Древесина	8,21	0	8,21
ВСЕГО	5 087,50	3 368,47	1 719,03

* Оценка ИФТПС СО РАН.

На тепловых электростанциях в 2020 году потреблено 3368,5 тыс. т у.т. топлива, из которых 49,8 процента приходится на газ (природный и попутный), 44,6 процента – на уголь. Дизельное топливо в структуре потребления топлива электростанциями занимает 4,8 процента. Нефть и нефтепродукты в структуре потребления топлива электростанциями занимают 0,8 процента (рисунок 2.17.1).

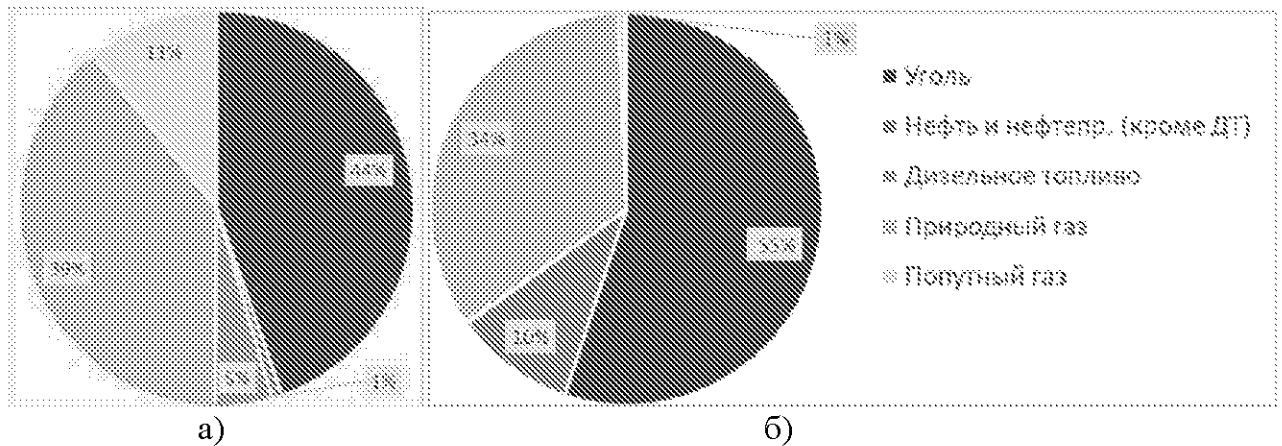


Рисунок 2.17.1 – Структура потребления топлива в 2020 году:
а) ТЭС, б) котельными, %

В котельных в 2020 году было потреблено 1 719,0 тыс. т у.т. топлива, из которых 54,8 процента приходится на уголь, 34,7 процента – на газ (природный и попутный), 10,5 процента – на нефть и нефтепродукты, и прочие виды топлива.

2.18. Единый топливно-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) (ЕТЭБ) за 2016-2020 гг.

Добыча (производство) первичных энергоресурсов в республике за период 2016-2020 гг. увеличилась на 48,2 процента – с 34027 до 50746 тыс. т у.т. Значительный рост производства обеспечивается за счет увеличения добычи природного газа в 2,73 раза, нефти в 1,56 раза и угля на 114,9 процента.

Добыча нефти в структуре добычи энергоресурсов увеличилась с 42,9 процента в 2016 году до 45,3 процента в 2020 г., природного газа с 10,0 процента до 18,4 процента. При этом доли остальных уменьшились: угля – с 45,9 процента до 35,6 процента, производства гидроэнергии – на 0,24 процентных пункта. За рассматриваемый период объемы выработки электроэнергии нетрадиционными возобновляемыми источниками энергии (СЭС и ВЭС) достигли 3 млн кВт·ч против 1 млн кВт·ч в 2016 г.

За период потребление первичных топливно-энергетических энергоресурсов (ТЭР) в республике увеличилось на 10,7 процента – с 8772 до 10048 тыс. т у.т, в том числе угля – на 18,6 процента, природного газа – на 18 процента, нефтепродуктов – 9,6 процента. Сократилось потребление сырой нефти и газоконденсата в качестве котельно-печного топлива на котельных. Снижение за период в среднем составило 20,4 процента.

В таблицах 2.18.1-2.18.5 приведены годовые топливно-энергетические балансы республики по утвержденной форме ТЭБ⁷.

⁷ 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 2016 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	15604	14615		3397	37	374			34027
Ввоз	2	70		1942				20		2031
Вывоз	3	-12860	-13827					-178		-26864
Изменение запасов	4	85	11	68	0	-1	0	0	0	164
Потребление первичной энергии	5	2728	776	1874	3397	38	374	-158	0	9037
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1090	-39	-167	-953	0	-374	1117	0	-1505
Производство тепловой энергии	8	-1151	-242	-20	-1065	-6		-67	2003	-550
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-365		-2	-364				669	-62
<i>Котельные</i>	8.2.	-786	-242	-18	-702	-6			1276	-479
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-67	59	-9
Преобразование топлива	9		-193	114	-12					-91
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-193	102						-91
<i>Переработка газа</i>	9.2.			12	-12					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-107		-107
Потери при передаче	11	-217						-125	-448	-788
Прочие расходы на нетопливные нужды	19				-770					-770
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	270	303	1801	597	32	0	663	1556	5221
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1,8	0,0	6,0	5,6	0,7	0,0	3,7	7,1	25
Промышленность	14	206,2	237,9	475,3	183,7	1,3	0,0	304,6	304,4	1713
Строительство	15	1,9	0,0	102,3	27,3	0,0	0,0	12,2	20,3	164
Транспорт и связь	16	33,7	45,9	395,4	75,5	0,5	0,0	152,2	60,6	764
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	25,9	18,8	490,7	9,7	12,7	0,0	76,8	370,8	1006
Население	18	0,8	0,0	331,1	295,2	16,8	0,0	113,7	792,4	1550

Таблица 2.18.2 – 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				29		2055
Вывоз	3	-12790	-14129					-167		-27085
Изменение запасов	4	57	-26	-54	0	-1	0	0	0	-24
Потребление первичной энергии	5	2721	695	1957	3458	35	369	-138	0	9103
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1042	-17	-167	-955	0	-369	1105	0	-1445
Производство тепловой энергии	8	-1140	-221	-20	-1018	-4		-53	1979	-476
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-328		-2	-360				650	-40
<i>Котельные</i>	8.2.	-812	-221	-18	-658	-4			1286	-427
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-53	43	-10
Преобразование топлива	9		-200	100	-13					-113
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-200	88						-112
<i>Переработка газа</i>	9.2.			13	-13					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-109		-109
Потери при передаче	11	-280						-127	-449	-856
Прочие расходы на нетопливные нужды	19				-870					-870
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	259	257	1870	602	31	0	683	1530	5232
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1,6	0,0	6,6	3,4	0,6	0,0	4,1	5,9	22
Промышленность	14	171,8	212,6	577,5	233,7	1,1	0,0	255,2	354,1	1806
Строительство	15	1,9	0,0	134,3	20,9	0,0	0,0	12,6	17,4	187
Транспорт и связь	16	34,7	29,7	357,0	14,1	0,8	0,0	130,2	57,4	624
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	48,9	14,7	514,3	49,7	13,6	0,0	286,6	340,3	1268
Население	18	0,6	0,0	280,4	279,7	14,9	0,0	117,3	755,0	1448

Таблица 2.18.3 – 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	Электри-ческая 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				33		2015
Вывоз	3	-13530	-16702					-145		-30376
Изменение запасов	4	-62	5	-37	0	1	0	0	0	-93
Потребление первичной энергии	5	2621	651	1896	3361	32	425	-142	0	8848
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1085	-1	-163	-880	0	-425	1189	0	-1364
Производство тепловой энергии	8	-1144	-210	-20	-1055	-4		-52	1986	-498
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-335		-2	-383				649	-71
<i>Котельные</i>	8.2.	-809	-210	-18	-672	-4			1294	-419
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-52	43	-9
Преобразование топлива	9		-187	100	-13					-100
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-187	87						-100
<i>Переработка газа</i>	9.2.			13	-13					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-114		-114
Потери при передаче	11	-122						-132	-485	-740
Прочие расходы на нетопливные нужды	19				-790					-790
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	271	253	1813	623	28	0	751	1501	5240
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	1,5	0,0	7,4	3,3	0,5	0,0	4,1	6,4	23
Промышленность	14	188,7	211,0	596,9	231,4	1,1	0,0	337,7	337,0	1904
Строительство	15	1,8	0,0	134,5	20,8	0,0	0,0	10,8	21,5	189
Транспорт и связь	16	34,1	30,0	359,6	15,0	0,8	0,0	187,1	57,2	684
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	43,8	12,0	438,9	70,1	13,4	0,0	99,9	321,0	999
Население	18	0,6	0,0	276,2	282,7	12,5	0,0	118,8	757,9	1449

Таблица 2.18.4 – 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	Гидро-энергия и НВИЭ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
		1	2	3	4	5	6	8	9	10
Производство энергетических ресурсов	1	15332	20448		4881	27	423			41112
Ввоз	2	109		2030				39		2177
Вывоз	3	-11924	-19799		-1316			-126		-33165
Изменение запасов	4	356	-14	80	0	3	0	0	0	424
Потребление первичной энергии	5	3161	664	1950	3565	24	423	-87	0	9620
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Производство электрической энергии	7	-1078	-20	-140	-1073	0	-423	1238	0	-1496
Производство тепловой энергии	8	-1165	-204	-6	-996	-1		-74	2077	-369
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-370		-2	-387				685	-74
<i>Котельные</i>	8.2.	-795	-204	-4	-609	-1			1329	-284
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-74	63	-12
Преобразование топлива	9		-187	115	-8					-79
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-187	107						-79
<i>Переработка газа</i>	9.2.			8	-8					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-111		-111
Потери при передаче	11	-327						-135	-448	-910
Прочие расходы на нетопливные нужды	19				-868					-868
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	591	253	1919	620	23	0	790	1629	5826
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	484,9	211,0	742,0	211,6	1,1	0,0	365,5	412,6	2429
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	9,3	0,0	119,5	357,0	989
Население	18	1,0	0,0	290,0	292,0	11,5	0,0	116,1	766,3	1477

Таблица 2.18.5 – Топливо-энергетический баланс Республики Саха (Якутия) в тыс. т у.т. за 2020 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	17928	22825		9275	35	364			50428
Ввоз	2	135		2030				38		2202
Вывоз	3	-14622	-22222		-4977			-115		-41937
Изменение запасов	4	356	-14	80	0	3	0	0	0	424
Потребление первичной энергии	5	3085	618	1950	4298	32	364	-78	0	10270
Статистическое расхождение	6	0	0	0	0	0	0	0	15	15
Производство электрической энергии	7	-1113	-21	-150	-1083	0	-364	1216	0	-1516
Производство тепловой энергии	8	-1293	-170	-4	-1045	-9		-74	2196	-399
<i>Теплоэлектростанции</i>	8.1.	-315		-2	-382				644	-54
<i>Котельные</i>	8.2.	-978	-170	-2	-662	-9			1489	-333
<i>Электрокотельные и теплоутилизационные установки</i>	8.3.							-74	63	-12
Преобразование топлива	9		-167	117	-10					-60
<i>Переработка нефти</i>	9.1.		-167	107						-60
<i>Переработка газа</i>	9.2.			10	-10					0
<i>Обогащение угля</i>	9.3.									0
Собственные нужды	10							-88		-88
Потери при передаче	11	-350						-91	-442	-883
Прочие расходы на нетопливные нужды	19				-1515					-1515
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	330	259	1914	645	23	0	893	1739	5802
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	2,0	0,0	8,0	3,3	0,5		5,0	6,3	25
Промышленность	14	228,5	220,0	756,6	207,6	1,1		416,9	482,2	2313
Строительство	15	3,0	0,0	165,0	20,8	0,0		14,1	17,4	220
Транспорт и связь	16	35,0	32,0	380,0	16,0	0,8		244,3	67,0	775
Сфера услуг и прочие виды деятельности	17	60,0	7,0	313,9	92,0	9,3		108,8	370,2	961
Население	18	1,0	0,0	290,0	305,0	11,5		130,7	796,1	1534

Объем конечного потребления за период увеличился на 18,7 процента. Преобладающими видами ТЭР в конечном потреблении являются нефтепродукты, тепловая энергия, электроэнергия и природный газ. Потребление нефтепродуктов за период увеличилось на 12 процентов, тепловой энергии – на 12 процентов, электроэнергии – на 32 процента, природного газа – 12 процентов.

В структуре конечного потребления основную долю занимают промышленное производство и потребление населением. Доля промышленности за период выросла с 28,9 процента до 38,9 процента, доля населения сократилась с 31,05 до 27,6 процента. Доля сельского хозяйства в структуре самая низкая и при этом изменения не наблюдались (0,4 процента). Рост потребления ТЭР наблюдался по виду деятельности «Строительство» (с 3,2 до 3,7 процента). По транспорту и связи и по сферам услуг и прочих видов деятельности потребление сократилось с 15,3 до 13,1 процента и 20,9 процента до 16,2 процента соответственно.

В структуре потребления нефтепродуктов основные доли приходятся на промышленность и транспорт. Доля потребления по промышленности выросла и составила в 2020 г. 29,7 против 21,9 процента в 2016г. По транспорту доля снизилась с 25,7 процента до 21,9 процента.

В структуре электропотребления по видам экономической деятельности также значительную долю занимают промышленность и транспорт. Их доли в 2020 г. составили 42,3 и 26,6 процента соответственно.

Объемы потребляемой тепловой энергии за период промышленными предприятиями и населением увеличились с 304,0 до 482,2 тыс. т у.т., с 792,4 до 796,1 тыс. т у.т. соответственно.

3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

3.1. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

Промышленность Республики Саха (Якутия) главным образом ориентирована на добычу сырья. Основными существующими профилирующими производствами Западного района электроэнергетической системы республики на период до 2025 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, 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.

На территории Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) ведется освоение Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (ООО «Газпром добыча Ноябрьск»), присоединение которого к электрическим сетям Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) планируется в 4 квартале 2022 года.

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 году.

В Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в 2016 году создана территория опережающего развития (далее – ТОР) «Южная Якутия». Основной специализацией ТОР «Южная Якутия», которая базируется на двух инвестиционных площадках угледобывающих горно-обогатительных комплексов «Инаглинский» и «Денисовский», определена добыча и переработка коксуемых углей для поставки на российский рынок и в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Ввод угольной шахты и обогатительной фабрики «Инаглинский-2» компанией «Колмар» предусмотрен в 2022 году.

В Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в 2022 году планируется подключение к сетям крупного месторождения золота – Нежданинского (АО «Южно-Верхоянская горнодобывающая компания»).

В таблицах 3.1.1.-3.1.2. приведен прогноз потребности в электрической энергии и мощности крупных существующих и перспективных потребителей.

Таблица 3.1.1 – Перечень основных крупных потребителей электрической энергии на 2021-2025 годы

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2021	2022	2023	2024	2025
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	71,79	69,60	69,38	67,05	67,05*
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	60,80	60,80	60,80	60,80	60,80
АО «Водоканал» г. Якутск	Водоснабжение	41,34	47,64	48,14	48,64	49,14
АО «Теплоэнергия»	Теплоснабжение	26,60	26,60	26,60	26,60	26,60*
АО «Аэропорт Якутск»	Обслуживание перелетов	10,41	10,41	10,83	11,26	11,71
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	8,82	5,90	5,90	5,90	5,90
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	7,80	7,80	7,80	7,80	7,80*
АО «Якутский хлебокомбинат»	Пищевая промышленность	5,86	5,92	5,80	5,90	5,92
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский + Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	3,80	3,70	3,70	3,70	3,70
АО «Жатайская судоверфь»	судостроение	-	11,20	13,50	16,40	18,70
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	790,00	750,00	670,00	615,00	615,00
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:		838,10	1086,70	1116,20	1158,80	1250,80
НПС-10	Транспортировка нефти	176,40	210,10	215,20	217,90	236,70
НПС-11		120,60	168,70	175,00	184,70	205,50
НПС-12		178,70	240,30	246,90	257,90	277,10
НПС-13		181,20	245,50	252,20	263,30	282,60
НПС-14		181,10	222,10	226,90	235,00	248,90
ООО «Газпром трансгаз Томск», всего, в том числе:	Транспортировка газа	1,37	4,82	5,79	5,79	5,79
ЛПУМГ №1		0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
КС-1 «Сардыкельская»		-	1,45	2,42	2,42	2,42
КС-2 «Олекминская»		0,42	2,42	2,42	2,42	2,42
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»:		240,0	270,6	345,2	362,7	367,5
Обустройство Чайиндинского НГКМ	Добыча природного газа	205,4	236,0	310,6	328,1	332,9
Обустройство	Добыча нефти	34,6	34,6	34,6	34,6	34,6

Потребитель	Вид деятельности	Электропотребление, млн кВт·ч				
		2021	2022	2023	2024	2025
нефтяной оторочки Чаяндынского НГКМ						
ООО «ПТВС»	Тепловодоснабжение	365,41	365,41	85,99	85,99	85,99
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	97,97	97,97	97,97	97,97	97,97*
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	34,48	33,93	34,47	34,39	34,39*
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	16,52	16,02	16,02	16,02	16,02
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	9,71	10,51	10,87	10,87	10,97
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:		821,50	1076,30	1103,80	1149,70	1229,40
НПС-15	Транспортировка нефти	172,90	225,60	231,10	240,30	256,30
НПС-16		175,00	225,10	230,20	238,80	253,60
НПС-17		171,30	199,40	203,30	209,70	220,80
НПС-18		160,70	224,00	230,50	241,30	260,10
НПС-19		141,60	202,20	208,70	219,60	238,60
ООО «Газпром трансгаз Томск», всего, в том числе:		0,63	5,50	9,50	9,50	9,50
ЛПУМГ №2	Транспортировка газа	0,11	1,08	1,08	1,09	1,08
ЛПУМГ №3		0,01	0,98	1,00	0,98	0,98
КС-3 «Амгинская»		-	0,42	2,42	2,42	2,42
КС-4 «Нимырская»		0,51	2,51	2,51	2,51	2,51
КС-5 «Нагорная»		-	0,51	2,51	2,51	2,51
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри»	Угольная промышленность	286,10	284,60	294,40	302,30	301,80
АО «Полос Алдан»	Цветная металлургия	186,90	230,15	234,85	234,85	234,85
АО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	134,20	143,60	239,60	273,80	273,80
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	32,40	32,40	32,40	32,40	32,40*
АО «Нерюнгринский городской водоканал»	Водоснабжение	24,81	24,81	24,81	24,81	24,81
АО «ГОК «Инаглинский», всего, в том числе:	Угольная промышленность	118,57	180,18	226,90	241,00	256,51
ОФ «Инаглинская – 1»		12,20	12,20	12,20	12,20	12,20
ОФ «Инаглинская – 2»		45,33	45,33	73,66	73,66	73,66
Шахта «Инаглинская»		61,04	122,64	141,04	155,14	170,65
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	52,20	53,20	53,00	52,30	53,30
АО АК «Железные дороги Якутии»	Грузо- и пассажироперевозка	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Зона децентрализованного энергоснабжения						
ПАО «Сургутнефтегаз»	Добыча нефти	504,37	529,10	549,16	572,94	583,18
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	76,14	76,14	76,14	76,14	76,14
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	54,42	54,00	52,96	52,17	52,17*
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия	76,06	116,36	116,36	116,36	116,36
АО «Алмазы Анабара»	Добыча алмазов	33,10	33,10	33,10	33,10	н/д
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00*
АО «Прогноз»	Цветная металлургия	18,02	18,02	18,02	18,02	н/д
АО «Золото Селигдара»	Цветная металлургия	10,60	10,30	10,30	9,80	9,80
ООО «Арктик Капитал»	Горная добыча	5,76	5,76	5,76	5,76	н/д
ООО «Норд Голд», всего, в том числе:	Цветная металлургия	89,52	110,02	110,02	110,02	110,02
ООО «Нерюнгри- Металлик»		63,26	83,76	83,76	83,76	83,76
ООО «Рудник Таборный»		26,26	26,26	26,26	26,26	26,26

Источник: Данные предприятий.

Таблица 3.1.2 – Максимальные электрические нагрузки по основным крупным потребителям электроэнергии на 2021-2025 годы

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2021	2022	2023	2024	2025
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АО ХК «Якутуголь» (разрез Кангаласский+Джебарики-Хая)	Угольная промышленность	0,4	0,3	0,3	0,3*	0,3*
АО «ДСК»	Строительство, строительные материалы	17,3	17,3	17,3	17,3*	17,3*
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	14,4	13,9	13,9	13,4	13,4
АО ПО «Якутцемент»	Строительные материалы	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
АО «Водоканал» г. Якутск*	Водоснабжение	5,4	6,3	6,3	6,4	6,5
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	1,3	1,3	1,4	1,4	н/д
АО «Жатайская судостроительная верфь»	судостроение	-	4,3	5,2	6,3	7,2
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия).						
АК «АЛРОСА» (ПАО)	Алмазодобывающая промышленность	98,8	93,8	83,8	76,9	76,9
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:						
НПС-10	Транспортировка нефти	21,0	25,0	25,6	25,9	28,2
НПС-11		13,7	20,1	20,8	22,0	24,4
НПС-12	Транспортировка нефти	20,3	28,6	29,4	30,7	33,0
НПС-13		20,6	29,2	30,0	31,3	33,6
НПС-14		20,5	26,4	27,0	27,9	29,6
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»:						
Обустройство Чаяндинского НГКМ	Добыча природного газа	28,5	36,3	44,2	44,7	45,2
Обустройство нефтяной оторочки Чаяндинского НГКМ	Добыча нефти	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
ООО «ПТВС»	Тепловодоснабжение	171,6	171,6	49,6	49,6	49,6
АО «Теплоэнергосервис»	Теплоснабжение	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6*
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	Тепловодоснабжение	6,9	6,8	6,9	6,9	6,9*
ООО Ленское ПТЭС	Тепловодоснабжение	2,8	2,6	2,6	2,6	2,6
ПАО «ЯТЭК»	Добыча газа	1	1	1,5	1,5	1,5
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
АО ХК «Якутуголь» г. Нерюнгри"	Угольная промышленность	31,7	27,7	27,1	27,1	27,1*
ПАО «Транснефть», всего, в том числе:						
НПС-15	Транспортировка нефти	19,6	26,8	27,5	28,6	30,5
НПС-16		19,9	26,8	27,4	28,4	30,2
НПС-17		19,4	23,7	24,2	24,9	26,3
НПС-18		18,3	26,6	27,4	28,7	30,9
НПС-19		16,1	24,0	24,8	26,1	28,4
ПАО «Газпром»	Добыча газов	6,8	9,2	11,6	н/д	н/д
ООО «МЕЧЕЛ-РЕМСЕРВИС»	Техсервис	14,3	14,3	14,3	14,3	н/д
АО «Полнос Алдан»	Цветная металлургия	27,5	36,5	37,3	37,3	37,3
АО «Золото Селигдара» *	Цветная металлургия	8,86	8,5	8,5	8,5	8,5
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
АО «Нерюнгринский городской	Водоснабжение	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1

Потребитель	Вид деятельности	Максимум электрической нагрузки, МВт				
		2021	2022	2023	2024	2025
водоканал» *						
АО «ГОК «Инаглинский», всего, в том числе:	Угольная промышленность	-	-	-	-	-
ОФ "Инаглинская - 1"		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
ОФ "Инаглинская - 2"		8,0	8,0	13,0	13,0	13,0
Шахта "Инаглинская"		23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
АО «ГОК «Денисовский»	Угольная промышленность	10,6	10,7	10,7	10,8	10,9
АО АК «Железные дороги Якутии» *	Грузо- и пассажироперевозка	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Зона децентрализованного энергоснабжения						
ПАО «Сургутнефтегаз» *	Добыча нефти	71,7	70,7	73,4	76,5	77,9
АК «АЛРОСА» (ПАО) *	Алмазодобывающая промышленность	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
ГУП «ЖКХ РС(Я)» *	Тепловодоснабжение	10,9	10,8	10,6	10,4	10,4
АО «Алмазы Анабара» *	Добыча алмазов	8,1	8,1	8,1	8,1	н/д
АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая компания»	Цветная металлургия	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
АО «Теплоэнергосервис» *	Теплоснабжение	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
АО «Прогноз»*	Цветная металлургия	2,4	2,4	2,4	2,4	н/д
АО «Золото Селигдара»*	Цветная металлургия	1,2	1,2	1,2	1,2	н/д
ООО «Арктик Капитал»*	Горная добыча	0,8	0,8	0,8	0,8	н/д
ООО «Норд Голд», всего, в том числе:		-	-	-	-	-
ООО «Нерюнгри-Металлик»		9	11,2	11,2	11,2	11,2
ООО «Рудник Таборный»		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3

Источник: Данные предприятий.

*оценка ИФТПС СО РАН.

3.1.1. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по энергосистеме Республики Саха (Якутия)

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) по данным Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на период 2021-2027 годы приведены в таблице 3.1.1.1.

Прогнозные уровни электропотребления и мощности Республики Саха (Якутия) с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы приведены в таблице 3.1.1.2.

Таблица 3.1.1.1 - Прогнозные уровни электропотребления и мощности объединенной энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Республика Саха (Якутия)	Единица измерения	2020 отчёт	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии	млн кВт·час	7493	7604	7744	8449	8851	9005
Годовой темп прироста	%	-1,58	1,48	1,84	9,10	4,76	1,74
Максимум нагрузки	МВт	1318	1365	1393	1501	1586	1590
Годовой темп прироста	%	-0,69	3,57	2,05	7,75	5,66	0,25

Таблица 3.1.1.2 - Прогнозные уровни электропотребления и мощности республики с детализацией по отдельным районам электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Показатель	Единица измерения	2020 отчёт	2021	2022	2023	2024	2025
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)							
Потребление электрической энергии	млн кВт-час	3226,3	3253	3249	3644	3747	3749
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-6,51	0,84	-0,12	12,16	2,83	0,05
Максимум нагрузки	МВт	647,0	635	637	700	715	716
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-1,33	-1,85	0,31	9,89	2,14	0,14
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)							
Потребление электрической энергии	млн кВт-час	1742,5	1767	1782	1907	1918	1919
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-0,60	1,41	0,85	7,01	0,58	0,05
Максимум нагрузки	МВт	325,2	322	327	342	342	343
<i>Годовой темп прироста</i>	%	1,40	-0,98	1,55	4,59	0,00	0,29
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)							
Потребление электрической энергии	млн кВт-час	2524,3	2584	2713	2898	3186	3337
<i>Годовой темп прироста</i>	%	4,79	2,37	4,99	6,82	9,94	4,74
Максимум нагрузки	МВт	397,1	419	440	471	541	543
<i>Годовой темп прироста</i>	%	-0,48	5,51	5,01	7,05	14,86	0,37

Среднегодовые темпы прироста электропотребления в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2021-2025 годы оцениваются:

в Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 3,61 процента в год;

в Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 2,08 процента в год;

в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 6,60 процента в год;

по Республике Саха (Якутия) в целом – 4,32 процента в год.

Среднегодовые темпы прироста нагрузки в энергосистеме Республики Саха (Якутия) в период 2021-2025 годы оцениваются:

в Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 3,05 процента в год;

в Центральном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 1,59 процента в год;

в Южно-Якутском районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) – 6,69 процента в год;

по Республике Саха (Якутия) в целом – 3,88 процентов в год.

В Западном районе электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) наибольший прирост потребления электроэнергии и мощности в период до 2025 года ожидается за счет увеличения нагрузок объектов нефтепровода ВСТО, начала освоения Чаюдинского 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

Перспективные балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и с детализацией для Западного, Центрального и Южно-Якутского районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) разработаны на основе прогнозных уровней потребления электроэнергии и мощности, предоставленных АО «СО ЕЭС» (раздел 3.1.1, Приложение 3.1).

Перспективные балансы Западного, Центрального и Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) 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 июня 2003 г. № 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.

Электроэнергетическая система Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) до 2025 года приведен в таблице 3.1.2.1. Балансы электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.2 и 3.1.2.3.

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

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность (собственный максимум)	1365	1393	1501	1586	1590
ИТОГО спрос на мощность	1365	1393	1501	1586	1590
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	2041,4	2115,8	2115,8	2115,8	2706,2
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	974,1	1048,5	1048,5	1048,5	1638,9
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	170,1	170,1
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	164,03	164,03	164,03	164,03	164,03
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)	0	0	0	0	160,4
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	1000
Чульманская ТЭЦ	48	48	48	48	48
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0,0	72,0	72,0	72,0	72,0
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10,0	12,4	12,4	12,4	12,4
ДЭС	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8
Резервные ДЭС ЗРЭС	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Резервные ДЭС ЦРЭС	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	1832,2	1874,6	1874,6	1874,6	2304,6
ГЭС	869	869	869	869	869
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	189	189	189	189	189
ТЭС	963,2	1005,6	1005,6	1005,6	1435,6
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	170,1	170,1
Якутская ТЭЦ	12	12	12	12	12
Якутская ГРЭС Новая	164	164	164	164	164
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Нерюнгринская ГРЭС	570	570	570	570	1000
Чульманская ТЭЦ	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0,0	40,0	40,0	40,0	40,0
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10,0	12,4	12,4	12,4	12,4
ДЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС ЗРЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС ЦРЭС	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	467,2	481,6	373,6	288,6	714,6

* - присоединение в IV квартале 2022 года;

** - ввод после прохождения максимума нагрузки 2025 года.

Баланс мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2025 года складывается избыточным. Величина избытка на 2025 год составляет 714,6 МВт. Присоединение к

энергосистеме ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ производится в IV квартале 2022 года.

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

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии (собственное)	7604	7744	8449	8851	9005
ИТОГО потребность	7604	7744	8449	8851	9005
Производство электрической энергии	8427	8441	8681	9021	9421
ГЭС	2965	2965	2965	2965	2965
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	760	760	760	760	760
ТЭС	5462	5476,4	5716,4	6056,4	6456,4
Якутская ГРЭС	1102	1102	1102	1102	1102
Якутская ТЭЦ	60	60	60	60	60
Якутская ГРЭС Новая	880	880	880	880	880
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)	0	0	0	0	0
Нерюнгринская ГРЭС	3260	3260	3260	3600	4000
Чульманская ТЭЦ	100	100	100	100	100
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0	0	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р*	60	74,4	74,4	74,4	74,4
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5607	5223	5452	5776	3939
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-823	-697	-232	-170	-416

* - число часов использования располагаемой мощности ТЭС (6000 ч.) принято в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, № 281 от 30.06.2003.

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

Республика Саха (Якутия)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии (собственное)	7604	7744	8449	8851	9005
ИТОГО потребность	7604	7744	8449	8851	9005
Производство электрической энергии	8273	8287	8527	8867	9267
ГЭС	2811	2811	2811	2811	2811
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	721	721	721	721	721
ТЭС	5462	5476	5716	6056	6456
Якутская ГРЭС	1102	1102	1102	1102	1102
Якутская ТЭЦ	60	60	60	60	60
Якутская ГРЭС Новая	880	880	880	880	880
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)	0	0	0	0	0
Нерюнгринская ГРЭС	3260	3260	3260	3600	4000
Чульманская ТЭЦ	100	100	100	100	100
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0	0	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р*	60,0	74,4	74,4	74,4	74,4
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5607	5223	5452	5776	3939
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-669	-543	-78	-16	-262

* - число часов использования располагаемой мощности ТЭС (6000 ч.) принято в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, № 281 от 30.06.2003.

Баланс электроэнергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) в условиях среднегодового года в период до 2025 года складывается избыточным, величина избытка на 2025 год составляет 416 млн кВт·ч. Баланс электроэнергии в условиях маловодного года в период до 2025 года складывается избыточным, величина избытка на 2025 год составляет 262 млн кВт·ч.

Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 3.1.2.4. Балансы электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий среднегодового и маловодного года приведены в таблицах 3.1.2.5 и 3.1.2.6.

Таблица 3.1.2.4 – Баланс мощности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность	635	637	700	715	716
ИТОГО спрос на мощность	635	637	700	715	716
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	994,7	1069,1	1069,1	1069,1	1069,1
ГЭС	957,5	957,5	957,5	957,5	957,5
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	277,5	277,5	277,5	277,5	277,5
ТЭС	10	84,4	84,4	84,4	84,4
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*		72	72	72	72
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10	12,4	12,4	12,4	12,4
ДЭС	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Резервные ДЭС	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	879	921,4	921,4	921,4	921,4
ГЭС	869	869	869	869	869
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	680	680	680	680	680
Светлинская ГЭС	189	189	189	189	189
ТЭС	10	52,4	52,4	52,4	52,4
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*		40	40	40	40
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	10	12,4	12,4	12,4	12,4
ДЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	244	284	221	206	205

* - присоединение в IV квартале 2022 года.

В период 2021-2025 годов баланс мощности Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) складывается избыточным. Величина избытка мощности на 2025 год составляет 205 МВт.

Таблица 3.1.2.5 – Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года, млн кВт·ч

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии	3253	3249	3644	3747	3749
ИТОГО потребность	3253	3249	3644	3747	3749
Производство электрической энергии	3025	3039	3279	3279	3279
ГЭС	2965	2965	2965	2965	2965
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	2205	2205	2205	2205	2205
Светлинская ГЭС	760	760	760	760	760
ТЭС	60,0	74,4	314,4	314,4	314,4
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0	0	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р*	60	74,4	74,4	74,4	74,4
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	228	210	365	468	470

* - число часов использования располагаемой мощности ТЭС (6000 ч.) принято в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, № 281 от 30.06.2003.

Таблица 3.1.2.6 – Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года, млн кВт·ч

Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии	3253	3249	3644	3747	3749
ИТОГО потребность	3253	3249	3644	3747	3749
Производство электрической энергии	2871	2885	3125	3125	3125
ГЭС	2811	2811	2811	2811	2811
Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	2090	2090	2090	2090	2090
Светлинская ГЭС	721	721	721	721	721
ТЭС	60,0	74,4	314,4	314,4	314,4
ЭСН УКПГ-3 Чаяндынского НГКМ*	0	0	240	240	240
ГПЭС Среднеботуобинского м/р*	60	74,4	74,4	74,4	74,4
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	382	364	519	622	624

* - число часов использования располагаемой мощности ТЭС (6000 ч.) принято в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, № 281 от 30.06.2003.

Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий средневодного года на всем рассматриваемом периоде до 2025 года складывается дефицитным. Величина дефицита на 2025 год составляет 470 млн кВт·ч.

Баланс электроэнергии Западного района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) для условий маловодного года на всем рассматриваемом периоде до 2025 года складывается дефицитным. Величина дефицита на 2025 год составляет 624 млн кВт·ч.

Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 3.1.2.7, баланс электроэнергии – в таблице 3.1.2.8.

Таблица 3.1.2.7 – Баланс мощности Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность	322	327	342	342	343
ИТОГО спрос на мощность	322	327	342	342	343
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:					
ТЭС	428,7	428,7	428,7	428,7	589,1
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	170,1	170,1
Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Якутская ГРЭС Новая	164,03	164,03	164,03	164,03	164,03
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)					160,4
ДЭС	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Резервные ДЭС	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:					
ТЭС	346,1	346,1	346,1	346,1	346,1
Якутская ГРЭС	170,1	170,1	170,1	170,1	170,1
Якутская ТЭЦ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Якутская ГРЭС Новая	164,0	164,0	164,0	164,0	164,0
Якутская ГРЭС-2 (2 очередь)*					0,0
ДЭС	0	0	0	0	0
Резервные ДЭС	0	0	0	0	0
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	24,1	19,1	4,1	4,1	3,1

* - ввод Якутской ГРЭС-2 (2 очередь) после прохождения максимума нагрузки 2025 года.

Баланс мощности Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2025 года складывается избыточным. Величина избытка на 2025 год составляет 3,1 МВт.

Таблица 3.1.2.8 – Баланс электроэнергии Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии	1767	1782	1907	1918	1919
ИТОГО потребность	1767	1782	1907	1918	1919
Производство электрической энергии	2042	2042	2042	2042	2042
ТЭС	2042	2042	2042	2042	2042
Якутская ГРЭС	1102	1102	1102	1102	1102
Якутская ТЭЦ	60	60	60	60	60
Якутская ГРЭС Новая	880	880	880	880	880

Якутская ГРЭС Новая (2 очередь)					0
Число часов использования установленной мощности ТЭС	5900	5900	5900	5900	5900
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-275	-260	-135	-124	-123

Баланс электроэнергии Центрального района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в период 2021-2022 годы складывается избыточным. Величина избытка на 2025 год составляет 123 млн кВт·ч.

Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)

Баланс мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 3.1.2.9, баланс электроэнергии – в таблице 3.1.2.10.

Таблица 3.1.2.9 – Баланс мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), МВт

Южный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребность	419,0	440,0	471,0	541,0	543,0
ИТОГО спрос на мощность	419,0	440,0	471,0	541,0	543,0
Установленная мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	618,0	618,0	618,0	618,0	1048,0
ТЭС	618,0	618,0	618,0	618,0	1048,0
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	1000,0
Чульманская ТЭЦ	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
Располагаемая мощность (на час прохождения максимума нагрузки), в т.ч.:	607,1	607,1	607,1	607,1	1037,1
ТЭС	607,1	607,1	607,1	607,1	1037,1
Нерюнгринская ГРЭС	570,0	570,0	570,0	570,0	1000,0
Чульманская ТЭЦ	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1
ИЗБЫТОК(+)/ДЕФИЦИТ(-)	188,1	167,1	136,1	66,1	494,1

Баланс мощности Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2025 года складывается избыточным. Величина избытка на 2025 год составляет 494,1 МВт.

Таблица 3.1.2.10 – Баланс электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), млн кВт·ч

Южный район электроэнергетической системы РС(Я)	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электрической энергии	2584	2713	2898	3186	3337
ИТОГО потребность	2584	2713	2898	3186	3337
Производство электрической энергии	3360	3360	3360	3700	4100
ТЭС	3360	3360	3360	3700	4100
Нерюнгринская ГРЭС	3260	3260	3260	3600	4000
Чульманская ТЭЦ	100	100	100	100	100

Число часов использования установленной мощности ТЭС	5535	5535	5535	6095	3953
Сальдо перетоков («-» - выдача, «+» - прием)	-776	-647	-462	-514	-763

Баланс электроэнергии Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый период до 2025 года складывается избыточным. Величина избытка на 2025 год составляет 763 млн кВт·ч. Передача избытков электроэнергии (мощности) из Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) возможна в Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), а также в энергосистему Амурской области.

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.

Расчёт электроэнергетических режимов выполнен с использованием программного комплекса RastrWin 3.

Расчёты электроэнергетических режимов выполнены для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок рабочего дня на каждый год рассматриваемого периода 2021-2025 годов.

Топология сети расчетной модели разработана на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия), предоставленной Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока (приложение 3.2.1), с учетом мероприятий по вводу, реконструкции, модернизации и демонтажу генерирующих и электросетевых объектов до 2025 года (разделы 3.2.3 и 3.3.1 настоящего тома). Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2021-2025 годы приведена в приложении 3.2.2.

В соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» расчеты электроэнергетических режимов для энергосистемы

Республики Саха (Якутия) должны быть выполнены для следующих температурных условий:

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха -52°C для ЗРЭС, -52°C для ЦРЭС, -42°C для ЮЯРЭС;

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха -15°C для всех райнов;

летний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ для ЗРЭС, $+30^{\circ}\text{C}$ для ЦРЭС, $+25^{\circ}\text{C}$ для ЮЯРЭС;

летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха $+18^{\circ}\text{C}$ для ЗРЭС, $+19^{\circ}\text{C}$ для ЦРЭС, $+16^{\circ}\text{C}$ для ЮЯРЭС.

Расчеты электроэнергетических режимов для зимнего максимума, зимнего минимума, летнего максимума нагрузок выполнены для наиболее тяжелых условий (максимальные нагрузки зимнего периода (-52°C) и максимальные нагрузки летнего периода ($+18^{\circ}\text{C}$)).

В рассматриваемый период 2021-2025 годы принята отдельная работа Республики Саха (Якутия) с ОЭС Сибири. 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).

Перечень рассмотренных электроэнергетических режимов приведен в приложении 3.2.3.

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

Расчётные модели согласованы Филиалом АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ (приложение 3.2.5).

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

2021 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Вилюйского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Вилюйск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 9). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Вилюйск, ПС 110 кВ Верхневилуйск с объемом отключаемой нагрузки 5 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на

шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 10);

в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2021 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 9). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар с мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 11);

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 Виллойского энергорайона (приложение 3.2.4, рис. 12). 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 (приложение 3.2.4, рис. 13);

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 (приложение 3.2.4, рис. 17). Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объёме 60 МВт (приложение 3.2.4, рис. 18). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал с мощностью не менее 81 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 19).

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 Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 32). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 33);

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 – 110,1 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 292 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) (приложение 3.2.4, рис. 35). Требуется ввод ГВО в объеме 16 МВт для поддержания указанной ДЦТН АТ (приложение 3.2.4, рис. 36). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА (приложение 3.2.4, рис. 37).

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка 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 Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 77). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Виллойск, ПС 110 кВ Верхневиллойск с объемом отключаемой нагрузки 5 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 78);

в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2022 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 77). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 79);

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 Виллойского энергорайона (приложение 3.2.4, рис. 80). 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 (приложение 3.2.4, рис. 81);

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-Удачнинского

энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 85). Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объеме 65 МВт (приложение 3.2.4, рис. 86). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 87).

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 Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 100). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 101);

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 – 111,6 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 286 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) (приложение 3.2.4, рис. 103). Требуется ввод ГВО в объеме 16 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (приложение 3.2.4, рис. 104). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ мощностью не менее 25 МВА (приложение 3.2.4, рис. 105).

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая загрузка 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 Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 145). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Виллойск, ПС 110 кВ Верхневиллойск с объемом отключаемой нагрузки 5 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 146);

в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2023 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 145). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 147);

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 Виллойского энергорайона (приложение 3.2.4, рис. 148). 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 (приложение 3.2.4, рис. 149);

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-Удачнинского энергорайона – 258 МВт), наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ Айхало-Удачнинского энергорайона ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 153). Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объёме 65 МВт (приложение 3.2.4, рис. 154). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 155);

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 Виллойского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 168). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 169);

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 – 112,4 МВт) токовая нагрузка 2АТ (1АТ) ПС 220 кВ Сунтар составляет 292 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) (приложение 3.2.4, рис. 171). Требуется ввод ГВО в объеме 16 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (приложение 3.2.4, рис. 172). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ с мощностью не менее 25 МВА (приложение 3.2.4, рис. 173).

Во всех остальных нормальных и послеаварийных режимах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая нагрузка 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 Виллоевского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 213). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Виллойск, ПС 110 кВ Верхневиллойск с объемом отключаемой нагрузки 6 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 214);

в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2024 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Виллоевского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 213). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар с мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 215);

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 Виллоевского энергорайона (приложение 3.2.4, рис. 216). 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 (приложение 3.2.4, рис. 217);

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 (приложение 3.2.4, рис. 221). Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачинского энергорайона в объёме 65 МВт (приложение 3.2.4, рис. 222). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал с мощностью не менее 81 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 223);

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 Виллоевского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 236). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар с мощностью не менее 9 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 237);

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 – 111,6 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) (приложение 3.2.4, рис. 239). Требуется ввод ГВО в объёме 18 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (Приложение 3.2.4, рис. 240). Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ с мощностью не менее 25 МВА (приложение 3.2.4, рис. 241).

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

2025 год

В нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2025 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление Виллоевского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 281). Работа существующих устройств АОСН ПС 110 кВ Виллойск, ПС 110 кВ Верхневиллойск с объемом отключаемой нагрузки 6 МВт позволит обеспечить уровень напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск выше аварийно допустимого – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 282);

в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2025 года при отключении 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная (потребление

Виллойского энергорайона – 72 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 281). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар с мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 283);

в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2025 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 (приложение 3.2.4, рис. 284). 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 (приложение 3.2.4, рис. 285);

в нормальной схеме на уровне зимнего максимума нагрузок 2025 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 (приложение 3.2.4, рис. 289). Для обеспечения напряжения выше АДН (84,7 кВ) необходим ввод ГВО Айхало-Удачнинского энергорайона в объёме 65 МВт (приложение 3.2.4, рис. 290). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Айхал мощностью не менее 81 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 291);

в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241) на уровне зимнего максимума нагрузок 2025 года при отключении ВЛ 220 кВ Районная – Городская (Л-231/Л-232) (потребление Виллойского энергорайона – 70 МВт) наблюдается снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита Сунтар – Виллойск ниже аварийно допустимого уровня – 84,7 кВ (приложение 3.2.4, рис. 304). Для исключения ввода ГВО необходима установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар с мощностью не менее 15 Мвар (приложение 3.2.4, рис. 305);

в схеме ремонта 1АТ (2АТ) ПС 220 кВ Сунтар на уровне зимнего максимума нагрузок 2025 года (потребление района, подключенного к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар – 111,6 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 течение 24 часов обмотки ВН АТ) (приложение 3.2.4, рис. 307). Требуется ввод ГВО в объёме 18 МВт для поддержания указанной ДДТН АТ (приложение 3.2.4, рис. 308).

Для исключения ввода ГВО необходима установка на ПС 220 кВ Сунтар третьего АТ с мощностью не менее 25 МВА (приложение 3.2.4, рис. 309).

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, муниципального образования «Нюйский наслег» Ленского района.

Вилуйская группа улусов

Вилуйская группа улусов сформирована из четырех улусов;

Сунтарский улус (район) состоит из 39 населенных пунктов, общая численность населения - 23471 человек.

Нюрбинский улус (район) состоит из 24 населенных пунктов, общая численность населения - 23560 человек.

Верхневилуйский улус (район) состоит из 29 населенных пунктов, общая численность населения - 21098 человек.

Вилуйский улус (район) состоит из 23 населенных пунктов, общая численность населения - 25012 человек.

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

В соответствии с письмом собственника оборудования (ПАО «Якутскэнерго») индекс технического состояния ВЛ 110 кВ Л-104 (Сунтар-Виллойск) составляет 40,6 (приложение 3.2.2.1), что в соответствии с приказом Минэнерго Российской Федерации от 26.07.2017 № 676 показывает неудовлетворительное техническое состояние и необходимость 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 – 23 ч 47 мин, в 2017 – 26 ч 13 мин, 2018 – в 1 ч 54 мин, 2019 – в 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 течение 20 мин.)	511	491	475	455	440	416	396	372	348	321

В режиме зимнего максимума нагрузок 2020 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. Информация о потреблении Виллойского энергорайона за ретроспективный период приведена в таблице 3.2.2.3.

Таблица 3.2.2.3 – Потребление Виллойского энергорайона, МВт

Год	МВт	Прирост	
		МВт	%
2015-2016	55,1	-	
2016-2017	60,2	5,1	9,3
2017-2018	62,9	2,7	4,5
2018-2019	67,2	4,3	6,8
2019-2020	73,9	6,7	10
2020-2021	75,4	2,5	2

Таким образом, в период с 2016 года по 2021 год нагрузка Виллойского энергорайона увеличилась на 20,3 МВт, в среднем ежегодное увеличение нагрузки составляет 4,06 МВт.

За текущий момент имеется заключенных договоров на ТП на сумму 10,685 МВт (2,137 МВт с учетом коэффициента реализации 0,2 для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт).

Потребление энергорайона с учетом действующих договоров на технологическое присоединение, увеличение потребления энергорайона составит 77,537 МВт, токовая нагрузка ВЛ - 389 А.

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

Заключение: выявлена необходимость замены 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 Виллойского энергорайона в период реконструкции.

На основании вышеуказанного рекомендуется реализация мероприятия по строительству одноцепной ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба 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 – ДЭС Амга (Л-41) и ВЛ 35 кВ Амга – ДЭС Амга с отпайкой на Бологур (Л-42) с суммарной протяженностью 147,04 км.

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

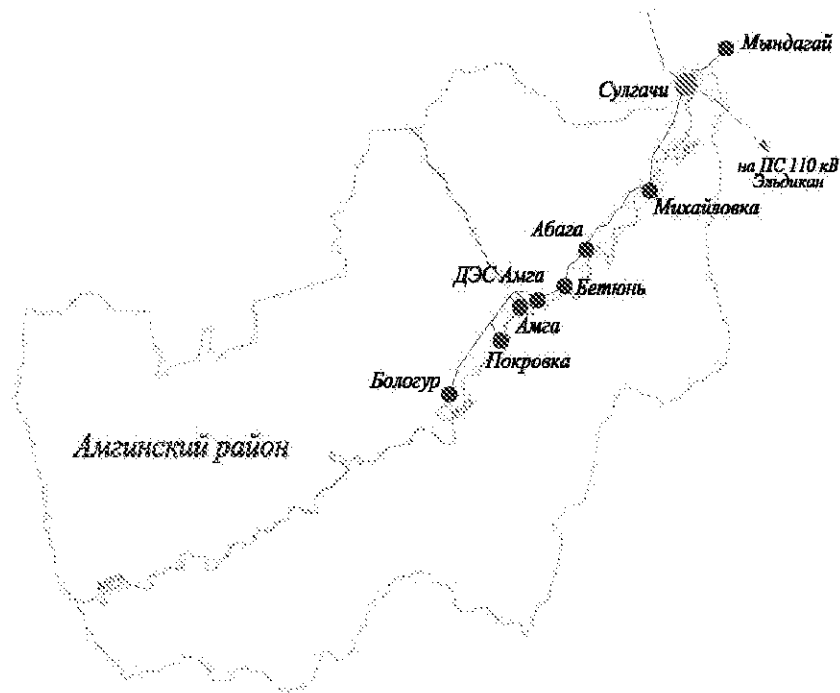


Рисунок 3.2.2.3 – Карта-схема электрических сетей Амгинского района

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

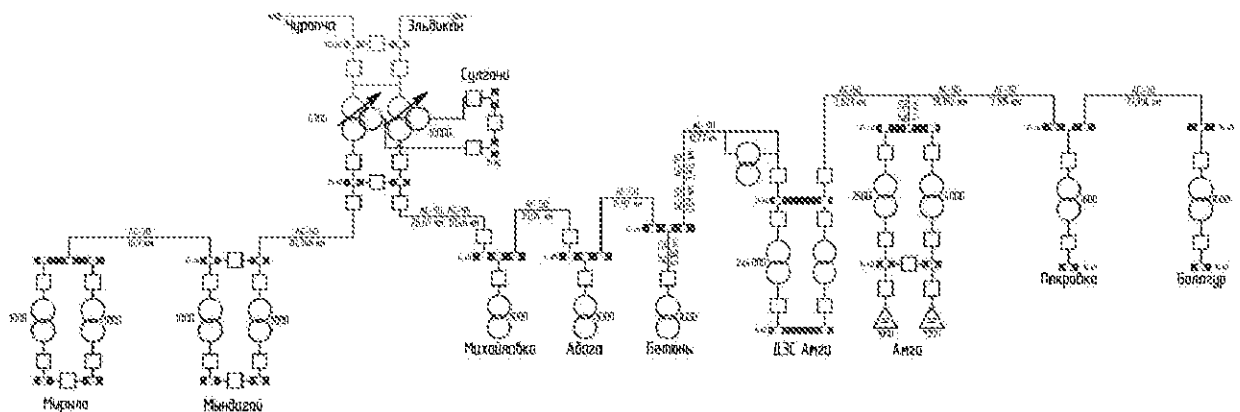


Рисунок 3.2.2.4 – Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше Амгинского района

ВЛ 35 кВ Сулгачи – ДЭС Амга с отпайкой на 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 3.2.2.4.

Таблица 3.2.2.4 - 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 2021 года Амгинского района приведен на рисунке 3.2.2.5.

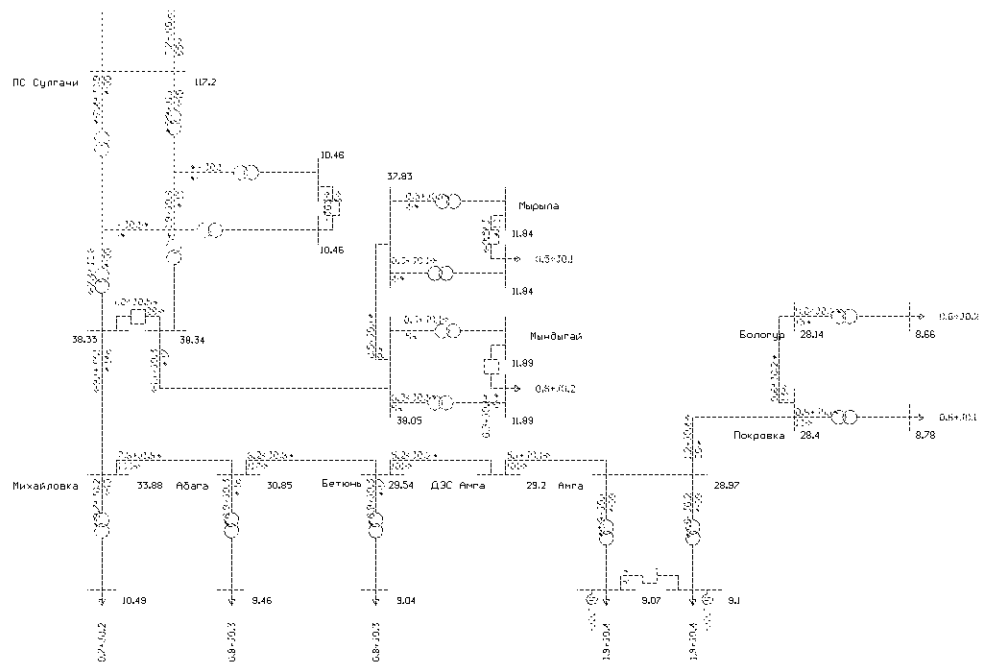


Рисунок 3.2.2.5 – Нормальный режим. Зимний максимум 2021 года

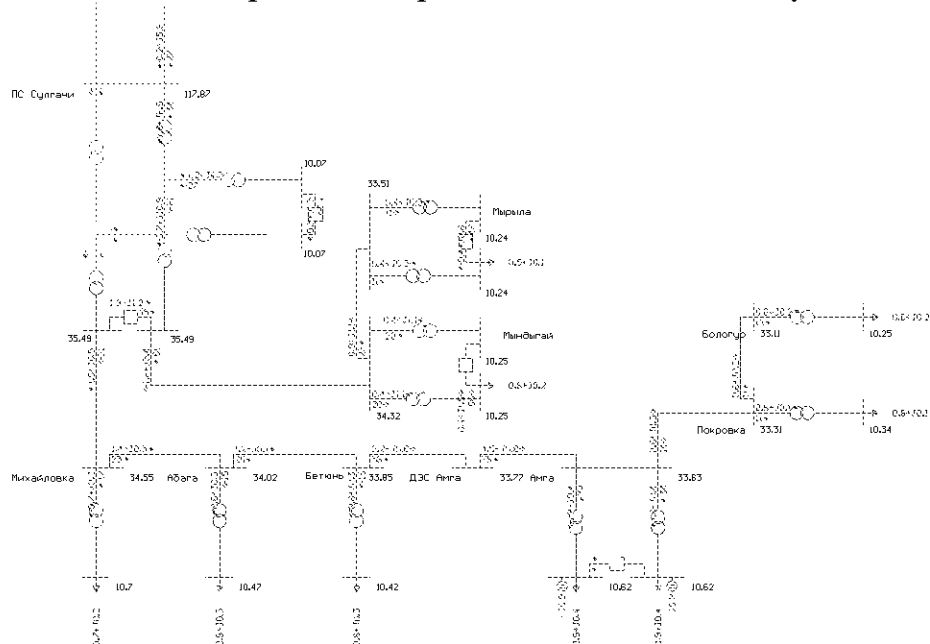


Рисунок 3.2.2.6. Ремонт 1Т ПС 110 кВ Сулгачи. Зимний максимум 2021 года

В режиме зимних максимальных нагрузок 2021 года нагрузка потребителей, подключенных 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 61 А (194 процента).

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 (приложение 3.2.2.1).

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 процентов.

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

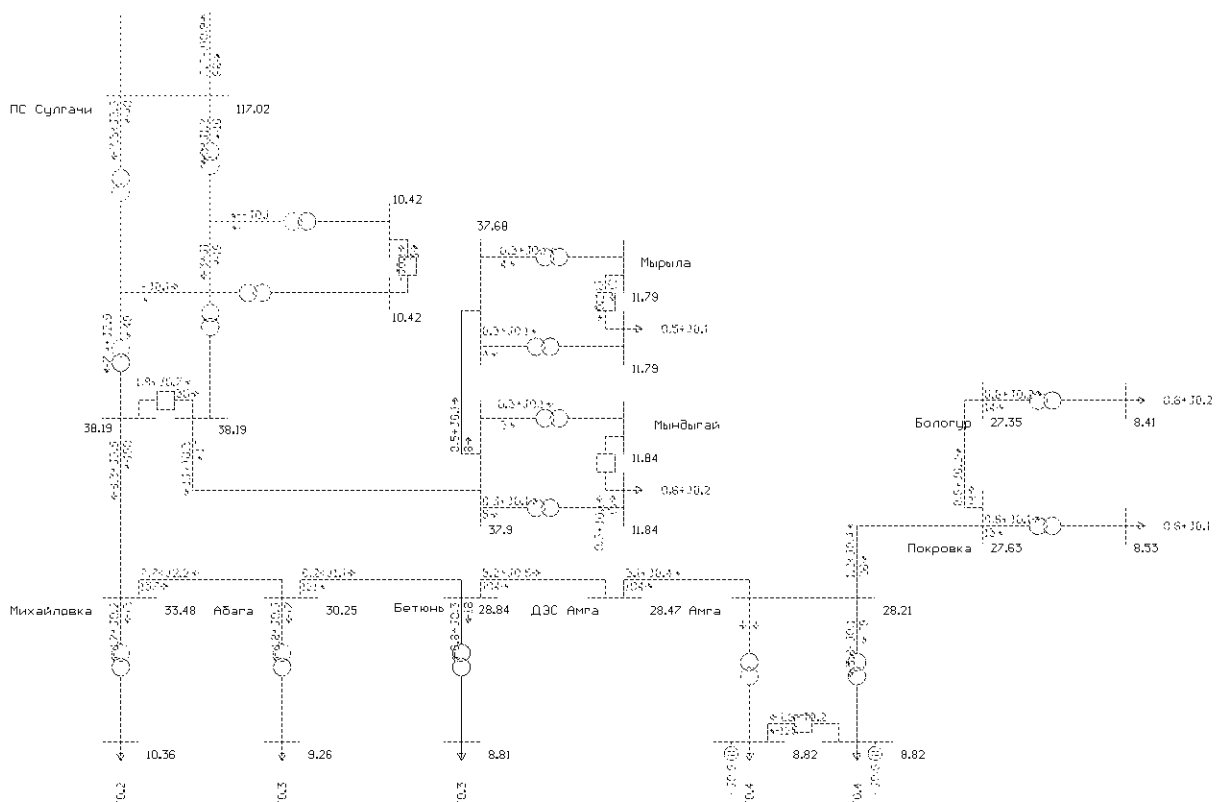


Рисунок 3.2.2.7 – Ремонт Т1 ПС 35 кВ Амга. Зимний максимум 2021 года

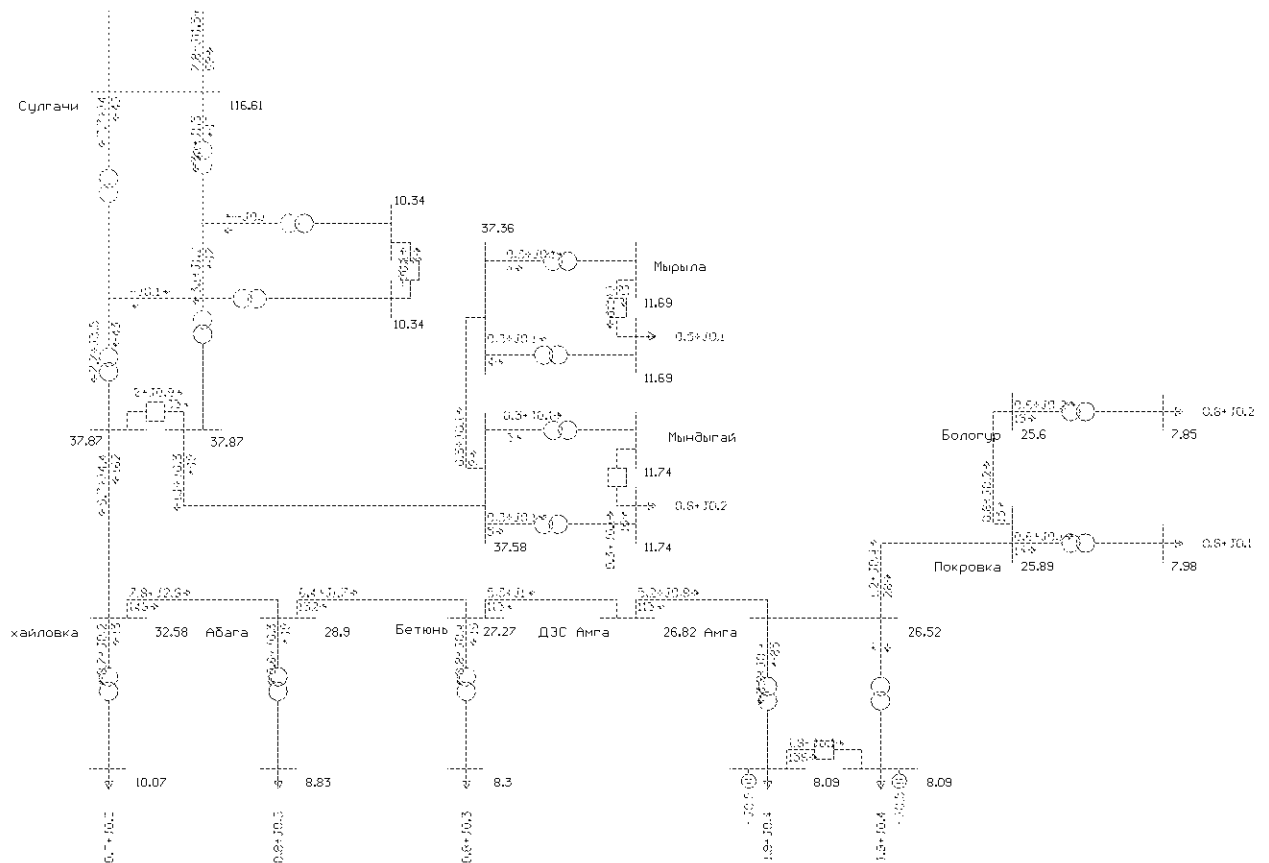


Рисунок 3.2.2.8 – Ремонт Т2 ПС 35 кВ Амга. Зимний максимум 2021 года

Информация о параметрах трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Амга представлены в таблице 3.2.2.5.

Таблица 3.2.2.5. 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 2021 года нагрузка ПС 35 кВ Амга составляет 3,8 МВт.

При ремонте 1Т ПС 35 кВ Амга токовая нагрузка 2Т ПС 35 кВ Амга составит 79 А, что превышает длительно допустимую токовую нагрузку трансформатора на 19 процентов.

При ремонте 2Т ПС 35 кВ Амга токовая нагрузка 1Т ПС 35 кВ Амга составит 85 А, что превышает длительно допустимую токовую нагрузку трансформатора на 104 процентов.

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 (приложение 3.2.2.1).

В соответствии с ПТЭ (пункт 5.3.14) для силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов напряжением до 35 кВ допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 процентов номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

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:

$$S_{\text{тр. расч}} = (P_{\text{факт. макс}} - P_{\text{срм}}) / (K_{\text{м}} * K_{\text{доп}}) = (10,6 - 0) / (0,9 * 1,25) = 9,42 \text{ МВА.}$$

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:

$S_{\text{тр. ном}} \geq S_{\text{тр. расч}} = 9,42 \text{ МВА}$, в соответствии со шкалой номинальных мощностей трансформаторов рекомендуется к установке трансформатор мощностью 10 МВА.

Выбор мощности 1Т и 2Т ПС 35 кВ Амга:

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

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:

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

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

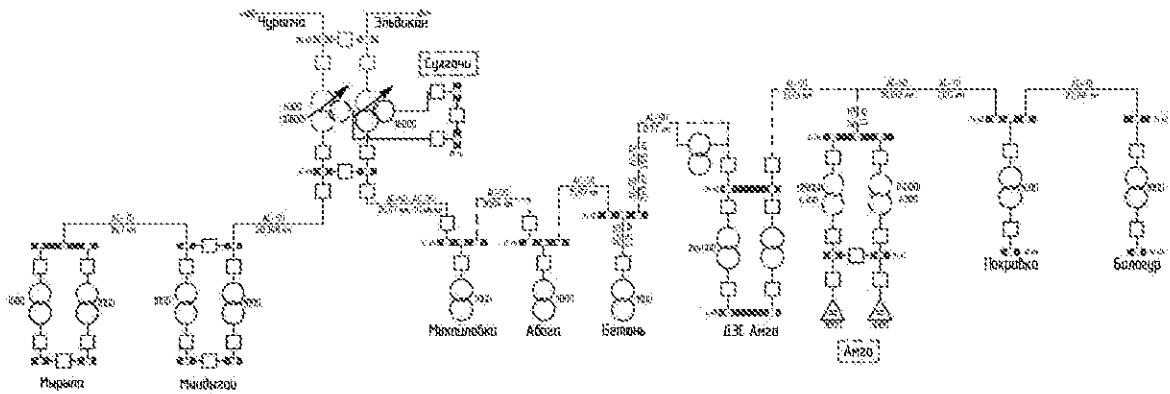


Рисунок 3.2.2.9 – Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше

Расчет нормального режима зимнего максимума 2021 года приведен на рисунке 3.2.2.10.

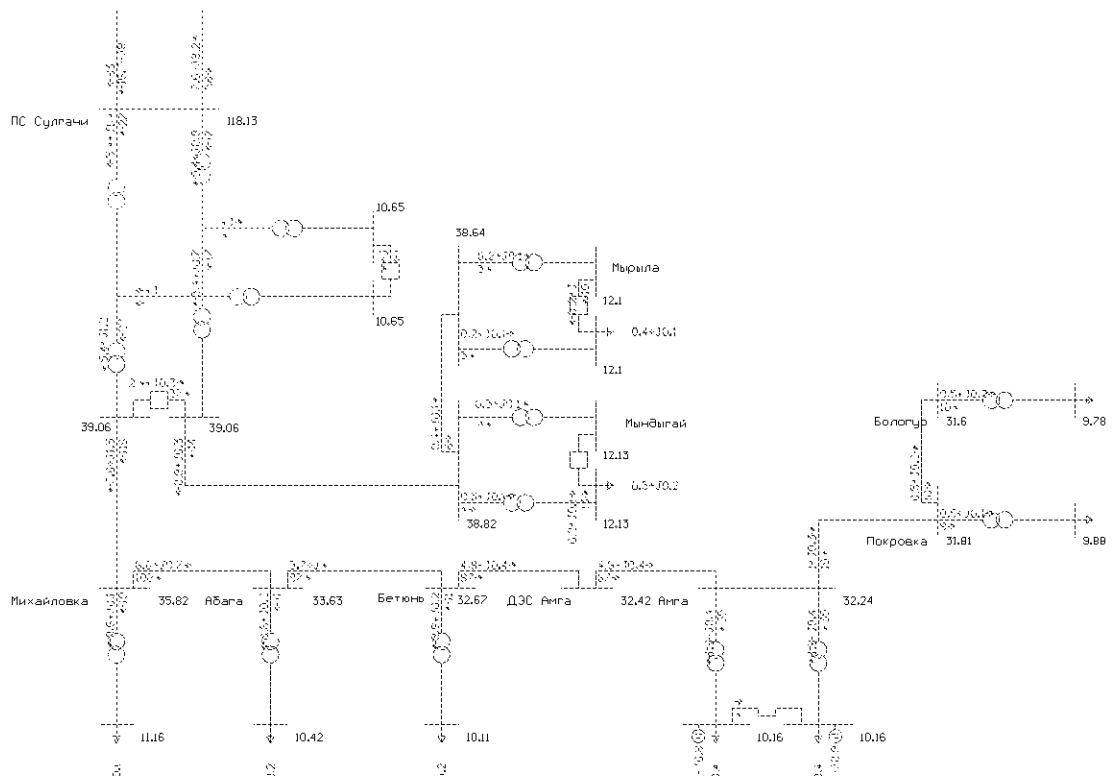


Рисунок 3.2.2.10 – Нормальный режим. Зимний максимум 2021 года

Таблица 3.2.2.6 – Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей
	Текущие цены (2021 год)
Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи	59,24
Замена опор ВЛ 35 кВ Сулгачи - Амга	1283,38
Реконструкция ПС 35 кВ Амга	50,16
<i>Итого без НДС</i>	1392,78

Капитальные затраты на реализацию строительства составляют 1392,78 млн руб.

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.

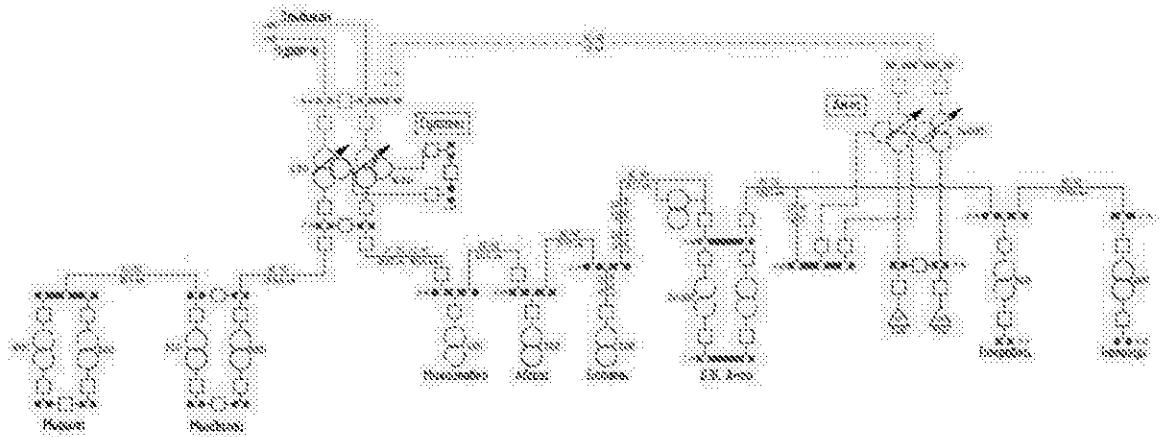


Рисунок 3.2.2.11 – Принципиальная схема электрических сетей 35 кВ и выше

Расчет нормального режима зимнего максимума 2021 приведен на рисунке 3.2.2.12.

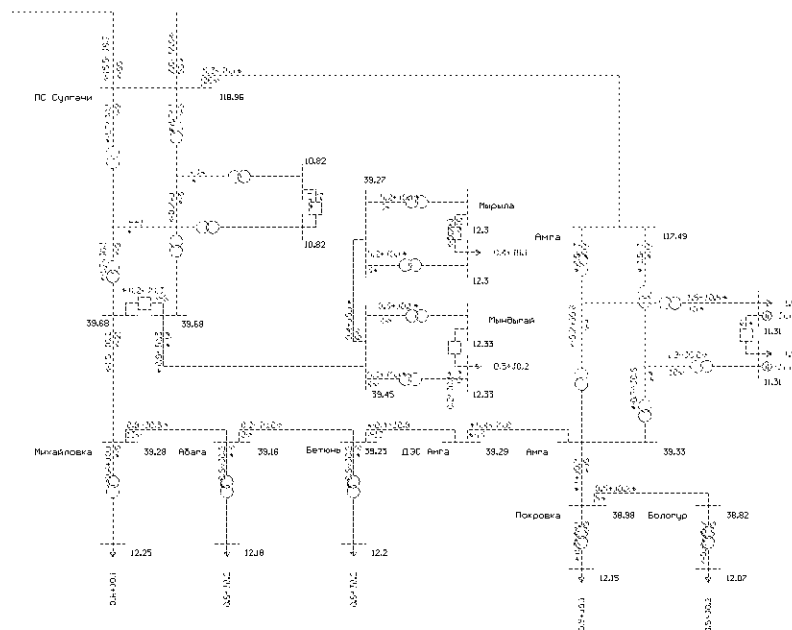


Рисунок 3.2.2.12 – Нормальный режим. Зимний максимум 2021

Таблица 3.2.2.7 – Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей
	Текущие цены (2020 год)
Строительство ПС 110 кВ Амга	340,32
Строительство ВЛ 110 кВ Сулгачи - Амга	1284,97
Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи	38,82
Итого без НДС	1664,11

Капитальные затраты на реализацию строительства составляют 1664,11 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. 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 в 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.

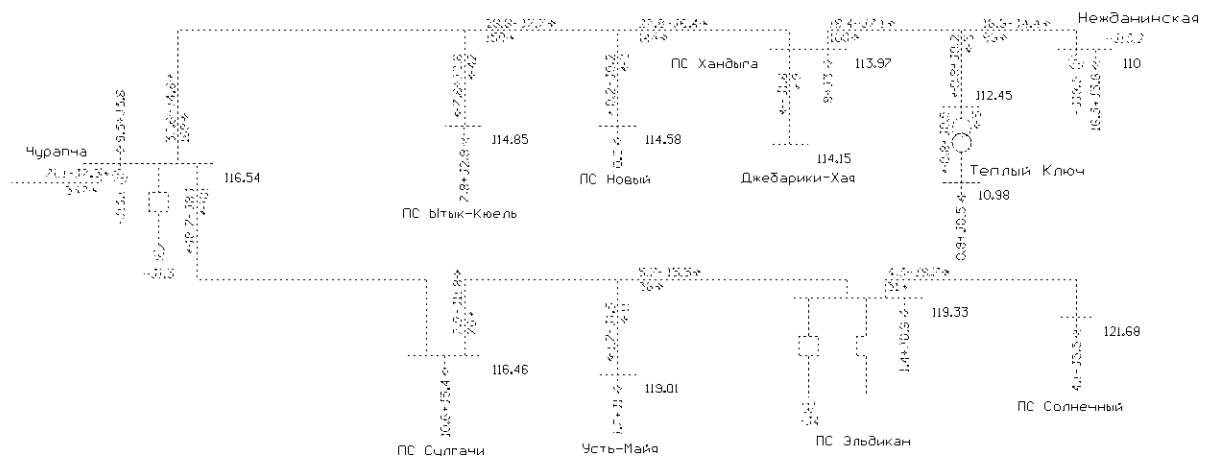


Рисунок 3.2.2.13 – Нормальный режим. Зимний максимум 2022 г.

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

Для оценки варианта строительства ПС 110 кВ Теплый Ключ и ее подключения к ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская произведено

предварительное технико-экономическое сравнение с существующей схемой электроснабжения.

Для сравнения использованы отчетные данные по расходу топлива, необходимого для выработки электроэнергии для электроснабжения п. Теплый Ключ, за последние 3 года. Итоговая разница в стоимости топлива и электрической энергии ПАО «Якутскэнерго» приведена в таблице 3.2.2.8.

Таблица 3.2.2.8 – Стоимости топлива и электрической энергии

Отчетный год	Выработка эл.энергии	Расход дизельного топлива	Стоимость дизельного топлива (75089,37 рублей/тн)
	тыс.кВтч	тн	млн рублей с НДС
2018	3839,279	1154,952	86,7
2019	3801,131	1131,790	85,0
2020	3926,375	1114,579	83,7
Итого			255,4

Суммарная стоимость дизельного топлива необходимого для электроснабжения п. Теплый ключ за отчетные 2018-2020 годы составляет 255,4 млн рублей.

Для предварительной оценки сроков окупаемости приведен расчет стоимости ПС 110 кВ Теплый Ключ (таблица 3.2.2.8.1.).

Таблица 3.2.2.8.1 – Капитальные затраты

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн рублей
Строительство ПС 110 кВ Теплый Ключ	170,76
<i>Итого без НДС</i>	170,76
<i>Итого с НДС</i>	204,9

Капитальные затраты на строительство ПС 110 кВ Теплый Ключ составляют 204,9 млн руб. с НДС.

Исходя из вышеуказанных предварительных расчетов с учетом фактических затрат на топливо, срок окупаемости строительства ПС 110 кВ Теплый Ключ составит менее трех лет. При этом, для принятия итогового решения требуется проведение технико-экономического сравнения вариантов сохранения существующей схемы электроснабжения и предлагаемой к рассмотрению с оценкой дисконтированных затрат. Предложенный вариант централизованного электроснабжения п. Теплый Ключ требует решения в рамках процедуры техприсоединения.

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 3.2.2.9.

Таблица 3.2.2.9 – 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 (приложение 3.2.2.2). В связи с тем, что увеличение нагрузки обусловлено ТУ на ТП потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт принят коэффициент реализации 0,2.

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

$$\text{Стр. расч} = (P_{\text{факт. макс}} + P_{\text{ту}} + P_{\text{доп}} - P_{\text{срм}}) / (K_{\text{м}} * K_{\text{доп}}) = \\ (18,0 + 2,283 * 0,2 - 0) / (0,9 * 1,2) = 17,09 \text{ МВА},$$

где:

$P_{\text{ту}}$ – суммарная активная нагрузка новых потребителей, подключаемых к подстанции в соответствии с ТУ на ТП;

$P_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки, обусловленное подключения мощности с других центров питания;

$P_{\text{срм}}$ – 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);

$K_{\text{м}}$ – 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 (1,2 согласно Приказу Министерства энергетики РФ от 8 февраля 2019 года № 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 с шкалой номинальных мощностей трансформаторов рекомендуется к установке трансформаторы мощностью 25 МВА.

ПС 110 кВ Марха

В рамках реконструкции ПС 35 кВ Марха с переводом на класс напряжения 110 кВ (приложение 3.2.2.4) предусмотрено строительство двухцепной отпайной 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 ПАО «Якутскэнерго» (Приложение 3.2.2.4), в соответствии с действующим договорами на технологическое присоединение планируется увеличение нагрузки ПС 110 кВ Марха на 2,6 МВт (письмо ПАО «Якутскэнерго» от 16.04.2020 № 216/3704). В связи с тем, что увеличение нагрузки обусловлено ТУ на ТП 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:

$$\text{Стр. расч} = (\text{Рфакт.макс} + \text{Рту} + \text{Рдоп} - \text{Рсрм}) / (\text{Км} * \text{Кдоп}) = \\ (7,53 + 2,6 * 0,2 + 2,55) / (0,9 * 1,2) = 9,81 \text{ МВА},$$

где:

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

Рдоп – увеличение нагрузки, обусловленное подключением 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);

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

$K_{доп}$ – коэффициент допустимой длительной (без ограничений длительности) перегрузки трансформатора (1,2 согласно требованиям 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»).

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 2x16 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 для обеспечения длительно допустимой токовой нагрузки не менее 48,3 А.

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.

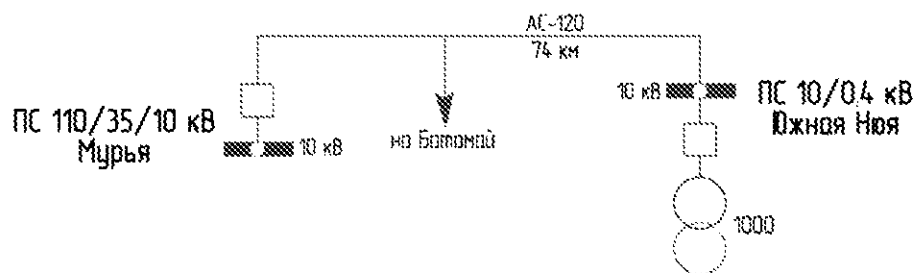


Рисунок 3.2.2.14 – Принципиальная схема электрических сетей МО «Нюйский наслег» Ленского района

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

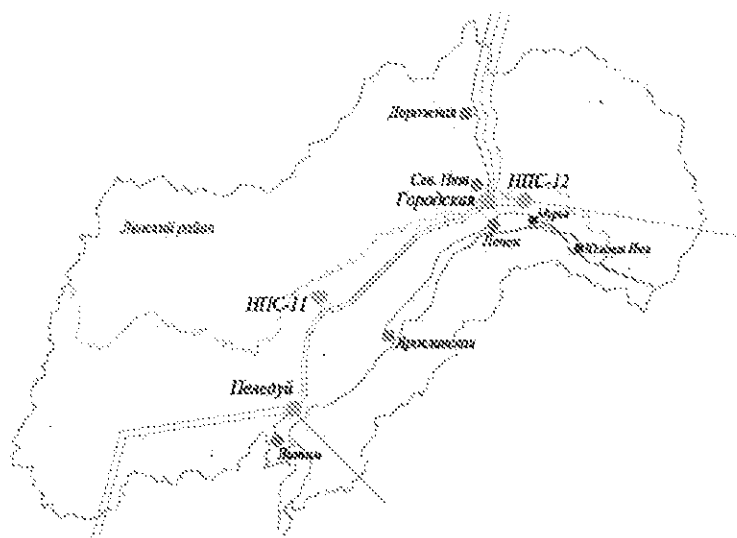


Рисунок 3.2.2.15 – Карта-схема электрических сетей Ленского района

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

ПС 35 кВ Намцы

В рамках реконструкции ПС 35 кВ Намцы предусмотрена замена трансформаторов с увеличением мощности.

Максимальная нагрузка ПС 35кВ Намцы составляет 4,25 МВт.

По данным, предоставленным письмом ПАО «Якутскэнерго» от 11.02.2021 № 119/276-80, в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется увеличение нагрузки ПС 35 кВ Намцы на 3,47 МВт (Приложение 3.2.2.3). В связи с тем, что увеличение нагрузки обусловлено ТУ на ТП, для крупных потребителей принят коэффициент реализации 0,4, для потребителей с заявленной мощностью до 670 кВт принят коэффициент реализации 0,2.

Выбор мощности 1Т(2Т) ПС 35 кВ Намцы:

$$\text{Стр. расч} = (P_{\text{факт. макс}} + P_{\text{ту}} + P_{\text{доп}} - P_{\text{срм}}) / (K_{\text{м}} * K_{\text{доп}}) = \\ (4,25 + 3,06 * 0,4 + 0,41 * 0,2) / (0,9 * 1,2) = 5,14 \text{ МВА,}$$

где:

$P_{\text{ту}}$ – суммарная активная нагрузка новых потребителей, подключаемых к подстанции в соответствии с ТУ на ТП;

$P_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки, обусловленное подключением мощности с других центров питания;

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

имеющейся информацией, возможность переключения (перевода) с ПС 35 кВ Намцы 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 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»).

Единичная мощность рекомендуемого к установке трансформатора:

Стр. ном \geq Стр. расч = 5,14 МВА, в соответствии со шкалой номинальных мощностей трансформаторов рекомендуются к установке трансформаторы мощностью 6,3 МВА.

ПС 110 кВ ЗИФ

В рамках реконструкции ПС 110 кВ ЗИФ предусмотрена замена трансформаторов с увеличением мощности.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ ЗИФ составляет 20,2 МВт.

По данным, предоставленным АО «ДРСК» от 25.01.2021 № 15-07/131, в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется увеличение нагрузки ПС 110 кВ ЗИФ на 4,9 МВт. В связи с тем, что увеличение нагрузки обусловлено ТУ на ТП, для крупных потребителей принят коэффициент реализации 0,4.

Выбор мощности 1Т(2Т) ПС 110 кВ ЗИФ:

$$\text{Стр. расч} = (\text{Рфакт.макс} + \text{Рту} + \text{Рдоп} - \text{Рсрм}) / (\text{Км} * \text{Кдоп}) = (20,2 + 4,9 * 0,4) / (0,9 * 1,2) = 20,51 \text{ МВА},$$

где:

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

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

Рсрм – объем возможных схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформатора (в соответствии имеющейся информацией, возможность переключения (перевода) с ПС 110 кВ ЗИФ 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 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»).

Единичная мощность рекомендуемого к установке трансформатора:

Стр. ном \geq Стр. расч = 20,51 МВА, в соответствии со шкалой номинальных мощностей трансформаторов рекомендуются к установке трансформаторы мощностью 25 МВА.

Завершение строительства Светлинской ГЭС с вводом в эксплуатацию гидроагрегата №4

Согласно проектной документации, разработанной генеральным проектировщиком – Гидропроект им. С.Я. Жука и утвержденной Приказом Министра Энергетики и Электрификации СССР от 19.04.1978 г. № 51 РС, на Светлинской ГЭС предусмотрена установка четырех поворотно-лопастных гидротурбин по 92,5 МВт каждая, суммарной установленной мощностью 370 МВт. Конструктивно здание ГЭС разделено на три блока: блок монтажной площадки, первый энергоблок с гидроагрегатами № 1, 2, второй энергоблок с гидроагрегатами № 3, 4. В настоящее время Светлинская ГЭС эксплуатируется с отступлениями от проектных параметров – с тремя гидроагрегатами (ГА-1, ГА-2, ГА-3), следовательно, без строительства ГА №4 проект Светлинской ГЭС не может считаться законченным. При этом, конструктивно в бетонном массиве здания ГЭС выполнены СМР и находится в консервации штатное место для установки четвертого гидроагрегата.

Решение о необходимости сооружения гидроагрегата №4 (ГА №4) принято технической комиссией собственника исходя из следующего:

1. Гидротехнические сооружения (ГТС) Светлинской ГЭС состоящие из: здания ГЭС, правобережной каменно-земляной плотины, левобережной каменно-земляной плотины, являются объектом незавершенного строительства. Во исполнение требований норм строительства, в том числе Градостроительного кодекса о достройке объектов капитального строительства в соответствии с утвержденной проектной документацией, необходимо выполнить требования действующего законодательства.

2. По результатам контроля состояния сооружений при эксплуатации в 2019 году отмечено негативное влияние на фундаментную плиту здания ГЭС в связи с отсутствием переменных нагрузок от периодического осушения и заполнения водопропускных трактов ГА №4, отсутствием динамической нагрузки от несмонтированного оборудования ГА №4. Указанное явление нарастало из-за длительного (с февраля 2020 года) нахождения в капитальном ремонте ГА №3 с полной выемкой рабочего колеса и основного энергетического оборудования. Во избежание развития необратимых процессов и обеспечения дальнейшей безопасной эксплуатации здания необходимо предпринять меры по равномерной нагрузке фундаментной плиты.

Генеральный проектировщик АО «Ленгидропроект» и научно-исследовательский институт, выполняющий контроль за состоянием ГТС – АО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», поддерживают и считают необходимым завершение строительства Вилойской ГЭС-3 в предусмотренном проекте варианте с сооружением и вводом в эксплуатацию гидроагрегата №4.

Принимая во внимание вышеуказанное, собственником принято решение завершить строительство Светлинской ГЭС с установкой 4-го гидроагрегата (4-й Пусковой Комплекс) с планируемыми сроками реализации в период 2021-2027 годы, где:

1. 2021 год – проектные работы;
2. 2022-2025 годы – изготовление и поставка оборудования;
3. 2026 год – СМР, ПНР;
4. 2027 год – ввод в эксплуатацию ГА №4.

Оценочная стоимость капитальных затрат АО «Вилойская ГЭС-3» по мероприятиям, связанным с вводом 4-го Пускового Комплекса, с учетом завершения строительства гидроузла, в ценах IV квартала 2019 года ориентировочно составляет 3 750 млн руб. без НДС.

Ввод в эксплуатацию 4-го гидрогенератора позволит повысить безопасность при эксплуатации гидросооружения, увеличить располагаемую мощность до 370 МВт, увеличить выработку электрической энергии (мощности) и, как следствие, поступления в бюджет республики.

ГА №4 включен в СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы в раздел «Информация о планах собственников по строительству генерирующего оборудования (не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации) по ОЭС и ЕЭС России на 2021-2027 годы», с вводом в 2027 году, который не является основанием для включения в СиПР субъектов.

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 2021–2025 годы (табл. 3.2.3.1) разработан на основании следующих документов:

Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы;

Технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям (далее – ТУ на ТП) ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК».

Принципиальная схема с учетом существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов в период 2021-2025 годов приведена в приложении к разделу 3.2 (приложение 3.2.1). Карта-схема существующих, проектируемых и намечаемых к сооружению электросетевых объектов на территории Республики Саха (Якутия) в период 2021-2025 годов приведена в приложении 3.2.3.

Таблица 3.2.3.1 – Перечень новых и реконструируемых электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на период 2021-2025 годы, принятых в качестве исходных условий для расчета электрических режимов

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)				
1.	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА	25 МВА	2021	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
2.	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар	15 Мвар	2021	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
3.	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	2x25 МВА	2021	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ООО «Газпром инвест» (приложение 3.2.3.1)
4.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1 суммарной ориентировочной протяженностью 12,4 км (1x6,24 км, 1x6,16 км)	6,24 км 6,16 км		
5.	Газопоршневая электростанция АО «РНГ» на 12,4 МВт	10 МВт	2021	ТУ на ТП АО «РНГ» (приложение 3.2.3.2)
		2,4 МВт	2022	
6.	Строительство ПС 110 кВ Маччоба с установкой двух трансформаторов 110/35/20 кВ мощностью 16 МВА	2x16 МВА	2021	ТУ на ТП ООО «Саханефть» (приложение 3.2.3.3)
7.	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ	1 км 1,2 км		ТУ на ТП ООО «Саханефть»

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы	
	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			(приложение 3.2.3.3)	
8.	Строительство ПП 220 кВ Нюя с заходами ВЛ 220 кВ Городская - Пеледуй с отпайкой на ПС НПС-11 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 4 км (4x1 км)	4x1 км	2022	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (приложение 3.2.3.4)	
9.	Строительство ПС 220 кВ Чаянда трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА)	2x63 МВА	2022		
10.	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда ориентировочной протяженностью 74,5 км	2x74,5 км	2022		
11.	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью 12 МВт каждая	72 МВт	2022	ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск» (приложение 3.2.3.4)	
12.	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с установкой шести трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	96 МВА	2022		
13.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чаянда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2x0,5 км	2x0,5 км	2022		
14.	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА	80 МВА	2022		
15.	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 № 1, № 2	-	2022		
16.	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	81 Мвар	2023		СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)					
17.	Строительство ПС 110 кВ Марха трансформаторной мощностью 32 МВА	2x16 МВА, 2x0,3 км	2021	Раздел 3.2.2	
18.	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ	2x10 МВА	2021	ТУ на ТП АО «Жатайская судоверфь» (приложение 3.2.3.6)	

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
	мощностью 10 МВА каждый			
19.	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			ТУ на ТП АО «Жатайская судоверфь» (приложение 3.2.3.6)
20.	Строительство ПС 110 кВ Нежданинская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА) с УШР 25 Мвар и БСК 3x10 Мвар. 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	2x25 МВА 25 Мвар; 3x10 Мвар	2022	ТУ на ТП АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания» (приложение 3.2.3.7)
21.	Строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская	261 км		
22.	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на одну линейную ячейку	1 ячейка 110 кВ		
Южный район электроэнергетической системы РС(Я)				
23.	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)	2x25 МВА	2021	ТУ на ТП АО «ГОК Денисовский» (приложение 3.2.3.9)
24.	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	2021	ТУ на ТП АО «ГОК Денисовский» (приложение 3.2.3.10)
25.	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская трансформаторной мощностью 2x16 МВА	2x16 МВА		
26.	Строительство ПС 220 кВ Налдинская трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА, 2x25 МВА)	2x63 МВА 2x25 МВА	2021	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «УК ТОР «Южная Якутия»

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год ввода объекта	Обосновывающие материалы
27.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Налдинская ориентировочной протяженностью 14,5 км (2х7,263 км)	2х7,263 км		(приложение 3.2.3.11)
28.	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой однофазных шунтирующих реакторов мощностью 50 Мвар (3х16,7 Мвар), управляемых шунтирующих реакторов мощностью 50 Мвар (2х25 Мвар) и батарей статических компенсаторов мощностью 78 Мвар (3х26 Мвар)	3х16,7 Мвар 2х25 Мвар 3х26 Мвар	2021	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «АнтрацитИнвестПроект» (приложение 3.2.3.12)
29.	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская трансформаторной мощностью 64 МВА (2х32 МВА)	2х32 МВА	2022	
30.	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	55 км		СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «АнтрацитИнвестПроект» (приложение 3.2.3.12)
31.	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Томмот со строительством заходов на ПС 220 кВ НПС-19 ориентировочной протяженностью 337,28 км (1х337 км, 1х0,28 км)	337 км 0,28 км	2022	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ПАО «Транснефть» (приложение 3.2.3.13)
32.	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ ЗИФ с заменой силовых трансформаторов с 2*16 МВА на 2*25 МВА	2х25 МВА	2022	ТУ на ТП АО «Полос Алдан» (приложение 3.2.3.14)
33.	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с увеличением трансформаторной мощности на 125 МВА и установкой средств компенсации реактивной мощности мощностью 25 Мвар (УШР 25 Мвар)	125 МВА, 25 Мвар	2023	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «Эльгауголь» (приложение 3.2.3.15)
34.	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь №2 ориентировочной протяженностью 279 км (1х279 км)	279 км		
35.	Строительство ПС 110 кВ Тимир трансформаторной мощностью 16 МВА	16 МВА	2023	ТУ на ТП ОАО ГМК «Тимир» (приложение 3.2.3.16)
36.	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимыр – Тимир	1х7 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

Перечень мероприятий, необходимых для устранения «узких мест», с указанием объектов реконструкции приведен в таблице 3.2.3.2.

Таблица 3.2.3.2 – Перечень мероприятий для устранения «узких мест»

№ 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	2021	Расчет электроэнергетических режимов
2.		Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар	2021	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
3.		Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с увеличением трансформаторной мощности на 25 МВА	2021	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
4.	ПС 220 кВ Олекминск	Организация каналов связи ПА и установка устройств ПА на объектах электроэнергетики ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК», ПАО «Якутскэнерго», Правительства Республики Саха (Якутия) для реализации УВ от АРПМ ПС 220 кВ Олекминск	2021	«Технико-экономическое обоснование создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ»
5.	ПС 220 кВ Районная	Установка АПНУ	2021	
6.	ПС 110 кВ Табага	Установка АОПО КВЛ 110 кВ Майя – Табага I,II цепь	2021	
7.	ПС 220 кВ Айхал	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	2023	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы

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 существующих 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 01.01.2021

Наименование ПС	Состав СКРМ
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)	
ПС 220 кВ Айхал	3хСК-15 Мвар
ПС 220 кВ Сунтар	2хППР-20 Мвар
ПС 220 кВ Пеледуй	2хУППР-63 Мвар
ПС 220 кВ Городская	2хУППР-63 Мвар, ППР-3х21 Мвар
ПС 220 кВ Олекминск	ППР-3х11 Мвар, 2хУППР-25 Мвар
ПС 220 кВ НПС-15	ППР-3х11 Мвар, УППР-63 Мвар
ПС 110 кВ Нюрба	БСК-10 Мвар
ПС 110 кВ Вилюйск	БСК-6,6 Мвар, ППР-3,3 Мвар
ПС 110 кВ ЗИФ	2хБСК-3,6 Мвар
Центральный район электроэнергетической системы РС(Я)	
ПС 220 кВ Майя	УППР-100 Мвар, СТК-10-20 Мвар
ПС 110 кВ Чурапча	УППР-25 Мвар, БСК-11,7 Мвар
ПС 110 кВ Эльдикан	УППР-25 Мвар, БСК-11,7 Мвар
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)	
ПС 220 кВ Нижний Куранах	2хППР-20 Мвар
ПС 220 кВ Томмот	УППР-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
Западный район электроэнергетической системы РС(Я)		
ПС 220 кВ Сунтар ¹	ИРМ 15 Мвар	2021
ПС 220 кВ Айхал ¹	ИРМ 81 Мвар	2023
ПС 110 кВ Нежданнинская	УППР 25 Мвар	2022
	БСК 3х10 Мвар	2022
Южно-Якутский район электроэнергетической системы РС(Я)		
ПС 220 кВ Хани ²	ППР 3х16,7 Мвар УППР 2х25 Мвар БСК 3х26 Мвар	2021
ПС 220 кВ Эльгауголь ²	УППР 25 Мвар	2023

1 - В соответствии с результатами расчета электроэнергетических режимов;

2 - В соответствии с данными «Схема и программа развития ЕЭС России на 2021-2027 годы».

Результаты расчета электроэнергетических режимов на уровне 2021-2025 годы в графической форме представлены в приложении 3.2.4.

На уровне зимнего/летнего максимума нагрузок 2021-2025 годы при нормативных возмущениях наблюдается недопустимое снижение напряжения на шинах подстанций 110 кВ Вилюйской 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, установки дополнительных СКРМ не требуется.

3.3. Развитие генерирующих объектов

3.3.1. Энергоисточники централизованной зоны электроснабжения

Данные по вводу нового генерирующего оборудования энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемой перспективе 2021-2025 годы приняты в соответствии со «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2021-2027 годы» и приведены в таблице 3.3.1.1.

Таблица 3.3.1.1 – Вводы генерирующих объектов (генерирующего оборудования)

Электростанция	Номер блока, тип оборудования	Мощность, МВт	Год	Обоснование
ГПЭС Среднеботуобинского м/р	1 КЭС газопоршневые	5	2021	ТУ на ТП АО «РНГ»
	2 КЭС газопоршневые	5		
	3 КЭС газопоршневые	2,4	2022	
Всего по станции		12,4		
ТЭЦ ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	1 ГТ-12(Т)	12	2022	ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
	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		
Всего по станции		72		
Якутская ГРЭС-2 (вторая очередь)	ТГ 1 ГТУ80 6F-03	80,2	2025	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы Распоряжение Правительства РФ от 15.07.2019 № 1544-р
	ТГ 2 ГТУ80 6F-03	80,2		
Всего по станции		160,4		
Нерюнгринская ГРЭС	4 К-215-130	215	2025	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД» в рамках программы Восточного полигона)
	5 К-215-131	215		
Всего по станции		430		

Вывод из эксплуатации, модернизация и перемаркировка существующего генерирующего оборудования энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемой перспективе до 2025 года не планируется.

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 позволяют 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 2025 в зоне децентрализованного электроснабжения планируется реконструкция ГТЭС НГКМ Талаканское на 48 МВт.

Таблица 3.3.2.1 – Вводы генерирующего оборудования крупных потребителей децентрализованной зоны, МВт

Потребитель	Год					Всего за период
	2021	2022	2023	2024	2025	
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-Юрях нефтегазодобыча» данные по планируемым к вводу энергоисточникам в период с 2021 по 2025 гг. не предоставили.

В рамках исполнения Указа Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» принят «План модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденный заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15.08.2019. В июне 2020 г. подписано Соглашение между Правительством

Республики Саха (Якутия) и ПАО «РусГидро» «О сотрудничестве при реализации проектов по модернизации дизельной генерации», которым предусматривается сохранение в тарифах на электроэнергию экономии топлива в целях возврата инвестиций по энергосервисным договорам. На основании этого Соглашения реализуется 6 пилотных проектов модернизации дизельной генерации с использованием ВИЭ-генерации и систем накопления энергии в ходе первой очереди – в 2021-2022 гг. будет введено дизельных электростанций суммарной мощностью 4,9 МВт (таблица 3.3.2.2). В ходе второй и третьей очередей планируется строительство дизельных электростанций суммарной мощностью порядка 66 МВт с вводом в эксплуатацию в период до 2024 года.

Таблица 3.3.2.2 – Ввод генерирующего оборудования на электростанциях на органическом топливе ПАО «РусГидро» в 2021-2022 гг., кВт

№	Улус	Населенный пункт	Ввод мощности, кВт
2	Верхоянский	Табалах	600
3	Момский	Кулун-Елбут	180
4		Мома	3300
5		Сасыр	600
6		Тебюлях	240
ИТОГО			4920

На период с 2021 по 2023 гг. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкцию старых агрегатов суммарной мощностью порядка 11,7 МВт, из них 8,4 МВт в 2021 г., 2,5 МВт в 2022 г. и 0,7 МВт в 2023 г., данных на 2024-2025 гг. нет (таблица 3.3.2.3).

Таблица 3.3.2.3 – Ввод генерирующего оборудования на электростанциях на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания», кВт

Улус	2021	2022	2023	2024	2025	Итого за период
Анабарский	2560	1280	700	Нет данных		4540
Верхоянский	1000	1240	-			2240
Мирнинский	4650	-	-			4650
Булунский	230	-	-			230
ИТОГО	8440	2520	700			11660

Источник: инвестиционная программа ООО «Якутская генерирующая компания».

Вывод из эксплуатации генерирующих объектов за этот же период составит порядка 4,3 МВт: из них 2,7 МВт в 2021 г., 1,0 МВт в 2022 г. и 0,6 МВт в 2023 г., данных на 2024-2025 гг. нет (таблица 3.3.2.4).

Таблица 3.3.2.4 – Вывод генерирующего оборудования на электростанциях на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания», кВт

Улус	2021	2022	2023	2024	2025	Итого за период
Анабарский	2480	1030	600	Нет данных		4110
Булунский	230					230
ИТОГО	2710	1030	600	-	-	4340

Источник: инвестиционная программа ООО «Якутская генерирующая компания».

В соответствии с данными АО «Сахаэнерго» в период с 2021 по 2025 год планируется ввод нового генерирующего оборудования на дизельных электростанциях взамен старых агрегатов и реконструкция старых агрегатов суммарной мощностью порядка 38,9 МВт (таблица 3.3.2.5). Наибольший ввод предусматривается в 2024 г. и в 2021 г. По районам значительные вводы намечаются в Нижнеколымском и Олекминском РЭС, а также в Булунских, Верхоянских и Янских ЭС.

Таблица 3.3.2.5 - Ввод генерирующего оборудования на электростанциях АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2021	2022	2023	2024	2025	Итого за период
Алданский РЭС	ДЭС Улуу	-	-	-	0,168	-	0,168
	ДЭС Чагда	-	-	-	0,168	-	0,168
	ДЭС Троицк	-	-	-	-	0,18	0,18
Белогорский РЭС	ДЭС Кенг-Кюель	0,42	-	-	-	-	0,42
	ДЭС Сутуруоха	0,42	-	-	-	-	0,42
	ДЭС Оттох-Атта	-	-	0,072	-	-	0,072
	ДЭС Белая Гора	-	-	0,945	-	-	0,945
Булунские ЭС	ДЭС Тикси	3,0	-	-	-	-	3,0
	ДЭС Таймылыр	-	-	1,215	-	-	1,215
Верхоянские ЭС	ДЭС Бетенкес	1,1	-	-	-	-	1,1
	ДЭС Юнкюр	0,12	-	-	0,32	0,2	0,64
	ДЭС Табалах	-	-	0,36	-	0,25	0,61
	ДЭС Суордах	-	-	0,28	-	-	0,28
	ДЭС Дулгалах	-	-	0,15	-	-	0,15
	ДЭС Хайысардах	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Арылах	-	-	0,1	-	-	0,1
	ДЭС Осохтох	-	-	-	0,136	-	0,136
	ДЭС Столбы	-	-	-	-	0,3	0,3
	ДЭС Мачах	-	-	-	-	0,1	0,1
Жиганский РЭС	ДЭС Бестях	-	-	-	0,32	-	0,32
Зырянский РЭС	ДЭС Утая	-	-	-	-	0,11	0,11
Кобяйские ЭС	ДЭС Кобяй	1,2	-	-	-	-	1,2
	ДЭС Сеген-Кюель	-	-	-	0,64	-	0,64
	ДЭС Куокуй	-	-	-	-	0,3	0,3
	ДЭС Люксюгун	-	-	-	-	0,195	0,195

Наименование РЭС	Наименование объекта	2021	2022	2023	2024	2025	Итого за период
Момский РЭС	ДЭС Тюбелях	0,06	-	-	-	-	0,06
	ДЭС Кулун-Елбут	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Сасыр	-	-	-	0,654	-	0,654
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Черский	-	-	-	6,12	-	6,12
	ДЭС Походек	-	-	-	0,52	-	0,52
Оймяконский РЭС	ДЭС Куйдусун	-	-	1,005	-	-	1,005
	ДЭС Теплый Ключ	-	-	-	-	1,345	1,345
	ДЭС Тополиное	-	-	-	-	1,03	1,03
Олекминский РЭС	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	-	0,17	-	-	-	0,17
	ДЭС Марха	-	-	0,084	-	-	0,084
	ДЭС Хамра	-	-	0,36	-	-	0,36
	ДЭС Малыкан	-	-	0,072	-	-	0,072
	ДЭС Натора	-	-	0,56	-	-	0,56
	ДЭС Дабан	-	-	0,06	-	-	0,06
	ДЭС Токко	-	-	-	0,654	-	0,654
	ДЭС Тинная	-	-	-	-	0,11	0,11
	Оленекский РЭС	ДЭС Эйик	-	0,3	-	-	-
Среднеколымский РЭС	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 Чокурдах	-	-	-	1,26	-	1,26
	ДЭС Русское Устье	-	-	-	-	0,46	0,46
Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	-	0,6	-	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	-	-	-	0,5	-	0,5
Янские ЭС	ДЭС Усть-Янск	0,24	-	-	-	-	0,24
	ДЭС Депутатский	3,0	-	-	-	-	3,0
	ДЭС Уяндино	0,2	-	-	-	-	0,2
	ДЭС Юкагир	0,14	-	-	-	-	0,14
	ДЭС Сайылык	0,04	-	-	-	0,515	0,555
	ДЭС Казачье	-	0,63	-	-	-	0,63
Производственный центр	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

Наименование РЭС	Наименование объекта	2021	2022	2023	2024	2025	Итого за период
	ДЭС Синск	-	-	-	-	0,654	0,654
ИТОГО		10,77	2,83	6,651	12,008	6,599	38,858

Источник: инвестиционная программа АО «Сахаэнерго».

Демонтаж мощности за этот же период составит порядка 36,2 МВт. Наибольший демонтаж планируется в 2025 г. (таблица 3.3.2.6). По районам значительные выводы мощности планируются в Оймяконском и Олекминском РЭС, а также в Верхоянских и Янских ЭС.

Таблица 3.3.2.6 – Демонтаж генерирующего оборудования электростанций АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	2021	2022	2023	2024	2025	Итого за период
Алданский РЭС	ДЭС Чагда	-	-	-	0,51	0,51	1,02
	ДЭС Улуу	-	-	-	0,47	0,47	0,94
	ДЭС Троицк	-	-	-	-	0,137	0,137
Белогорский РЭС	ДЭС Кенг-Кюель	0,32	-	-	-	-	0,32
	ДЭС Сутуруоха	0,36	-	-	-	-	0,36
	ДЭС Отгох-Аттах	-	-	0,136	-	-	0,136
Булунские ЭС	ДЭС Белая Гора	-	-	0,945	-	-	0,945
	ДЭС Таймылыр	-	-	1,945	-	-	1,945
	Верхоянские ЭС	ДЭС Бетенкес	1,145	-	-	-	-
ДЭС Юнкюр		0,1	-	-	0,315	0,16	0,575
ДЭС Табалах		-	0,4	-	-	0,2	0,6
ДЭС Дулгалах		-	-	0,19	-	-	0,19
ДЭС Суордах		-	-	0,26	-	-	0,26
ДЭС Арылах		-	-	0,1	-	-	0,1
ДЭС Хайысардах		-	-	0,168	-	-	0,168
ДЭС в с. Осохтох		-	-	-	0,122	-	0,122
ДЭС в с. Мачах		-	-	-	-	0,076	0,076
ДЭС Столбы		-	-	-	-	0,26	0,26
Жиганский РЭС	ДЭС Бестях	-	-	-	0,32	-	0,32
Зырянский РЭС	ДЭС Утая	-	-	-	-	0,08	0,08
Кобяйские ЭС	ДЭС Кобяй	1,26	-	-	-	-	1,26
	ДЭС Сеген-Кюель	-	-	-	0,655	-	0,655
	ДЭС Куокуй	-	-	-	-	0,285	0,285
Момские РЭС	ДЭС Люксюгун	-	-	-	-	0,14	0,14
	ДЭС Тюбелях	0,06	-	-	-	-	0,06
	Нижнеколымские РЭС	ДЭС Походск	-	-	-	0,52	-
Оймяконский РЭС		ДЭС Куйдусун	-	-	1,005	-	-
	ДЭС Теплый Ключ	-	-	-	-	1,575	1,575
	ДЭС Тополиное	-	-	-	-	1,26	1,26
Олекминский РЭС	ДЭС Мача	0,26	-	-	-	-	0,26
	ДЭС Иннях	0,19	-	-	-	-	0,19
	ДЭС Тегень	0,01	-	-	-	-	0,01
	ДЭС Даппарай	0,24	-	-	-	-	0,24
	ДЭС Чапаево	-	1,63	-	-	-	1,63
	ДЭС Куду-Кюель	-	0,27	-	-	-	0,27
	ДЭС Марха	-	-	0,15	-	-	0,15

	ДЭС Малыкан	-	-	0,21	-	-	0,21
	ДЭС Дабан	-	-	0,06	-	-	0,06
	ДЭС Натора	-	-	0,6	-	-	0,6
	ДЭС Хамра	-	-	0,265	-	-	0,265
	ДЭС Токко	-	-	-	1,25	1,25	2,5
	ДЭС Тинная	-	-	-	-	0,084	0,084
Оленекский РЭС	ДЭС Эйик	-	0,44	-	-	-	0,44
Среднеколымский РЭС	ДЭС Сылгы-Ытар	0,24	-	-	-	-	0,24
	ДЭС Алеко-Кюель	-	-	0,12	-	-	0,12
	ДЭС Ойусардах	-	-	-	0,5	0,5	1,0
	ДЭС Эбях	-	-	-	-	0,68	0,68
Чокурдахский РЭС	ДЭС Чкалово	-	-	0,45	-	-	0,45
	ДЭС Чокурдах	-	-	-	1,26	-	1,26
	ДЭС Русское Устье	-	-	-	-	0,38	0,38
Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	-	0,6	-	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	-	-	-	0,51	-	0,51
Янские ЭС	ДЭС Усть-Янск	0,6	-	-	-	-	0,6
	ДЭС Юкагир	0,12	-	-	-	-	0,12
	ДЭС Депутатский	3,0	-	-	-	-	3,0
	ДЭС Сайбылык	0,03	-	-	-	0,515	0,545
	ДЭС Казачье	-	0,635	-	-	-	0,635
Производственный центр	ДЭС Лекечен	-	0,4	-	-	-	0,4
	ДЭС Исит	-	0,3	-	-	-	0,3
	ДЭС Натора	-	-	0,6	0,6	0,6	1,8
	ДЭС Толон	-	-	0,22	-	-	0,22
ИТОГО		7,935	4,675	7,424	7,032	9,162	36,228

Источник: инвестиционная программа АО «Сахаэнерго».

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 году оборудования.

Вводы мощности возобновляемых источников энергии подробно представлены в главе 3.7.

3.4 Развитие системы электроснабжения арктической зоны Республики Саха (Якутия) (находящейся в ведении АО «Сахаэнерго», ООО «Якутская генерирующая компания»)

К арктической зоне Республики Саха (Якутия) в соответствии с Указом Президента РФ 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 Территориального органа федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) в 2020 г. составляла 67,6 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, рисунок 3.4.1 население Арктики).

Таблица 3.4.1 – Численность населения в 2020 г. и принадлежность улусов арктической зоны к подразделениям АО «Сахаэнерго»

Улус	Численность населения, тыс. чел.	Подразделение АО «Сахаэнерго»
Абыйский	3,9	Белогорский РЭС
Аллаиховский	2,7	Чокурдахский РЭС
Анабарский	3,7	Анабарский РЭС
Булунский	8,5	Булунские ЭС
Верхнеколымский	4,0	Зырянский РЭС
Верхоянский	11,1	Верхоянские ЭС
Жиганский	4,1	Жиганский РЭС
Момский	4,0	Момский РЭС
Нижнеколымский	4,3	Нижнеколымский РЭС
Оленекский	4,2	Оленекский РЭС
Среднеколымский	7,3	Среднеколымский РЭС
Усть-Янский	7,0	Янские ЭС
Эвено-Бытантайский	2,8	Эвено-Бытантайский РЭС
Итого по арктической зоне	67,6	

Источник: сайт Территориального органа федеральной службы государственной статистики по Республике Саха (Якутия) <https://sakha.eks.ru/folder/32348>

Электроснабжение коммунально-бытовых потребителей всех арктических улусов республики находится в ведении подразделений АО «Сахаэнерго» (см. таблицу 3.4.1).

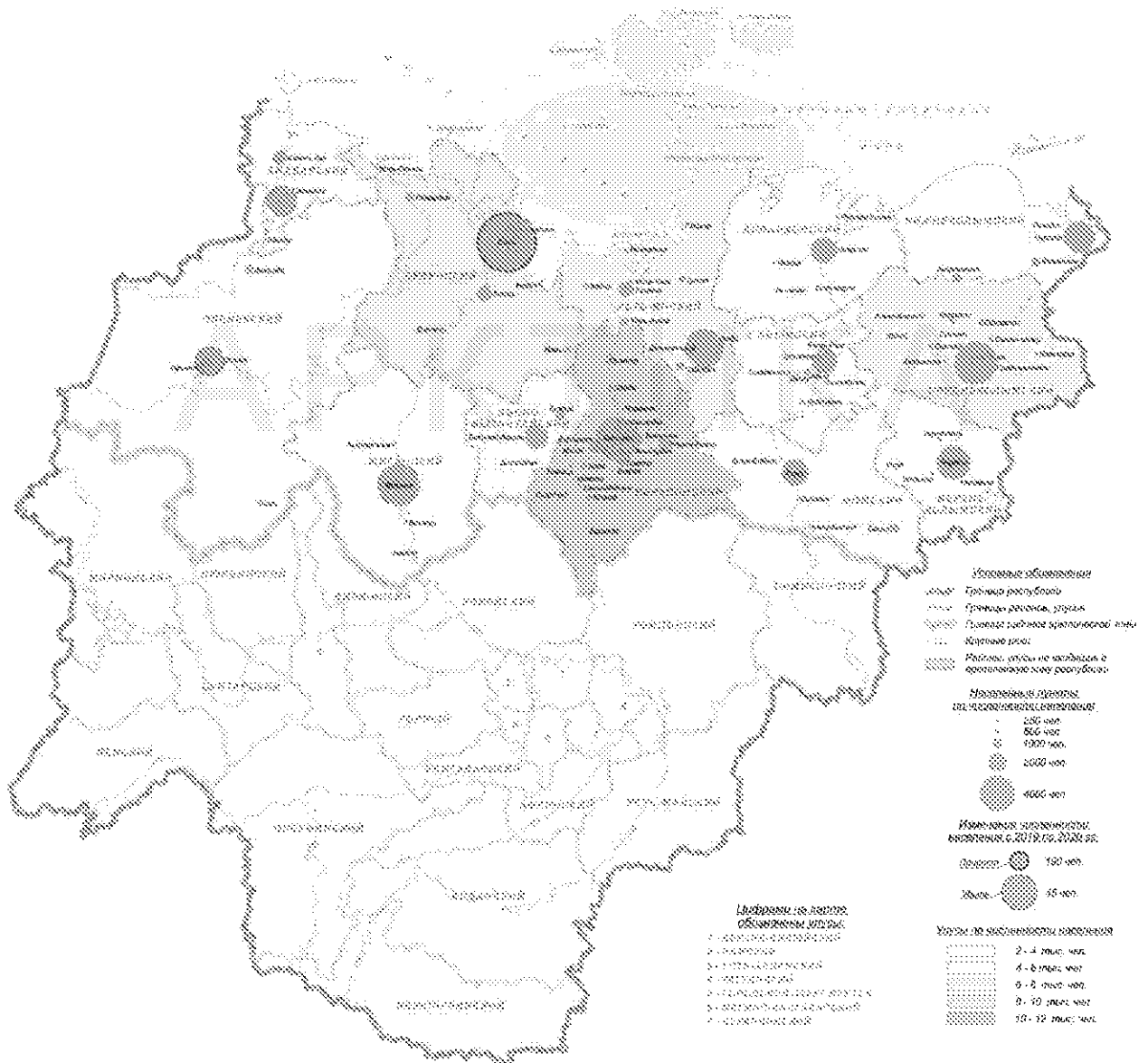


Рисунок 3.4.1 – Карта-схема распределения населения в арктической зоне Республики Саха (Якутия)

3.4.1 Анализ состояния генерирующих и электросетевых объектов арктической зоны республики (находящихся в ведении АО «Сахаэнерго»)

Установленная мощность энергоисточников

Электростанции

Генерирующие мощности АО «Сахаэнерго» арктической зоны республики представлены различными типами энергоисточников: мини-ТЭЦ – единственной станцией п. Депутатский, ДЭС и возобновляемыми энергоисточниками (солнечными и ветроэлектростанциями). Наибольшая

доля (94 процентов) установленной мощности приходится на дизельные электростанции (рисунок 3.4.2).

Суммарная установленная электрическая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» арктической зоны на конец 2020 г. составила 167,2 МВт, из них 7,5 МВт – Депутатская мини-ТЭЦ, 2,17 МВт – возобновляемые источники энергии (Приложение «Карта энергоисточники. Арктика»). Доля энергоисточников арктической зоны в структуре установленной мощности АО «Сахаэнерго» – 81,7 процента.

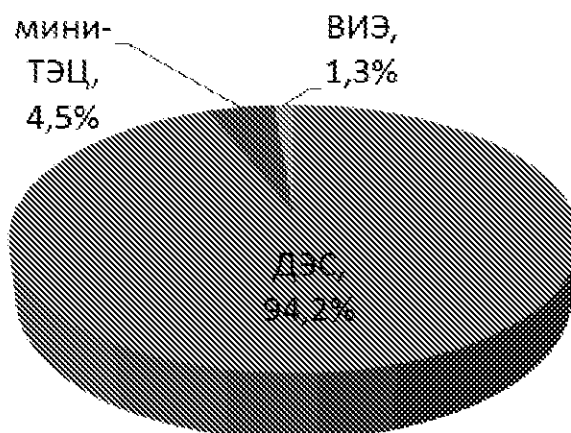


Рисунок 3.4.2 – Структура установленной электрической мощности электростанций в арктической зоне

Таблица 3.4.2 – Динамика установленной мощности электростанций АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, МВт

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Арктическая зона, всего	157,6	160,8	164,1	163,9	167,2
в том числе по РЭС:					
Булунские ЭС	20,7	21,1	21,7	22,4	22,4
Янские ЭС**	31,5	33,0	32,5	32,7	32,9
Верхоянские ЭС	21,1	22,2	21,8	20,6	20,9
Эвено-Бытантайский РЭС	4,1	4,2	4,2	4,1	4,1
Среднеколымский РЭС	11,8	11,8	11,6	11,9	11,7
Нижнеколымский РЭС	9,6	9,7	11,7	11,8	11,8
Оленекский РЭС	6,5	6,5	6,5	6,4	9,3
Белогорский РЭС	7,6	7,7	7,6	7,7	8,1
Анабарский РЭС	5,6	5,6	6,6	6,6	8,2
Чокурдахский РЭС	9,3	9,3	9,4	9,4	7,0
Жиганский РЭС	8,8	8,7	8,8	8,8	8,9
Момский РЭС	5,8	6,0	5,8	6,1	6,5
Зырянский РЭС	15,2	15,0	15,9	15,4	15,4
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	1,23	1,27	2,17	2,17	2,17
в том числе: СЭС*	1,19	1,23	1,23	1,23	1,23
ВЭС	0,04	0,04	0,94	0,94	0,94

Мини-ТЭЦ	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
ДЭС	148,9	152,0	154,4	154,2	157,5

Примечания – * с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РусГидро»);

** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: Производственно-технические отчеты АО «Сахаэнерго» за 2016-2020 гг., форма статистической отчетности 23-Н АО «Сахаэнерго» за 2019-2020 гг.

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 2016 по 2020 гг. наблюдается рост суммарной установленной мощности энергоисточников за исключением 2019 г., в котором произошло снижение мощности. Относительно 2016 г. суммарная установленная мощность всех типов энергоисточников в 2020 г. увеличилась на 5,6 процента. При этом снижение суммарной мощности произошло только в Чокурдахском РЭС.

Изменение произошло за счет мероприятий по реконструкции и замене оборудования ДЭС. В соответствии с инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» в 2020 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.

Таблица 3.4.3 - Вводы и демонтаж оборудования дизельных электростанций АО «Сахаэнерго» в арктической зоне в 2020 г., МВт

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Населенный пункт	Ввод в эксплуатацию мощности	Вывод из эксплуатации мощности
Замена дизельных агрегатов:			
Белогорский РЭС	с. Кубергена	0,51	0,42
Верхоянские ЭС	с. Арылах	0,12	0,26
	с. Дулгалах	0,36	0,3
Среднеколымский РЭС	с. Сватай	0,24	0,16
Строительство ДЭС			
Верхоянские ЭС	с. Токума	0,14	0,12
	с. Алысардах	0,12	0,076
Оленекский РЭС	с. Оленек	6,74	2,23

Источник: инвестиционная программа АО «Сахаэнерго» 2020 г.

Кроме электростанций АО «Сахаэнерго» на территории арктических улусов республики функционируют автономные ДЭС, находящиеся в ведении ООО «Якутская генерирующая компания». Суммарная мощность ДЭС ООО «ЯГК» на 01.01.2021 по сравнению с прошлым годом возросла на 4,58 МВт и составила 48,07 МВт (таблица 3.4.4). Почти 76 процентов

мощности электростанций ООО «ЯГК», расположенных в арктической зоне республики, принадлежит АО «Алмазы Анабара», 18 процентов - функционирует на Верхне-Мунской площадке УГОКа АК «АЛРОСА».

На электростанциях, находящихся в ведении ООО «ЯГК», в 2020 г. введены новые агрегаты на участках Эбелях, Куонамка АО «Алмазы Анабара» и на прииске «Кристалл» суммарной мощностью 4,16 МВт (таблица 3.4.5).

Таблица 3.4.4 – Динамика установленной мощности автономных электростанций ООО «ЯГК» в арктической зоне, МВт

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год	
		2019	2020
Анабарский, всего		20,18	22,33
В том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	1,82	1,70
	Хара-Масучастки 1-2	1,92	1,62
	Эбелях участки 1-7	7,74	11,61
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	2,03	2,29
	Эбелях Дорожники	0,57	0,45
	Притоки реки Биллях	0,83	0,77
	Вахтовый поселок Моргогор	2,35	1,69
	Верхний Моргогор	0,72	0,72
	Правобережье Моргогор 1-2	2,2	1,48
Оленекский, всего		15,34	16,49
В том числе:	Куонамка участки 1-5	4,83	6,18
	Вахтовый поселок Талахта	2,00	1,80
	УГОК Верхне-Мунская площадка	8,51	8,51
Булунский, всего		5,81	6,06
В том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	2,37	2,19
	Среднее Молодо участки 1-4	2,76	3,28
	База Джарджан	0,29	0,29
	База Приленск	0,39	0,29
Усть-Янский, всего		2,16	3,20
В том числе:	Прииск «Кристалл»	2,16	3,20
Итого по ООО «ЯГК»		43,49	48,07

Источник: Годовой технический отчет и технико-экономические показатели ООО «ЯГК» за 2020 г.

Таблица 3.4.5 – Вводы мощности автономных электростанций ООО «ЯГК» в арктической зоне в 2020 г., МВт

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Вводы мощности
Анабарский, всего		2,8
В том числе:	Эбелях	2,7
	- участок 1	0,44
	- участок 3	1,76
	- участок 5	0,06
	- участок 6	0,44
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	0,1
Оленекский, всего		1,32
В том числе:	Куонамка	1,32
	- участок 1	0,44

	- участок 5	0,88
Усть-Янский, всего		0,04
В том числе:	Прииск «Кристалл»	0,04
Итого по ООО «ЯГК»		4,16

Источник: Инвестиционная программа ООО «ЯГК» 2019-2020 гг.

Суммарная установленная мощность энергоисточников в арктической зоне республики в 2020 г. составила 215,3 МВт, из них на органическом топливе – 213,1 МВт.

За отчетный год суммарная установленная мощность возобновляемых источников энергии не изменилась в связи с тем, что строительство новых энергоисточников этого типа не осуществлялось.

Возобновляемые источники энергии

Всего на территории арктической зоны на конец 2020 г. функционировало 11 возобновляемых энергоисточников суммарной мощностью 2,165 МВт, или 85 процентов от суммарной установленной мощности всех возобновляемых источников республики, из них 2 ветроэлектростанции суммарной мощностью 940 кВт (таблица 3.4.6). Следует отметить, что ветроэлектростанция в п. Быков Мыс в 2019-2020 гг. электроэнергию не вырабатывала.

Таблица 3.4.6 – Установленная мощность возобновляемых энергоисточников в арктической зоне (состояние 2020 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	2018
ИТОГО		2165	

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2020 г.

Источники тепловой энергии

На территории арктической зоны в ведении АО «Сахаэнерго» функционирует 2 источника централизованного теплоснабжения суммарной установленной мощностью 70,1 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» мощностью 1,2 Гкал/ч, 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 13,78 Гкал/ч. Однако отпуск тепла производится только от 7 из них в 4 РЭС: Белогорском, Момском, Среднеколымском и Чокурдахском.

По состоянию на 2020 г. суммарная установленная тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в арктической зоне составила 83,88 Гкал/ч, из них 68,9 Гкал/ч – ТЭЦ в п. Депутатский (таблица 3.4.7).

Таблица 3.4.7 – Тепловая мощность энергоисточников АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, Гкал/ч (состояние 2020 г.)

Тип теплоисточника, подразделение АО «Сахаэнерго»	Установленная тепловая мощность
Теплоутилизационные установки ДЭС, всего	13,78
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	0,15
Момский РЭС	0,92
Нижнеколымский РЭС	0,34
Оленекский РЭС	0,5
Среднеколымский РЭС	2,33
Чокурдахский РЭС	0,13
Эвено-Бытантайский РЭС	1,78
Янские ЭС	0,97
Мини-ТЭЦ п. Депутатский (Янские ЭС)	68,9
Котельная «Северное сияние» п. Депутатский (Янские ЭС)	1,2
ИТОГО	83,88

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2020 г.

Выработка электрической и тепловой энергии

На территории арктической зоны республики всеми типами электростанций АО «Сахаэнерго» в 2020 г. выработано 231,0 млн кВт·ч. Структура выработки электроэнергии, как и установленной мощности, характеризуется преобладающей долей ДЭС.

По сравнению с предыдущим годом в 2020 г. суммарное производство электроэнергии возросло на 1,3 процента. По РЭС произошли незначительные изменения: снижение выработки наблюдается в Нижнеколымском (4,8 процента), Чокурдахском РЭС (5 процента) и Янских ЭС (2,4 процента). Наибольший рост выработки произошел в Булунских ЭС – на 3 процента (таблица 3.4.8).

Таблица 3.4.8 – Динамика выработки электроэнергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, млн кВт·ч

Тип электростанции, подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Арктическая зона, всего	223,1	225,7	225,9	228,0	231,0
в том числе по типам:					
ВИЭ, всего	0,8	0,8	1,03	1,5	2,7
СЭС*	0,8	0,8	1,03	1,1	1,0
ВЭС	-	0,002	0,0	0,4	1,7
ДЭС, мини-ТЭЦ всего	222,3	224,9	224,9	226,5	228,3
в том числе по РЭС:					
Анабарский РЭС	11,0	11,6	12,0	12,4	12,3
Белогорский РЭС	11,9	12,1	12,2	12,3	12,3
Булунские ЭС	36,1	36,8	35,9	37,1	38,2
Верхоянские ЭС	33,1	33,2	32,2	32,6	33,1
Жиганский РЭС	14,9	14,9	14,1	14,3	14,6
Зырянский РЭС	21,4	20,6	20,2	19,7	20,2
Момский РЭС	11,2	11,3	11,3	10,9	11,4
Нижнеколымский РЭС	5,4	5,1	5,2	6,2	5,8
Оленекский РЭС	10,5	11,2	11,9	12,6	12,5
Среднеколымский РЭС	19,1	19,2	19,6	19,6	20,2
Чокурдахский РЭС	10,0	10,0	10,1	9,9	9,5
Эвено-Бытантайский РЭС	5,3	5,1	5,3	5,2	5,3
Янские ЭС**	32,4	33,8	34,8	33,7	32,9

Примечание – * с учетом солнечной электростанции в п. Батагай (проект ПАО «РусГидро»);

** с учетом Депутатской мини-ТЭЦ.

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2016-2020 гг., форма статистической отчетности 23-Н АО «Сахаэнерго» за 2019-2020 гг.

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками энергии составляет незначительную долю от общей выработки электростанциями АО «Сахаэнерго». В течение 2020 г. суммарное производство электроэнергии

ими увеличилось на 80 процентов относительно 2019 г. Увеличение произошло за счет выработки ВЭСв п. Тикси, которая возросла в 4 раза.

Производство электроэнергии дизельными электростанциями ООО «ЯГК», расположенными в арктических улусах республики, в 2019-2020 гг. остается на уровне 36,7 млн кВт ч (таблица 3.4.9). При этом несколько возросло производство электроэнергии на участках Эбелях, Куонамка и Среднее Молодо АО «Алмазы Анабара», на Верхне-Мунской площадке АК «АЛРОСА» и на прииске «Кристалл». Но не осуществлялась выработка электроэнергии в вахтовых поселках Хара-Мас, на участках Верхний Моргогор, Правобережье Моргогор 1-2 и Притоки реки Билях АО «Алмазы Анабара».

Таблица 3.4.9 – Динамика выработки электроэнергии автономными электростанциями ООО «ЯГК» в арктической зоне, млн кВт·ч

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год	
		2019	2020
Анабарский, всего		13,27	9,91
В том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	1,29	-
	Хара-Мас участки 1-2	0,5	-
	Эбелях участки 1-7	3,54	5,17
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	4,58	3,78
	Эбелях Дорожники	0,15	0,24
	Притоки реки Билях	0,16	-
	Вахтовый поселок Моргогор	1,79	0,72
	Верхний Моргогор	0,2	-
	Правобережье Моргогор 1-2	1,06	2,6
Оленекский, всего		12,62	14,00
В том числе:	Куонамка участки 1-5	2,93	3,58
	Вахтовый поселок Талахта	2,75	2,82
	УГОК Верхне-Мунская площадка	6,94	7,60
Булунский, всего		6,09	6,81
В том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	3,08	2,96
	Среднее Молодо участки 1-4	2,37	3,21
	База Джарджан	0,30	0,30
	База Приленск	0,34	0,33
Усть-Янский, всего		4,72	5,96
В том числе:	Прииск «Кристалл»	4,72	5,96
ИТОГО		36,7	36,67

Источник: Годовой технический отчет, форма статистической отчетности 23-Н ООО «Якутская генерирующая компания» за 2019-2020 г.

Выработка электроэнергии в арктических улусах в 2020 г. суммарно от электростанций АО «Сахаэнерго» и ООО «ЯГК» составила 267,8 млн кВт·ч.

Суммарный отпуск тепловой энергии от энергоисточников АО «Сахаэнерго» в арктической зоне в 2020 г. составил 58,8 тыс. Гкал (таблица 3.4.10), в том числе 48,5 тыс. Гкал – Депутатская ТЭЦ, около 1 тыс. Гкал –

котельная «Северное сияние», 9,3 тыс. Гкал отпускается утилизационными установками.

Таблица 3.4.10 – Отпуск тепловой энергии по подразделениям АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (состояние 2020 г.), тыс. Гкал

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Отпуск тепловой энергии
Теплоутилизационные установки ДЭС, всего	9,3
в том числе: Белогорский РЭС	4,0
Момский РЭС	0,5
Среднеколымский РЭС	2,1
Чокурдахский РЭС	2,7
Янские ЭС, всего	49,5
в том числе: Депутатская ТЭЦ	48,5
котельная «Северное сияние»	1,0
Итого	58,8

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» 2020 г.

Расход электроэнергии на собственные нужды

Доля расхода на собственные нужды в выработке электроэнергии в 2020 г. по сравнению с 2019 г. в большей части (9 из 13) подразделений АО «Сахаэнерго» снизилась, повышение произошло в Оленекском, Чокурдахском, Эвено-Бытантайском РЭС и в Булунских ЭС. Динамика изменения данного показателя по структурным подразделениям за период 2016-2020 гг. приведена в таблице 3.4.11.

Таблица 3.4.11 – Динамика расхода электроэнергии на собственные нужды, % от выработки

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Год				
	2016	2017	2018	2019	2020
Анабарский РЭС	4,26	3,79	3,10	2,43	1,75
Белогорский РЭС	2,64	2,92	3,31	3,43	3,31
Булунские ЭС	4,93	4,32	4,42	4,27	4,78
Верхоянские ЭС	3,26	2,58	2,91	2,97	2,76
Жиганский РЭС	2,44	2,02	1,92	1,78	1,78
Зырянский РЭС	2,72	2,78	3,27	3,04	2,77
Момский РЭС	2,90	3,08	2,98	3,10	2,59
Нижнеколымский РЭС	5,75	5,51	4,51	4,79	3,34
Оленекский РЭС	2,96	2,98	2,38	3,45	6,02
Среднеколымский РЭС	2,35	2,46	2,39	2,43	2,29
Чокурдахский РЭС	3,07	3,07	3,02	3,40	3,51
Эвено-Бытантайский РЭС	2,53	2,35	2,03	2,15	2,32
Янские ЭС	2,22	2,28	2,11	2,00	1,89

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2016-2020 гг.

Электросетевое хозяйство

На обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне находятся воздушные линии электропередачи различных классов напряжения суммарной протяженностью 1304,7 км, в том числе: 10 кВ – 151,4 км, 6 кВ – 393,5 км и 0,4 кВ – 759,8 км (таблица 3.4.12). Все линии выполнены в одноцепном исполнении на деревянных опорах.

Таблица 3.4.12 – Протяженность воздушных линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (состояние 2020 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км			Всего
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	
Анабарский РЭС	21,4	0	11,7	33,2
Белогорский РЭС	55,5	1,2	13,7	70,4
Булунские ЭС	41,5	55,7	2,4	99,6
Верхоянские ЭС	170,6	55,9	13,6	240,1
Жиганский РЭС	49,0	20,8	0	69,8
Зырянский РЭС	66,8	40,0	1,2	108,0
Момский РЭС	89,1	9,6	45,3	144,0
Нижнеколымский РЭС	24,2	21,6	1,4	47,2
Оленекский РЭС	30,4	2,5	14,3	47,1
Среднеколымский РЭС	73,2	1,4	43,0	117,6
Чокурдахский РЭС	16,7	7,7	0	24,5
Эвено-Бытантайский РЭС	32,9	0	4,7	37,6
Янские ЭС	88,6	177,1	0	265,7
Итого по арктической зоне	759,8	393,5	151,4	1304,7

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2020 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 протяженностью более 15 км напряжением 6 кВ, в Момском и Среднеколымском РЭС – протяженностью более 20 км напряжением 10 кВ.

Воздушные линии на напряжении 0,4 кВ выполнены преимущественно с использованием самонесущих изолированных проводов (70 процентов общей протяженности сетей). На линиях напряжением 6-10 кВ используются практически в равной доле как провода марки АС, А, так и самонесущие изолированные провода (таблица 3.4.13).

Таблица 3.4.13 – Протяженность воздушных линий электропередачи с различными типами проводов, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (состояние 2020 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго».	Протяженность, км			Всего
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	
Неизолированный провод марки АС, А	228,4	188,2	78,8	495,4
Самонесущий изолированный провод	531,4	205,3	72,6	809,3

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2020 г.

Протяженность кабельных линий напряжением 0,4-10 кВ, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне, составляет 122,8 км, в том числе: 10 кВ – 0,7 км, 6 кВ – 44,1 км, 0,4 кВ – 78 км (таблица 3.4.14).

Из общей протяженности кабельных линий основная доля приходится на Булунские и Янские ЭС. Прокладка кабельных линий выполнена преимущественно в земле, открытым способом проложено порядка 27 процентов, в лотках – до 7 процентов общей протяженности.

Таблица 3.4.14 – Протяженность кабельных линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (состояние 2020 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Протяженность, км			Всего
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	
Анабарский РЭС	0,69	0	0,07	0,76
Белогорский РЭС	0,27	0,35	0,07	0,68
Булунские ЭС	43,5	20,4	0	63,9
Верхоянские ЭС	2,1	1,9	0	4,0
Жиганский РЭС	3,8	3,3	0	7,1
Момский РЭС	0,66	0,54	0	1,2
Нижнеколымский РЭС	8,7	2,4	0	11,2
Оленекский РЭС	0,22	0,06	0,45	0,73
Среднеколымский РЭС	0	0,19	0,05	0,24
Чокурдахский РЭС	5,6	3,6	0	9,1
Эвено-Бытантайский РЭС	0,58	0	0,06	0,65
Янские ЭС	11,9	11,4	0	23,3
Итого по арктической зоне	78	44,1	0,7	122,8

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2020 г.

На обслуживании ООО «Якутская генерирующая компания» в арктической зоне находятся воздушные и кабельные линии электропередачи с номинальным напряжением 6 кВ суммарной протяженностью 38,6 км (таблица 3.4.15). Воздушные линии выполнены на деревянных одностоечных опорах с самонесущим изолированным проводом, кабельные линии – в лотках.

Таблица 3.4.15 – Протяженность линий электропередачи, находящихся на обслуживании ООО «Якутская генерирующая компания» в арктической зоне (состояние 2020 г.)

Улус	Объект	Протяженность, км		
		Воздушные линии	Кабельные линии	Всего
Оленекский	УГОК Верхне-Мунская площадка	33,4	0,8	34,2
Усть-Янский	Прииск «Кристалл»	4,4	0	4,4
ИТОГО		37,8	0,8	38,6

Источник: данные ООО «Якутская генерирующая компания» за 2020 г.

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 электростанций АО «Сахаэнерго» оценивается около 100 тыс. т у. т. в год. Из них большая доля (88,6 процента) приходится на производство электроэнергии. Структура потребления топлива по видам представлена на рисунке 3.4.3.



Рисунок 3.4.3 – Структура потребления топлива электростанциями АО «Сахаэнерго»

Преобладающим в структуре потребления является дизельное топливо. В соответствии с выработкой электрической и тепловой энергии наибольшие объемы потребления топлива на энергоисточниках АО «Сахаэнерго» приходится на Булунские, Верхоянские и Янские ЭС (таблица 3.4.16).

Таблица 3.4.16 – Потребление топлива энергоисточниками подразделений АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (состояние 2020 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потребление топлива, тыс. т у. т.
На производство электроэнергии: всего	86,8
в том числе: Анабарский РЭС	4,7

Белогорский РЭС	4,6
Булунские ЭС	13,5
из него нефть	0,001
Верхоянские ЭС	13,3
Жиганский РЭС	5,5
Зырянский РЭС	7,4
Момский РЭС	4,7
Нижнеколымский РЭС	2,8
Оленекский РЭС	4,7
Среднеколымский РЭС	7,7
Чокурдахский РЭС	3,5
Эвено-Бытантайский РЭС	2,1
Янские ЭС, всего	12,4
из него уголь	2,1
На производство тепловой энергии, всего	10,9
в том числе: уголь	10,7
нефть	0,2
Итого по арктической зоне,	97,7
в том числе: дизельное топливо	84,7
уголь	12,8
нефть	0,2

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» 2020 г.

Расход топлива дизельными электростанциями ООО «ЯГК» в 2020 г. по сравнению с 2019 г. практически не изменился и составил 12,3 тыс. т у. т. (таблица 3.4.17). При этом немного снизился расход дизельного топлива на ДЭС АО «Алмазы Анабара» и возрос расход нефти на электростанции на Верхне-Мунской площадке АК «АЛРОСА».

Таблица 3.4.17 – Потребление топлива автономными электростанциями ООО «ЯГК» в арктической зоне, тыс. т у. т.

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год	
		2019	2020
Анабарский, всего		4,56	3,41
В том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	0,42	-
	Хара-Мас 1-2	0,17	-
	Эбеляхучастки 1-7	1,25	1,77
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	1,55	1,29
	Эбелях Дорожники	0,06	0,10
	Притоки реки Билях	0,06	-
	Вахтовый поселок Моргогор	0,6	0,25
	Верхний Моргогор	0,07	-
	Правобережье Моргогор 1-2	0,38	-
Оленекский, всего		3,98	4,55
В том числе:	Куонамка участки 1-5	0,94	1,15
	Вахтовый поселок Талахта	0,84	0,90
	УГОК Верхне-Мунская площадка	2,2	2,50

	(нефть)		
Булунский, всего		2,09	2,36
В том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	1,01	1,04
	Среднее Молодо участки 1-4	0,79	1,02
	База Джарджан	0,14	0,15
	База Приленск	0,15	0,16
Усть-Янский, всего		1,6	1,97
В том числе:	Прииск «Кристалл»	1,6	1,97
ИТОГО		12,23	12,29
В том числе:	дизельное топливо	10,03	9,79
	нефть	2,2	2,50

Источник: Годовой технический отчет и технико-экономические показатели ООО «Якутская генерирующая компания» за 2020 г.

В целом по Арктической зоне ежегодная потребность в топливе энергоисточниками, находящимися в ведении АО «Сахаэнерго» и ООО «Якутская генерирующая компания», составляет порядка 110 тыс. т у.т., в том числе:

- уголь – 12,8;
- дизельное топливо – 94,5;
- нефть – 2,7.

3.4.2. Прогноз потребности в электроэнергии и мощности в арктической зоне республики по районам

Прогноз потребности в электроэнергии по населенным пунктам арктических улусов (таблица 3.4.18) сформирован ИФТПС СО РАН на основе сведений, предоставленных АО «Сахаэнерго» о фактических объемах потребления электроэнергии, а также существующей динамики численности населения. Электропотребление в арктических улусах в зоне обслуживания АО «Сахаэнерго» в основном имеет коммунально-бытовой характер. Значительное расширение традиционных, организация новых экономических видов деятельности в рассматриваемой перспективе не ожидается. Среднее потребление электроэнергии на 1 жителя Арктической зоны составляет 290 кВт.ч/год. В большинстве улусов наблюдается стагнация либо негативная динамика численности населения. С другой стороны, существует подтвержденные новые потребности в электроэнергии со стороны объектов Министерства обороны, субъектов транспортной отрасли. Действующие договоры на технологическое присоединение (период действия 2021-2022 гг.) в большинстве случаев заключены на подключение объектов вновь вводимого жилищного фонда, социально-культурных объектов и объектов розничной торговли.

Таблица 3.4.18 – Прогноз потребления электроэнергии по арктическим улусам, млн кВт·ч

Улус	Год					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Абыйский	10,15	10,23	10,93	10,95	10,97	10,99
Аллайховский	8,01	7,82	7,66	7,47	7,28	7,09
Анабарский	10,69	10,76	11,53	11,86	12,20	12,55
Булунский	34,02	33,14	39,54	40,29	41,03	41,78
Верхнеколымский	15,52	14,32	13,84	13,23	12,63	12,04
Верхоянский	27,53	27,45	27,84	27,66	27,49	27,31
Жиганский	12,40	12,23	12,51	12,48	12,45	12,43
Момский	9,48	9,31	10,00	9,96	9,91	9,87
Нижнеколымский	14,06	13,00	12,98	12,67	12,35	12,04
Оленекский	10,17	10,61	12,65	12,95	13,26	13,58
Среднеколымский	17,04	16,78	17,22	17,29	17,35	17,41
Усть-Янский	26,30	26,48	26,43	26,10	25,77	25,44
Эвено-Бытантайский	4,65	4,67	4,77	4,84	4,90	4,97
Всего, по арктическим улусам	200,02	196,81	207,91	207,75	207,61	207,50

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» и ООО «Арктик Капитал» (таблица 3.4.19).

Таблица 3.4.19 – Прогноз потребности в электроэнергии по дизельным электростанциям ООО «ЯГК», расположенным в арктических улусах, млн кВт·ч

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год				
		2021	2022	2023	2024	2025
Анабарский, всего		3,68	10,94	10,94	10,94	10,94
В том числе:	Вахтовый поселок Хара-Мас	0,00	0,38	0,38	0,38	0,38
	Эбелях участки 1-7	1,6	4,9	4,9	4,9	4,9
	Вахтовый поселок Эбелях-Гусиный	0,58	4,28	4,28	4,28	4,28
	Эбелях Дорожники	0,37	0,69	0,69	0,69	0,69
	Вахтовый поселок Моргогор	1,15	0,65	0,65	0,65	0,65
Оленекский, всего		16,42	16,40	16,40	16,40	16,40
В том числе:	Куонамка участки 1-5	8,01	7,99	7,99	7,99	7,99
	УГОК Верхне-Мунская площадка	8,41	8,41	8,41	8,41	8,41
Булунский, всего		6,42	7,40	7,40	7,40	7,40
В том числе:	Вахтовый поселок Верхнее Молодо	3,18	3,03	3,03	3,03	3,03
	Среднее Молодо участки 1-4	2,60	2,77	2,77	2,77	2,77
	Нижнее Молодо	-	0,86	0,86	0,86	0,86
	База Джарджан	0,29	0,27	0,27	0,27	0,27
	База Приленск	0,36	0,47	0,47	0,47	0,47
Усть-Янский, всего		6,73	6,73	6,73	6,73	6,73
В том числе:	Прииск «Кристалл»	6,73	6,73	6,73	6,73	6,73
Верхоянский, всего		-	5,74	5,74	5,74	5,74
В том числе:	участок Сентачан	5,74	5,74	5,74	5,74	
ИТОГО		33,26	47,22	47,22	47,22	47,22

Среднее число часов использования максимума нагрузок автономных электростанций АО «Сахаэнерго» в Арктической зоне составил в 2020 г. 4200ч. По результатам анализа замеров максимумов нагрузок за 2016-2020 гг. явных трендов роста или снижения не выявлено, кроме собственных максимумов нагрузок на ДЭС отраженных в таблице 3.4.20. В целом за 2016-2020 гг. сумма собственных максимумов нагрузки автономных электростанций АО «Сахаэнерго» выросла на 2 процента. На прогнозный период 2021-2025 гг. изменений суммы собственных максимумов нагрузки по электростанциям не прогнозируется.

Таблица 3.4.20 – Собственные максимумы нагрузок автономных ДЭС АО «Сахаэнерго», где наблюдается изменение максимума нагрузок на 30 и более процентов за последние 5 лет, кВт.

	2016	2017	2018	2019	2020
Утая	25	25	20	20	17
Кыстатыам	244	245	180	179	182
Баханы	112	107	112	116	147
Юкагир	35	34	41	36	46
Черюмче	85	97	115	112	112
Юрюнг-Хая	762	820	866	870	1010
Табалах	250	310	370	333	355
Оленек	1840	2110	2250	2400	2760
Дулгалах	95	95	168	145	160
Джаргалах	65	70	70	232	194

3.4.3. Перечень «узких мест» в электроэнергетике арктической зоны республики

В электроэнергетике Арктической зоны, как и всей республики, «узкие места» в основном 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 49 процентов суммарной установленной мощности дизельных агрегатов. Износ генерирующего оборудования по наработанному

моторесурсу на ДЭС наблюдается у агрегатов, установленных в 80-90-х годах, также имеется достаточно большое количество (42 процента) агрегатов с выработанным моторесурсом, установленных после 2000 года.

Значительное количество таких агрегатов находится в Белогорском Жиганском, Зырянском, Момском, Чокурдахском РЭС и Янских ЭС (рисунок 3.4.4).

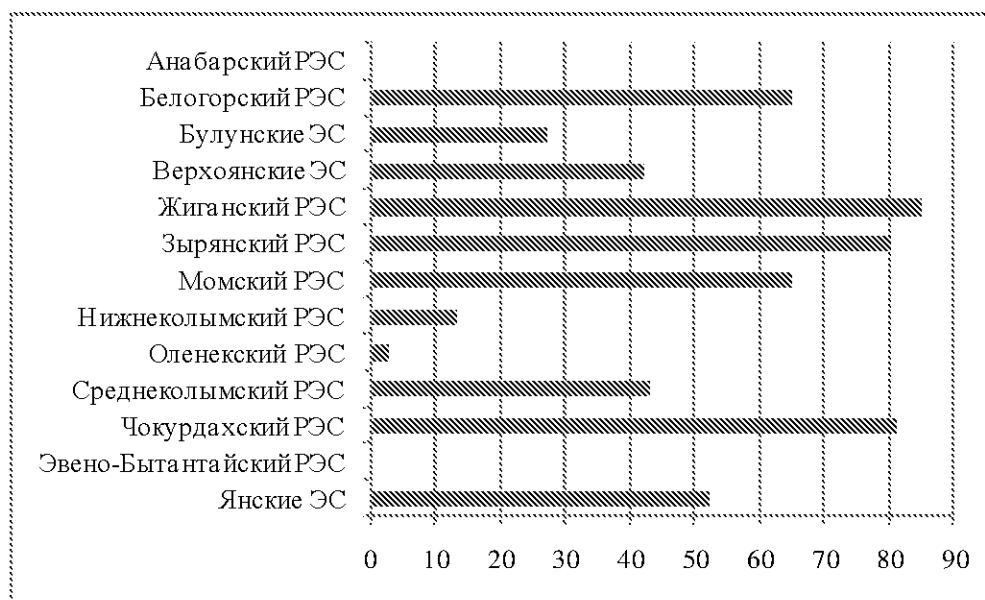


Рисунок 3.4.4 – Процентное отношение мощности агрегатов, превысивших нормативный ресурс эксплуатации, к суммарной мощности по подразделениям АО «Сахаэнерго»

В Белогорском РЭС на ДЭС в п. Белая Гора и с. Сутороха имеется только по одному агрегату, не превысившему нормативный ресурс; суммарная мощность оставшихся агрегатов составляет соответственно 98 и 72 процента. На ДЭС в с. Оттох-Аттах у 53 процентов установленной мощности генераторов превышен нормативный моторесурс. В с. Кент-Кюель все генераторы отработали моторесурс более чем на 80 процентов.

В Жиганском РЭС на ДЭС в п. Жиганск у всех генераторов моторесурс полностью выработан.

В Зырянском РЭС на ДЭС в п. Зырянка, в с. Усун-Кюель и п. Угольное установленная мощность агрегатов, работающих с превышением нормативного ресурса, составляет соответственно 79, 92 и 100 процентов.

В Момском РЭС наибольший процент агрегатов с превышенным нормативным ресурсом на ДЭС в с. Хонуу (70 процентов) и с. Сасыр (64 процента).

В Чокурдахском РЭС на ДЭС в п. Чокурдах 100 процентов агрегатов работают с превышением моторесурса, в с. Чкалово – 49 процентов.

В Янских ЭС значительное превышение нормативного показателя моторесурса наблюдается на ДЭС в пяти населенных пунктах: с. Казачье (74 процента), с. Сайылык (91 процент), с. Усть-Янск (67 процентов), п. Нижнеянск (100 процентов), п. Усть-Куйга (100 процентов).

Кроме того, в тех РЭС, где в целом техническое состояние агрегатов находится в удовлетворительном состоянии, имеются ДЭС с существенным превышением нормативного ресурса.

В Булунских ЭС на ДЭС в п. Таймылыр 85 процентов установленной мощности агрегатов выработало нормативный ресурс, в п. Кюсюр все агрегаты работают с превышением ресурса на 80 процентов.

В Верхоянских ЭС: на ДЭС в с. Батагай более 80 процентов установленной мощности агрегатов работают с превышением ресурса.

В Среднеколымском РЭС на ДЭС превышает нормативный ресурс в г. Среднеколымск 57 процентов установленной мощности генераторов, в с. Сылгы-Ытар – 100 процентов, в с. Эбах – 54 процента.

«Узкие места» и проблемные вопросы в электроснабжении потребителей, которые обеспечиваются электроэнергией от ДЭС ООО «ЯГК», по данным компании отсутствуют. На большей части ДЭС эксплуатируются агрегаты 2014-2016 годов ввода и позднее. Агрегаты более ранних годов ввода (2005-2007 гг.) установлены в вахтовых поселках Харамас, Моргогор, они и имеют большее значение наработанных моточасов.

Техническое состояние электрических сетей

На обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне состоит 1304,7 км воздушных линий электропередачи, из которых 211 км или 16,2 процента превысили предельный срок эксплуатации (40 лет). Из них 107,5 км (51 процент) приходится на линии напряжением 0,4 кВ; 77,4 км (36,7 процента) – 6 кВ; 26,1 км (12,4 процента) – 10 кВ. Изменение этих оценок в сравнении с 2019 годом представлено на рисунке 3.4.5.

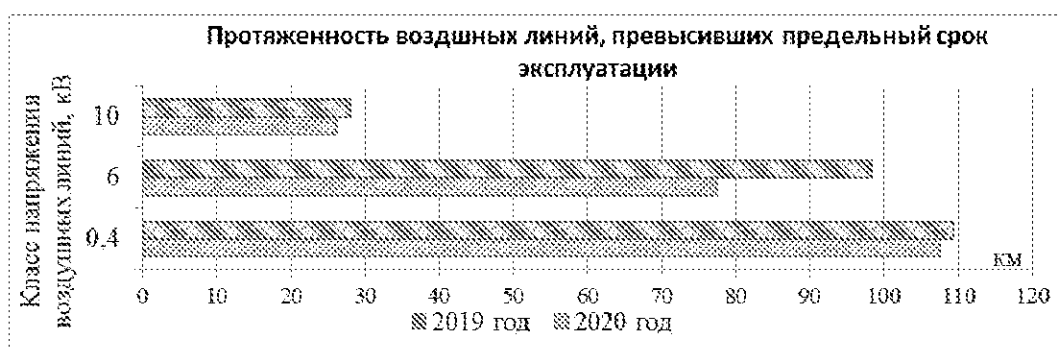


Рисунок 3.4.5 – Изменение оценок протяженности воздушных линий, превысивших предельный срок эксплуатации, в сравнении с 2019 г.

В таблице 3.4.21 представлена возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго» по состоянию на 2020 г.

Таблица 3.4.21 – Возрастная структура воздушных линий электропередачи, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в Арктической зоне (состояние 2020 г.), %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	Срок службы, лет		
		до 25	от 25 до 40	более 40
Анабарский РЭС	0,4	100	0	0
	10	96,2	3,8	0
Белогорский РЭС	0,4	98,8	0,4	0,7
	6	100	0	0
	10	76,6	0	23,4
Булунские ЭС	0,4	94,7	0	5,3
	6	100	0	0
	10	100	0	0
Верхоянские ЭС	0,4	92,4	0	7,6
	6	94,0	0	6
	10	100	0	0
Жиганский РЭС	0,4	96,1	0,6	3,3
	6	97,1	2,9	0
Зырянский РЭС	0,4	48,7	10,7	40,6
	6	32,8	2,7	64,5
	10	100	0	0
Момский РЭС	0,4	38,3	28,7	32,9
	6	66,7	7,3	26
	10	43,7	56,3	0
Нижнеколымский РЭС	0,4	92,1	1,7	6,3
	6	49,2	0	50,8
	10	100	0	0
Оленекский РЭС	0,4	97,6	2,4	0
	6	100	0	0
	10	96,8	0	3,2
Среднеколымский РЭС	0,4	77,2	13,2	9,6
	6	100	0	0,0
	10	47,7	0	52,3
Чокурдахский РЭС	0,4	85,4	10,4	4,2
	6	17,3	69,4	13,4
Эвено-Бытантайский РЭС	0,4	87,4	4	8,7
	10	100	0	0
Янские ЭС	0,4	39	36,3	24,7
	6	14,3	66,7	19
Итого по арктической зоне	0,4	75,4	10,4	14,2
	6	48,4	32	19,7
	10	65,6	17,1	17,3

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2020 г.

На рисунке 3.4.6 представлена возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго» без деления на классы напряжения.

Наибольшая протяженность воздушных линий, превысивших предельный срок эксплуатации, относится к Янским ЭС, Зырянскому, Среднеколымскому и Московскому РЭС.

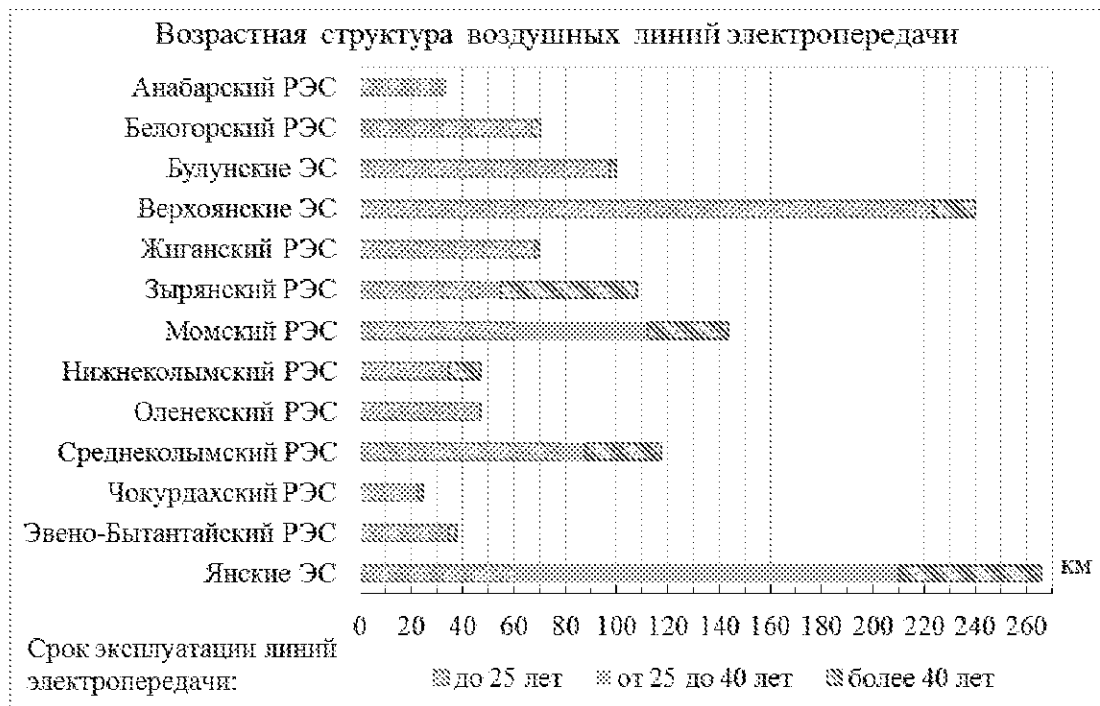


Рисунок 3.4.6 – Возрастная структура воздушных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго»

Большая протяженность воздушных линий электропередачи, находящихся в эксплуатации более 25 лет, характерна для Янских ЭС и Момского РЭС.

Наиболее остро проблема изношенности воздушных линий электропередачи, превысивших срок эксплуатации 40 лет, стоит в следующих населенных пунктах:

- 100 процентов сетей 0,4 кВ п. Усун-Кюель, с. Нелемное; 67 процентов сетей 6 кВ п. Зырянка – Зырянский РЭС;

- 88,6 процента сетей 6 кВ и 41,5 процента сетей 0,4 кВ п. Нижнеянк, 51,3 процента сетей 6 кВ и 86,3 процента сетей 0,4 кВ п. Усть-Куйга – Янские ЭС;

- 65,6 процента сетей 0,4 кВ с. Березовка, 78,1 процента сетей 10 кВ г. Среднеколымск – Среднеколымский РЭС;

- 53 процента сетей 6 кВ п. Черский – Нижнеколымский РЭС.

В таблице 3.4.22 представлена возрастная структура кабельных линий электропередачи по классам напряжения по подразделениям АО «Сахаэнерго».

Таблица 3.4.22 – Возрастная структура кабельных линий, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (состояние 2020 г.), %

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Напряжение, кВ	Срок службы, лет		
		до 25	от 25 до 40	более 40
Анабарский РЭС	0,4	100	0	0
	10	100	0	0
Белогорский РЭС	0,4	7,8	47,4	44,8
	6	0	74,9	25,1
	10	61,5	38,5	0
Булуунские ЭС	0,4	6,4	11	82,6
	6	47	0	53
Верхоянские ЭС	0,4	94,5	5,5	0
	6	47,6	0	52,4
Жиганский РЭС	0,4	97,7	2,3	0
	6	91,6	8,4	0
Момский РЭС	0,4	36,2	63,8	0
	6	28,7	71,3	0
Нижнеколымский РЭС	0,4	21,1	15,7	63,2
	6	22,8	0	77,2
Оленекский РЭС	0,4	45,5	54,5	0
	6	100	0	0
	10	100	0	0
Среднеколымский РЭС	6	78,1	21,9	0
	10	100	0	0
Чокурдахский РЭС	0,4	4,7	95,3	0
	6	5,9	94,1	0
Эвено-Бытантайский РЭС	0,4	100	0	0
	10	100	0	0
Янские ЭС	0,4	2,5	68	29,5
	6	5,1	94,9	0
Итого по арктической зоне	0,4	16,1	26,1	57,8
	6	34,5	34,3	31,2
	10	96,4	3,6	0

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2020 г.

Из общей протяженности кабельных линий электропередачи в Арктической зоне, состоящих на обслуживании АО «Сахаэнерго» (122,8 км), 58,8 км или 47,9 процента превысили предельный срок эксплуатации (40 лет). Из них 45,1 км (76,7 процента) приходится на линии напряжением 0,4 кВ; 13,7 км (23,3 процента) – 6 кВ.

На рисунке 3.4.7 представлена возрастная структура кабельных линий по подразделениям АО «Сахаэнерго» без деления на классы напряжения.

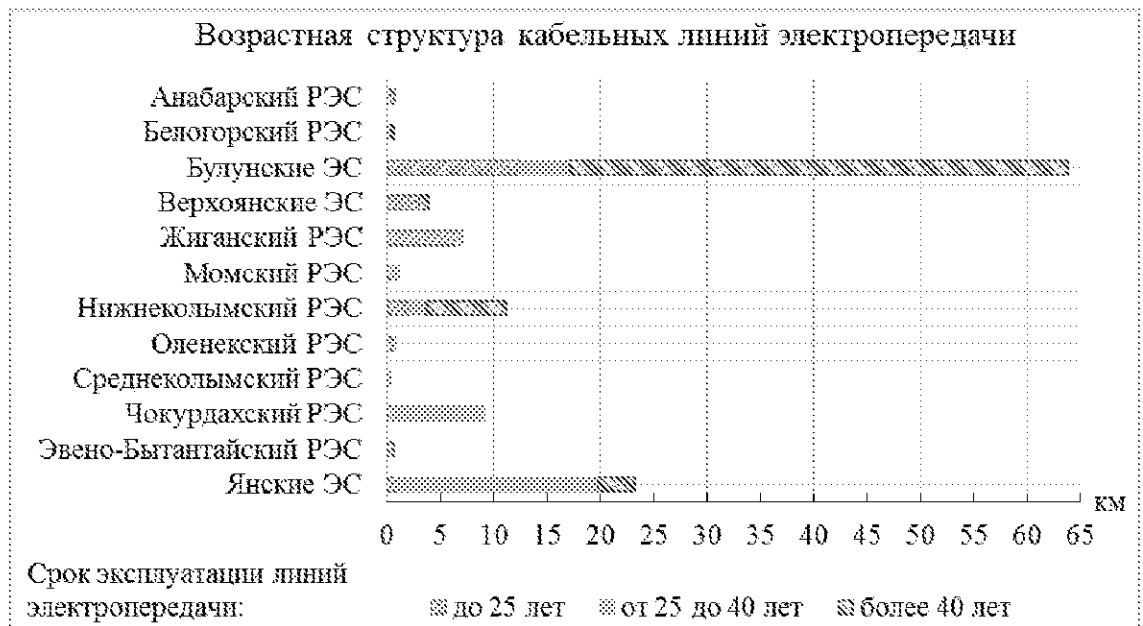


Рисунок 3.4.7 – Возрастная структура кабельных линий электропередачи по подразделениям АО «Сахаэнерго»

Наибольшая протяженность кабельных линий, превысивших предельный срок эксплуатации, относится к Булунамским ЭС и Нижнеколымскому РЭС. Янские ЭС характеризуются большой протяженностью кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 25 лет.

Воздушные и кабельные линии электропередачи, находящиеся в Арктической зоне на обслуживании ООО «Якутская генерирующая компания», характеризуются малым износом, так как введены в эксплуатацию в период 2018-2019 гг.

Одной из значимых проблем, связанных с аварийным состоянием электрических сетей, является необходимость обеспечения поселка Черский Нижнеколымского улуса собственной генерацией.

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.

В связи с высоким износом линии ее эксплуатация характеризуется частыми плановыми и аварийными отключениями. На участке линии Встречный-Черский в течение 2020 г. было 32 плановых отключения суммарной длительностью 533 часа, продолжительность внеплановых и аварийных ремонтов составила 36 суток. Аварийно-восстановительные работы характеризуются высокой сложностью, обусловленной суровыми

климатическими условиями, использованием специальной техники – вездеходов, болотоходов.

Необходимость повышения надежности электроснабжения п. Черский связана с реализацией Плана развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 г., утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2019 г. № 3120-р, в отношении принятия мер, необходимых для обеспечения перспективного спроса на электрическую энергию и мощность на прибрежных территориях Северного морского пути. Кроме того, согласно требованиям Стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 г., утвержденной указом Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645, предусмотрено комплексное развитие районов Арктической зоны Республики Саха (Якутия) с учетом развития минерально-сырьевых центров. В связи с этим ожидается рост потребления электроэнергии ООО «Зеленомысский речной порт» в поселке Черский с 350–370 кВт·ч до 3500–4000 кВт·ч.

В схеме территориального планирования Республики Саха (Якутия), утвержденной постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 30 ноября 2019 г. № 353, предложено организовать электроснабжение поселка Черский строительством собственного локального энергоисточника.

В рамках инвестиционной программы АО «Сахаэнерго» завершена разработка проектно-сметной документации на строительство автономной ДЭС мощностью 6,12 МВт, получено положительное заключение ГАУ «Управление Госэкспертизы РС(Я).

Трансформаторные подстанции

По состоянию на 2020 г. на обслуживании АО «Сахаэнерго» на территории арктической зоны находится 658 трансформаторов суммарной установленной мощностью 217,6 МВА (таблица 3.4.23).

Таблица 3.4.23 – Характеристика трансформаторных подстанций, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне (состояние на 2020 г.)

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Количество трансформаторов, шт.	Мощность, кВА
Анабарский РЭС	29	15690
Белогорский РЭС	32	12339
Булунские ЭС	88	33451
Верхоянские ЭС	96	28151
Жиганский РЭС	34	9553
Зырянский РЭС	33	9990
Момский РЭС	29	7840

Нижнеколымский РЭС	41	14376
Оленекский РЭС	33	7629
Среднеколымский РЭС	68	22599
Чокурдахский РЭС	36	8500
Эвено-Бытантайский РЭС	16	4800
Янские ЭС	123	42661
Итого по арктической зоне	658	217579

Источник: данные АО «Сахаэнерго» за 2020 г.

Во всех подразделениях АО «Сахаэнерго» имеются трансформаторы, выработавшие нормативный ресурс. На рисунке 3.4.8 представлено процентное отношение мощности трансформаторов, выработавших ресурс, к суммарной мощности по подразделениям АО «Сахаэнерго».

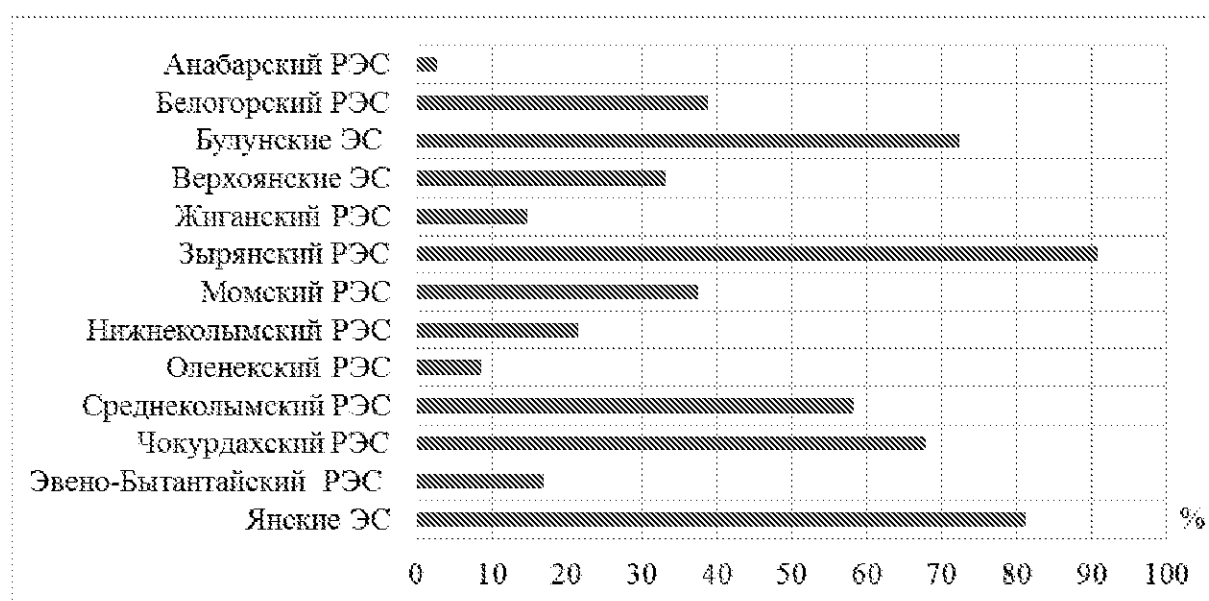


Рисунок 3.4.8 – Процентное отношение мощности трансформаторных подстанций, отработавших нормативный ресурс эксплуатации, к суммарной мощности трансформаторов по подразделениям АО «Сахаэнерго»

В пяти подразделениях АО «Сахаэнерго» более половины установленной мощности трансформаторов превысило нормативный ресурс. В Верхоянских ЭС Белогорском и Момском РЭС этот показатель составляет 30-50 процентов.

Наихудшее состояние имеют трансформаторные подстанции в пп. Таймыльере, Найбе, Намы (Булунские ЭС), с. Угольном (Зырянский РЭС), с. Аргахтахе (Среднеколымский РЭС), п. Усть-Куйге (Янские ЭС), где наработанный ресурс превысил нормативный у всех установленных трансформаторов.

Более 80 процентов установленной мощности трансформаторов имеет выработанный ресурс в пп. Тикси (Булунские ЭС), Зырянке (Зырянский РЭС), Депутатском, Нижнеянке (Янские ЭС).

От 50 до 80 процентов установленной мощности трансформаторов функционирует с превышением нормативного ресурса в с. Сыганнахе (Белогорский РЭС), п.Тикси-3 (Булунские ЭС), с. Сайды (Верхоянские ЭС), с. Сасыре, (Момский РЭС), г. Среднеколымске (Среднеколымский РЭС), п. Чокурдахе, с. Оленегорске (Чокурдахский РЭС).

На обслуживании ООО «Якутская генерирующая компания» в арктической зоне находится в эксплуатации 8 комплектных трансформаторных подстанций суммарной установленной мощностью 11660 кВА. Трансформаторы характеризуются малым износом, так как введены в эксплуатацию в 2019 г.

Важной проблемой являются потери в электрических сетях, приводящие к необходимости увеличения выработки энергии и, соответственно, перерасходу топлива.

Потери электроэнергии в электрических сетях по РЭС составляют от 10,6 до 21,2 процента (таблица 3.4.24). Сравнительно высокие значения потерь в Нижнеколымском РЭС (21,2 процента) и Зырянском РЭС (21 процент). В 7 из 13 подразделений произошло снижение потерь относительно 2019 г. Наибольшее снижение потерь произошло в Анабарском РЭС, а наибольшее увеличение – в Нижнеколымском РЭС. В динамике 2017-2020 гг. в Зырянском РЭС, Верхоянских ЭС наблюдается постоянный прирост потерь электроэнергии.

Таблица 3.4.24 – Потери электроэнергии в электрических сетях, находящихся на обслуживании АО «Сахаэнерго» в арктической зоне

Подразделение АО «Сахаэнерго»	Потери в электрических сетях, %			
	2017	2018	2019	2020
Анабарский РЭС	14,6	16,0	19,4	11,6
Белогорский РЭС	12,4	14,0	14,5	14,3
Булунские ЭС	15,2	15,8	12,4	10,6
Верхоянские ЭС	13,2	13,8	14,4	16,7
Жиганский РЭС	12,6	13,7	13,5	13,9
Зырянский РЭС	15,5	19,9	20,1	21,0
Момский РЭС	13,2	13,4	13,0	14,5
Нижнеколымский РЭС	23,5	19,3	16,1	21,2
Оленекский РЭС	13,7	17,9	14,3	13,6
Среднеколымский РЭС	14,3	15,5	12,5	13,5
Чокурдахский РЭС	12,3	13,8	13,3	13,1
Эвено-Бытантайский РЭС	12,8	13,7	12,9	11,1
Янские ЭС	17,0	14,5	16,0	15,5

Источник: производственные показатели АО «Сахаэнерго» за 2017-2020 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 «Саханефтегазсбыт» 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 на местах регулярно происходят проблемы по содержанию автодорог, обеспечивающих прохождение большегрузной техники, вследствие чего возникают сложные ситуации по доставке грузов в период автозимника. А также, с возможными неблагоприятными погодными условиями на местах, могут значительно сократиться сроки автозимников, что может повлиять 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

Электростанции на органическом топливе

В перспективный период до 2025 г. согласно данным АО «Сахаэнерго» в арктических улусах намечается ввод новых агрегатов на 39 автономных дизельных электростанциях суммарной мощностью 27,25 МВт (таблица 3.4.25) и вывод из эксплуатации агрегатов на 34 дизельных электростанциях суммарной мощностью 18,76 МВт (таблица 3.4.26). Максимальный ввод планируется в 2024 г. – 10,18 МВт, демонтаж в 2021 г. – 5,98 МВт.

Таблица 3.4.25 – Вводы мощности электростанций на органическом топливе АО «Сахаэнерго» в Арктической зоне, МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	Год					Итого за период
		2021	2022	2023	2024	2025	
Белогорский РЭС	ДЭС Кенг-Кюель	0,42	-	-	-	-	0,42
	ДЭС Сутуруоха	0,42	-	-	-	-	0,42
	ДЭС Оттох-Аттах	-	-	0,072	-	-	0,072
	ДЭС Белая Гора	-	-	0,945	-	-	0,945
Булунические ЭС	ДЭС Тикси	3,0	-	-	-	-	3,0
	ДЭС Таймылыр	-	-	1,215	-	-	1,215
Верхоянские ЭС	ДЭС Бетенкес	1,1	-	-	-	-	1,1
	ДЭС Юнкюр	0,12	-	-	0,32	0,2	0,64
	ДЭС Табалах	-	-	0,36	-	0,25	0,61
	ДЭС Суордах	-	-	0,28	-	-	0,28
	ДЭС Дулгалах	-	-	0,15	-	-	0,15
	ДЭС Хайысардах	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Осохтох	-	-	-	0,136	-	0,136
	ДЭС Арылах	-	-	0,1	-	-	0,1
	ДЭС Столбы	-	-	-	-	0,3	0,3
ДЭС Мачах	-	-	-	-	0,1	0,1	
Жиганский РЭС	ДЭС Бестях	-	-	-	0,32	-	0,32
Зырянский РЭС	ДЭС Утая	-	-	-	-	0,11	0,11
Момский РЭС	ДЭС Тюбелях	0,06	-	-	-	-	0,06
	ДЭС Кулун-Елбут	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Сасыр	-	-	-	0,654	-	0,654
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Черский	-	-	-	6,12	-	6,12
	ДЭС Походск	-	-	-	0,52	-	0,52
Оленекский РЭС	ДЭС Эйик	-	0,3	-	-	-	0,3
Среднеколымский РЭС	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 Чокурдах	-	-	-	1,26	-	1,26
	ДЭС Русское Устье	-	-	-	-	0,46	0,46

Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	-	0,6	-	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	-	-	-	0,5	-	0,5
Янские ЭС	ДЭС Усть-Янск	0,24	-	-	-	-	0,24
	ДЭС Депутатский	3,0	-	-	-	-	3,0
	ДЭС Уяндино	0,2	-	-	-	-	0,2
	ДЭС Юкагир	0,14	-	-	-	-	0,14
	ДЭС Сайылык	0,04	-	-	-	0,515	0,555
	ДЭС Казачье	-	0,63	-	-	-	0,63
ИТОГО		8,98	1,53	3,776	10,178	2,785	27,249

Источник: инвестиционная программа АО «Сахаэнерго» 2020 г.

Таблица 3.4.26 – Демонтаж мощностей электростанций АО «Сахаэнерго», МВт

Наименование РЭС	Наименование объекта	Год					Итого за период
		2021	2022	2023	2024	2025	
Белогорский РЭС	ДЭС Кенг-Кюель	0,32	-	-	-	-	0,32
	ДЭС Оттох-Аттах	-	-	0,136	-	-	0,136
	ДЭС Сутуруоха	0,36	-	-	-	-	0,36
	ДЭС Белая Гора	-	-	0,945	-	-	0,945
Булунские ЭС	ДЭС Таймылыр	-	-	1,945	-	-	1,945
Верхоянские ЭС	ДЭС Бетенкес	1,145	-	-	-	-	1,145
	ДЭС Юнкюр	0,1	-	-	0,315	0,16	0,575
	ДЭС Дулгалах	-	-	0,19	-	-	0,19
	ДЭС Табалах	-	0,4	-	-	0,2	0,6
	ДЭС Суордах	-	-	0,26	-	-	0,26
	ДЭС Хайысардах	-	-	0,168	-	-	0,168
	ДЭС Арылах	-	-	0,1	-	-	0,1
	ДЭС в с. Осохтох	-	-	-	0,122	-	0,122
	ДЭС в с. Мачах	-	-	-	-	0,076	0,076
ДЭС Столбы	-	-	-	-	0,26	0,26	
Жиганский РЭС	ДЭС Бестях	-	-	-	0,32	-	0,32
Зырянский РЭС	ДЭС Утая	-	-	-	-	0,08	0,08
Момские РЭС	ДЭС Тюбелях	0,06	-	-	-	-	0,06
Нижнеколымские РЭС	ДЭС Походск	-	-	-	0,52	-	0,52
Оленекский РЭС	ДЭС Эйик	-	0,44	-	-	-	0,44
Среднеколымский РЭС	ДЭС Сылгы-Ыгар	0,24	-	-	-	-	0,24
	ДЭС Ойусардах	-	-	-	0,5	0,5	1
	ДЭС Алеко-Кюель	-	-	0,12	-	-	0,12
	ДЭС Эбях	-	-	-	-	0,68	0,68
Чокурдахский РЭС	ДЭС Чкалово	-	-	0,45	-	-	0,45
	ДЭС Чокурдах	-	-	-	1,26	-	1,26
	ДЭС Русское Устье	-	-	-	-	0,38	0,38
Эвено-Бытантайский РЭС	ДЭС Кустур	-	0,6	-	-	-	0,6
	ДЭС Джаргалах	-	-	-	0,51	-	0,51
Янские ЭС	ДЭС Усть-Янск	0,6	-	-	-	-	0,6
	ДЭС Депутатский	3,0	-	-	-	-	3,0
	ДЭС Сайылык	0,03	-	-	-	0,515	0,545
	ДЭС Казачье	-	0,635	-	-	-	0,635

	ДЭС Юкагир	0,12	-	-	-	-	0,12
ИТОГО		5,975	2,075	4,314	3,547	2,851	18,762

Источник: инвестиционная программа АО «Сахаэнерго» 2020 г.

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.

Согласно данным ООО «Якутская генерирующая компания» в период 2021-2023 гг. в арктических улусах планируется ввод новых агрегатов на 10 дизельных электростанциях суммарной мощностью 7,01 МВт (таблица 3.4.27) и вывод из эксплуатации на 9 дизельных электростанциях суммарной мощностью 4,34 МВт (таблица 3.4.28). Данные по вводу и выводу мощности на 2024-2025 гг. в инвестпрограмме компании отсутствуют.

Таблица 3.4.27 – Вводы мощности электростанций на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания» в Арктической зоне, МВт

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год					ИТОГО
		2021	2022	2023	2024	2025	
Анабарский, всего		3,56	1,28	0,7	-	-	5,54
в том числе:	Юрюнг-Хая	0,56					0,56
	Эбелях участок	1,0					1,0
	Эбелях участок 4		0,06				0,06
	Эбелях участок 6		1,0	0,1			1,1
	Эбелях Гусиный	1,0	0,16				1,16
	Эбелях Дорожники			0,1			0,1
	Вахтовый поселок Моргогор		0,06	0,5			0,56
	Балаганнаах 1	1,0					1,0
Булунский, всего		0,23	-	-	-	-	0,23
в том числе:	База Приленск	0,23					0,23
Верхоянский, всего		-	1,2	-	-	-	1,24
в том числе:	участок Сентачан		1,24				1,24
ИТОГО		3,79	2,52	0,70	-	-	7,01

Источник: Инвестпрограмма ООО «Якутская генерирующая компания»

Таблица 3.4.28 – Выводы мощности электростанций на органическом топливе ООО «Якутская генерирующая компания» в Арктической зоне, МВт

Улус	Наименование ДЭС по участкам	Год					ИТОГО
		2021	2022	2023	2024	2025	
Анабарский, всего		2,48	1,03	0,6	-	-	4,11
в том числе:	Исток	0,28					0,28
	Эбелях участок 4	0,28	0,06				0,34

	Эбелях участок 5	0,28					0,28
	Эбелях участок 6		0,75	0,1			0,85
	Эбелях Гусиный	0,80	0,16				0,96
	Эбелях Дорожники			0,1			0,1
	Вахтовый поселок Моргогор		0,06	0,4			0,46
	Балаганнаах 1	0,84					0,84
Булунский, всего		0,23	-	-	-	-	0,23
в том числе:	База Приленск	0,23					0,23
ИТОГО		2,71	1,03	0,6	-	-	4,34

Источник: Инвестпрограмма ООО «Якутская генерирующая компания»

На основании Соглашения между Правительством Республики Саха (Якутия) и ПАО «РусГидро» «О сотрудничестве при реализации проектов по модернизации дизельной генерации» реализуется 6 пилотных проектов модернизации дизельной генерации с использованием ВИЭ-генерации и систем накопления энергии. В ходе первой очереди в 2021-2022 гг. будет введено дизельных электростанций суммарной мощностью порядка 5 МВт (таблица 3.4.29).

Таблица 3.4.29 – Ввод мощностей на электростанциях на органическом топливе ПАО «РусГидро» в 2021 г., кВт

Улус	Населенный пункт	Ввод мощности, кВт
Верхоянский	Табалах	600
Момский	Кулун-Елбут	180
	Мома	3300
	Сасыр	600
	Тебюлях	240
Итого		4920

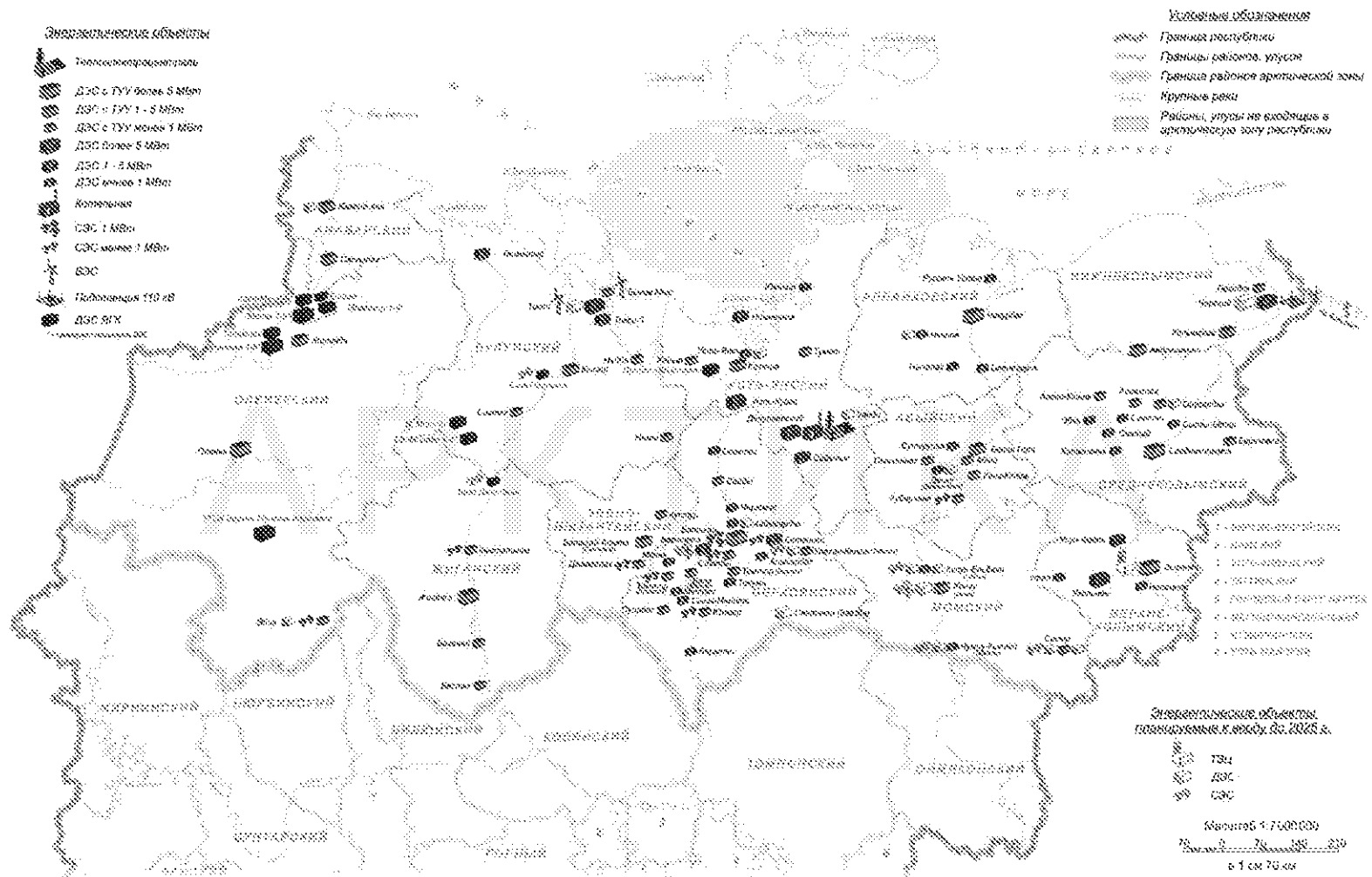


Рисунок 3.4.9 – Энергоисточники Арктической зоны Республики Саха (Якутия)

Суммарный ввод генерирующих мощностей на органическом топливе в Арктической зоне за период 2021–2025 гг. оценивается в 39,18 МВт. Размещение по территории вводимых энергоисточников представлено на карте-схеме (рис. 3.4.9). При этом суммарный запланированный демонтаж оборудования ДЭС в Арктической зоне за рассматриваемый период составит 23,1 МВт.

Возобновляемые источники энергии

В инвестпрограмме АО «Сахаэнерго» строительство возобновляемых источников энергии в Арктической зоне республики за период 2021–2025 гг. не предусмотрено.

В рамках вышеуказанного Соглашения между Правительством Республики Саха (Якутия) и ПАО «РусГидро» предполагается строительство по энергосервисным договорам первой очереди 6 солнечных электростанций суммарной мощностью 3343 кВт с накопителями энергии (таблица 3.4.30). Все СЭС будут смонтированы в Арктической зоне республики.

В настоящее время прорабатываются вопросы по реализации энергосервисных договоров следующих двух очередей с подписанием дополнительного соглашения о сотрудничестве в строительстве солнечных электростанций на территории республики.

Таблица 3.4.30 – Строительство солнечных электростанций ПАО «РусГидро» в Арктической зоне

Улус	Населенный пункт	Установленная мощность ВИЭ, кВт	Плановый год ввода в эксплуатацию	Прогнозная выработка э/э, тыс. кВт·ч
Верхоянский	г.Верхоянск	1020	2021	743
	п.Табалах	400	2021	293
Момский	п.Хонуу (Мома)	1500	2021	1340
	п.Сасыр	225	2021	194
	п.Тебюлях	99	2021	84
	п.Кулун-Елбют	99	2021	82
Итого		3343		2736

Источник: данные ПАО «РусГидро»

В 2021 г. ООО «Якутская генерирующая компания» планирует построить в Арктической зоне в 2021 г. две СЭС суммарной мощностью 125 кВт с накопителями энергии (таблица 3.4.31).

Таблица 3.4.31 – Вводы мощности солнечных электростанций ООО «ЯГК»

Улус	Место установки	Ввод мощности, кВт
Булунский	База Приленск	75
Жиганский	База Джарджан	50
Итого:		125

Суммарный ввод возобновляемых источников энергии в Арктической зоне за период 2021–2025 гг. оценивается в 3,47 МВт. Размещение по территории вводимых энергоисточников представлено на карте-схеме (Приложение карта энергоисточники Арктика).

Предварительные предложения в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 6 кВ и выше в Арктической зоне республики

В соответствие с Инвестиционной программой АО «Сахаэнерго» до 2025 г. в арктических районах республики намечены мероприятия по замене 31-го силового трансформатора суммарной мощностью 21180 кВА (таблица 3.4.32). В 2023 г. планируются работы по замене 9 трансформаторных подстанций на комплектные трансформаторные подстанции наружной установки в п. Тикси, г. Среднеколымске, п. Батагае, г. Верхоянске.

Таблица 3.4.32 – Замена трансформаторов АО «Сахаэнерго», кВА

Наименование РЭС	Населенный пункт	Год					Итого за период
		2021	2022	2023	2024	2025	
Анабарский РЭС	с. Саскылах	-	250; 1000	-	-	-	1250
	с. Сяганнах	-	250	-	-	-	250
	с. Белая Гора	2x160	-	-	4000	1600	5920
Булунские ЭС	п. Тикси	250	250; 400	-	-	-	900
Верхоянские ЭС	п. Батагай	-	400; 630	-	-	-	1030
Жиганский РЭС	п. Жиганск	250	-	-	-	-	250
Зырянский РЭС	п. Зырянка	160; 250	-	-	-	-	410
Оленекский РЭС	с. Оленек	-	250; 400	-	-	-	1050
Среднеколымский РЭС	г. Среднеколымск	-	250; 400	-	4000	4000	8250
Эвено-Бытантайский РЭС	с. Саккырыр	2x100	-	-	-	-	200
Янские ЭС	п. Усть-Куйга	-	250	-	-	-	250
	п. Депутатский	-	250	-	-	-	250
	с. Казачье	2x100;	-	-	-	-	1170

		2x160; 250; 400					
ИТОГО		2600	4980	-	8000	5600	21180

Источник: инвестпрограмма АО «Сахаэнерго»

В 2021 г. намечено строительство двух блочно-модульных закрытых распределительных устройств напряжением 6 кВ в п. Тикси Булунского улуса. Планируется реконструкция перехода через р. Мома воздушной линии напряжением 10 кВ Хонуу - Соболах протяженностью 6 км в Момском улусе.

В период до 2023 г. завершится строительство воздушной линии напряжением 35 кВ Тикси-Тикси-3 в Булунском улусе протяженностью 9,33 км и двухтрансформаторной подстанции мощностью 3,2 МВА.

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 северо-востоке республики в пределах географических координат 64° с.ш. и 144° в.д., площадь – 92.2 тыс. км². По величине территория занимает 14-е 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.

Карта-схема электрических сетей Оймяконского района Республики Саха (Якутия) приведена на рисунке 3.5.1.

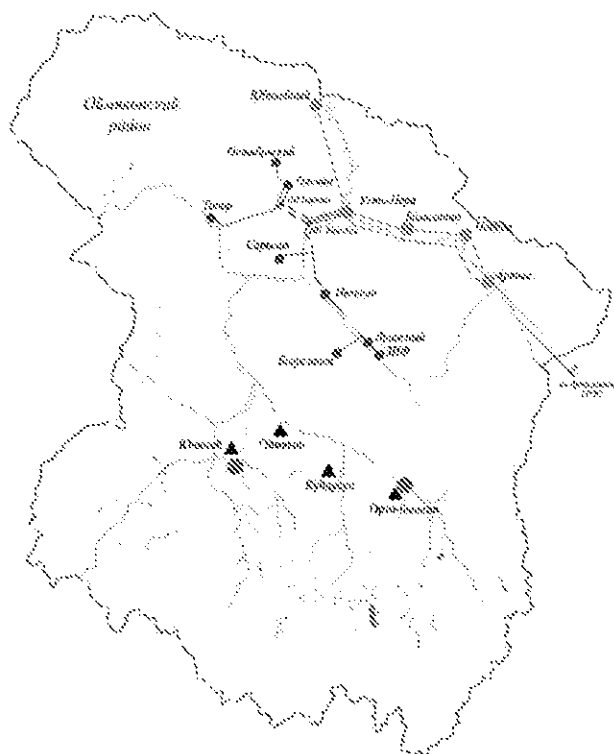


Рисунок 3.5.1 – Карта-схема электрических сетей Оймяконского района Республики Саха (Якутия)

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 соответствующим 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	2021	2022	2023	2024	2025
ПОТРЕБНОСТЬ, МВт					
ООО «Богуславец»	1	1	10	10	10
ОАО «Сусуманзолото»	4	4	4	4	4
Населенные пункты с существующими ДЭС	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Итого новые потребители Оймяконского улуса	6,5	6,5	15,5	15,5	15,5

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
Ючогей	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.

На участках ВЛ-35кВ «Нера-Нелькан» и ВЛ-35кВ «Нелькан-Дражный» используется провод АС сечениями 150, 120 и 95. На данный момент к ВЛ-35кВ «Нера-Нелькан» присоединены потребители с суммарной мощностью более 12 МВт. В случае подключения новых потребителей (например, ООО «Богуславец»), ожидается падение напряжения с 38,5 кВ на ПС-110кВ «Нера-Новая» до 28 кВ на ПС 35кВ Нелькан и до 24 кВ на ПС-35кВ Дражный. Повышение напряжения на шинах 35 кВ ПС 110кВ Нера-Новая приводит к увеличению напряжения выше допустимого. Изложенное свидетельствует о нарушении подпунктов «а» и «г» пункта 28 Правил ТП.

Для обеспечения расчётных максимальных электрических нагрузок, с учетом поданных заявок на увеличение мощностей, необходимо выполнение следующих мероприятий:

1. Строительство РП 110 кВ Артык.
2. Строительство ВЛ 10 кВ Артык – Тарын протяженностью 100 км.
3. Строительство ПС 110 кВ Тарын с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый. Трансформаторная мощность 2х40 МВА выбрана с учетом развития месторождения «Тарын» (ведется разведка компанией ЗАО «ТЗРК» с предполагаемой мощностью фабрики 12-18МВт), а также в целях развития электроснабжения (перевод на централизованное электроснабжение) с. Оймякон, с. Томтор, с. Куйдусун, с. Ючогей, с. Сордоннох.

Капитальные затраты на реализацию рекомендованных мероприятий для 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 Оймьяконского района Республики Саха (Якутия)

Наименование	Общая стоимость без НДС, млн. рублей
	Текущие цены (2021 год)
Строительство РП 110 кВ Артык	364,48
Строительство ВЛ 110 кВ РП Артык – Тарын	1590,51
Реконструкция ПС 110 кВ Тарын	483,05
Итого	2438,03

Стоимость рекомендованных мероприятий для электроснабжения перспективных потребителей Оймьяконского района составит 2 438,03 млн рублей.

Целесообразность реализации предлагаемых мероприятий требует дальнейшей проработки в рамках процедуры технологического присоединения согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.

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 (ООО «Транснефть-Восток» (НПС-10), ПАО «МТС», ПАО «Мегафон», ПАО «Верхнечонскнефтегаз», ОАО «Аэропорт Сургут»). Фактически максимум нагрузок 2020 года составляет 92,691 МВт, соответственно, избыток 51,3 МВт.

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. К указанной ВЛ подключено 9 ПС 110 кВ. 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 июня 2003 г. № 281. Кроме того, в 2022 году к ПС 110 кВ Хандыга планируется подключение ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская с ПС 110 кВ Нежданинская, необходимые для электроснабжения месторождения «Нежданинское».

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 2х63 МВА с вводом в 2021 году. В настоящее время строительство ВЛ 220 кВ Майя – Хандыга с ПС 220 кВ Хандыга отсутствует в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2021–2027 годы.

От Магаданской энергосистемы для электроснабжения Тарынского рудного поля и населенных пунктов юга Оймяконского района Республики Саха (Якутия) предусмотрено строительство ВЛ 110 кВ Артык – Тарын. 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.

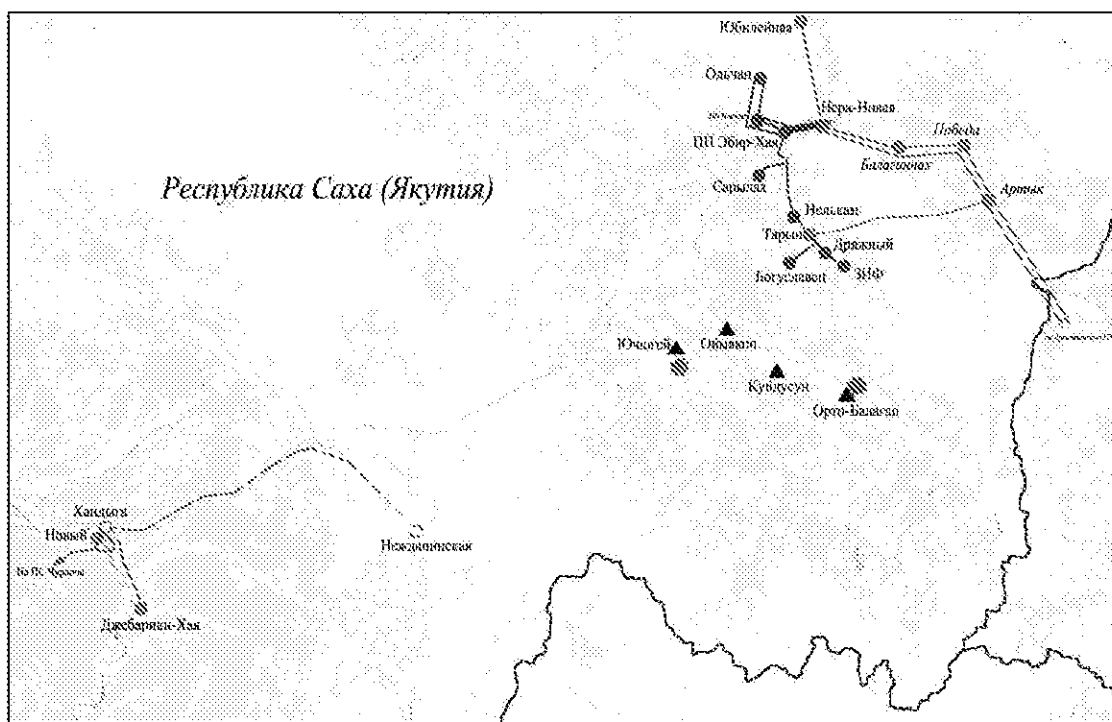


Рисунок 3.6.2 – Карта-схема электрических сетей рассматриваемого района

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.

Строительство газовых котельных в г. Удачный

Согласно письму ООО «ЯГК» от 10 марта 2021 г. № 01-4200/133 в 2023 году (приложение 3.6) максимум нагрузки ПС 220 кВ ГПП-6 снизится на 122 МВт (279,42 млн кВт·ч) в связи со строительством газовых котельных в г. Удачный и отказом от электрического отопления. В настоящее время по имеющейся информации выполняется проектная документация на строительство газовых котельных с вводом в октябре 2022 года. Учитывая отсутствие проектной документации, длительные сроки прохождения экспертиз и получения прочих разрешений, сроки заказа и производства оборудования, а также нормативные сроки строительства газовых котельных (не менее 12 месяцев), имеется высокая вероятность сдвига фактического срока ввода, соответственно, данное снижение должно быть учтено после определения итоговых сроков ввода газовых котельных в г. Удачный с передачей информации о снижении разработчику Схемы и программы

развития Единой энергетической системы России с актуализацией расчетов электроэнергетических режимов для базового варианта.

Строительство атомной станции малой мощности в Усть-Янском улусе Республики Саха (Якутия)

Правительством Республики Саха (Якутия) согласована декларация о намерениях инвестирования в строительство атомной электрической станции малой мощности на базе реакторной установки РИТМ-200Н мощностью не менее 55 МВт в Усть-Янском улусе, утвержденная приказом Госкорпорации «Росатом» от 24 декабря 2020 г. №1/1612-П. Проект продвигается в рамках реализации распоряжения Госкорпорации «Росатом» от 11 февраля 2020 г. №1-1/89-Р «О начале реализации пилотного отраслевого проекта «Сооружение атомной станции малой мощности на базе реакторной установки РИТМ-200 на территории России».

Целью сооружения атомной станции малой мощности (АСММ) является организация локальной энергетической системы с генерирующим центром АСММ для снабжения электроэнергией золотодобычи на месторождении «Ключус» и снабжения электроэнергией и теплом п. Усть-Куйга, включая электроснабжение ближайших к нему малых предприятий, таких как речной порт и аэропорт. В перспективе также рассматривается возможность энергоснабжения изолированных энергосистем поселков Казачье и Депутатский в случае создания высоковольтных линий электропередачи от атомной станции до населенных пунктов. При этом, оптимальный вариант схемы энергоснабжения указанных населенных пунктов будет выбран на основе технико-экономического обоснования с учетом затрат на строительство объектов электросетевой инфраструктуры и необходимого резерва мощности.

Общий расчетный срок обоснований, разработки и строительства АСММ 2020-2027 годы. Основные этапы и ориентировочные сроки разработки документации и строительства АСММ:

техническое задание на разработку, разработка, проведение экологической экспертизы и утверждение предпроектных материалов, оформление акта выбора земельного участка, получение лицензии на размещение - 2020-2022 годы;

разработка проектных материалов, проведение инженерных изысканий и получение лицензии на сооружение и разрешение на строительство – 2020-2024 годы;

подготовительный период строительства на площадке – 2023-2024 годы;

основной период строительства АСММ – 2024-2027 годы;
ввод АСММ в промышленную эксплуатацию – 2028 год.

В настоящий момент проводятся предпроектные изыскания для обоснования инвестиций.

3.7 Прогноз развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Основной целью применения ВИЭ на территории Республики Саха (Якутии) является сокращение расхода дизельного топлива, снижение затрат на его завоз и использование. Территория обладает значительным потенциалом возобновляемых природных энергоресурсов, позволяющим эффективно использовать их на объектах локальной энергетики. В этой связи применение возобновляемых источников энергии является крайне актуальным.

На конец 2020 г. в республике функционировало 24 возобновляемых энергоисточника суммарной мощностью 2602 кВт, из них: 22 солнечные электростанции (СЭС) суммарной мощностью 1662 кВт и 2 ветроэлектростанции (ВЭС) суммарной мощностью 940 кВт (таблица 3.7.1). В 2020 г. была введена в эксплуатацию СЭС в с. Толон Ленского района мощностью 40,5 кВт (станция находится на балансе ПАО «Якутскэнерго»).

Таблица 3.7.1 – Возобновляемые энергоисточники на территории республики (состояние 2020 г.)

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Солнечные электростанции, всего, в том числе:		1662	
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
Ленский	Толон	41	2020
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

Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Установленная мощность, кВт	Год ввода
Хангаласский	Тойон-Ары	25	2014
Верхневиллойский	Юрэн	3	2016
Эвено-Бытантайский	Джаргалах	15	2014
Ветроэлектростанции, всего		940	
Булунский	Быков Мыс	40	2015
	Тикси	900	2018
ИТОГО		2602	

Выработка электроэнергии возобновляемыми источниками в 2020 г. составила 3007,3 тыс. кВт·ч, в том числе: СЭС – 1287,1 тыс. кВт·ч, ВЭС – 1720,2 тыс. кВт·ч. За 2020 г. выработка электроэнергии увеличилась на 39 процентов за счет выработки электроэнергии ВЭС в п. Тикси (таблица 3.7.2).

Таблица 3.7.2 – Динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии

Показатель	Год					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	183,1*	950,8	1064,6	1343,1	1834,2	3007,3**

Примечание – *выработка электроэнергии СЭС в с. Тойон-Ары и с. Юрэн учтена с 2016 г. после передачи их на баланс АО «Сахаэнерго»;

** данных по выработке электроэнергии СЭС с Толон, принадлежащей ПАО «Якутскэнерго», нет.

Строительство мини-ГЭС на территории республики в период до 2025 г. не предусматривается.

В рамках исполнения Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» принят План модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях, утвержденный заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д.Н. Козаком 15 августа 2019 года. В июне 2020 г. подписано соглашение между Правительством Республики Саха (Якутия) и ПАО «РусГидро» «О сотрудничестве при реализации проектов по модернизации дизельной генерации», которым предусматривается сохранение в тарифах на электроэнергию экономии топлива в целях возврата инвестиций по энергосервисным договорам. На основании этого соглашения в ходе первой очереди реализуются 6 пилотных проектов модернизации дизельной генерации с использованием ВИЭ-генерации и систем накопления энергии, в результате которых будет введено 6 солнечных электростанций суммарной мощностью 3343 кВт (таблица 3.7.3).

В ходе второй и третьей очередей планируется строительство солнечных электростанций в 66 населенных пунктах Республики Саха (Якутия) суммарной мощностью порядка 18 МВт с вводом в эксплуатацию в период до 2024 года.

Таблица 3.7.3 – Вводы мощности энергоисточников на ВИЭ ПАО «РусГидро» в 2021 г.

№	Тип ВИЭ, улус	Населенный пункт	Ввод мощности, кВт	Планируемая выработка, тыс. кВт·ч
	солнечные электростанции			
1	Верхоянский	Верхоянск	1020	743
2		Табалах	400	293
3	Момский	Кулун-Елбут	99	82
4		Мома	1500	1340
5		Сасыр	225	194
6		Тебюлях	99	84
ИТОГО:			3343	2736

В 2021 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 3.7.4 – Вводы мощности солнечных электростанций ООО «Якутская генерирующая компания» в 2021 г.

№	Тип ВИЭ, улус	Место установки	Ввод мощности, кВт
1	Булунский	База Приленск	75
2	Жиганский	база Джарджан	50
3	Нюрбинский	Накынская площадка	200
ИТОГО:			325

Все возобновляемые источники энергии предполагается разместить в улусах, электроснабжение в которых осуществляют подразделения АО «Сахаэнерго» (рисунок 3.7.1).

К концу периода реализации программы суммарная установленная мощность ВИЭ с учетом существующих источников возрастет на 139 процентов и составит 6,23 МВт (таблица 3.7.5).

Выработка электроэнергии ВИЭ в соответствии с намеченными вводами мощности в 2025 г. оценивается в 5,92 млн кВт·ч (таблица 3.7.6).

Таблица 3.7.5 – Перспективная динамика суммарной установленной мощности возобновляемых источников энергии, кВт

Тип ВИЭ	Год					
	2020 (факт)	2021	2022	2023	2024	2025
ВИЭ, всего, в том числе:	2602	6270	6270	6270	6270	6270
ветроэлектростанции	940	940	940	940	940	940
солнечные электростанции	1662	5330	5330	5330	5330	5330

Таблица 3.7.6 – Перспективная динамика выработки электроэнергии возобновляемыми источниками энергии, млн кВт·ч

Тип ВИЭ	Год					
	2020 (факт)	2021	2022	2023	2024	2025
ВИЭ, всего, в том числе:	3,01	2,92	5,92	5,92	5,92	5,92
ветроэлектростанции	1,72	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
солнечные электростанции	1,29	1,32	4,32	4,32	4,32	4,32

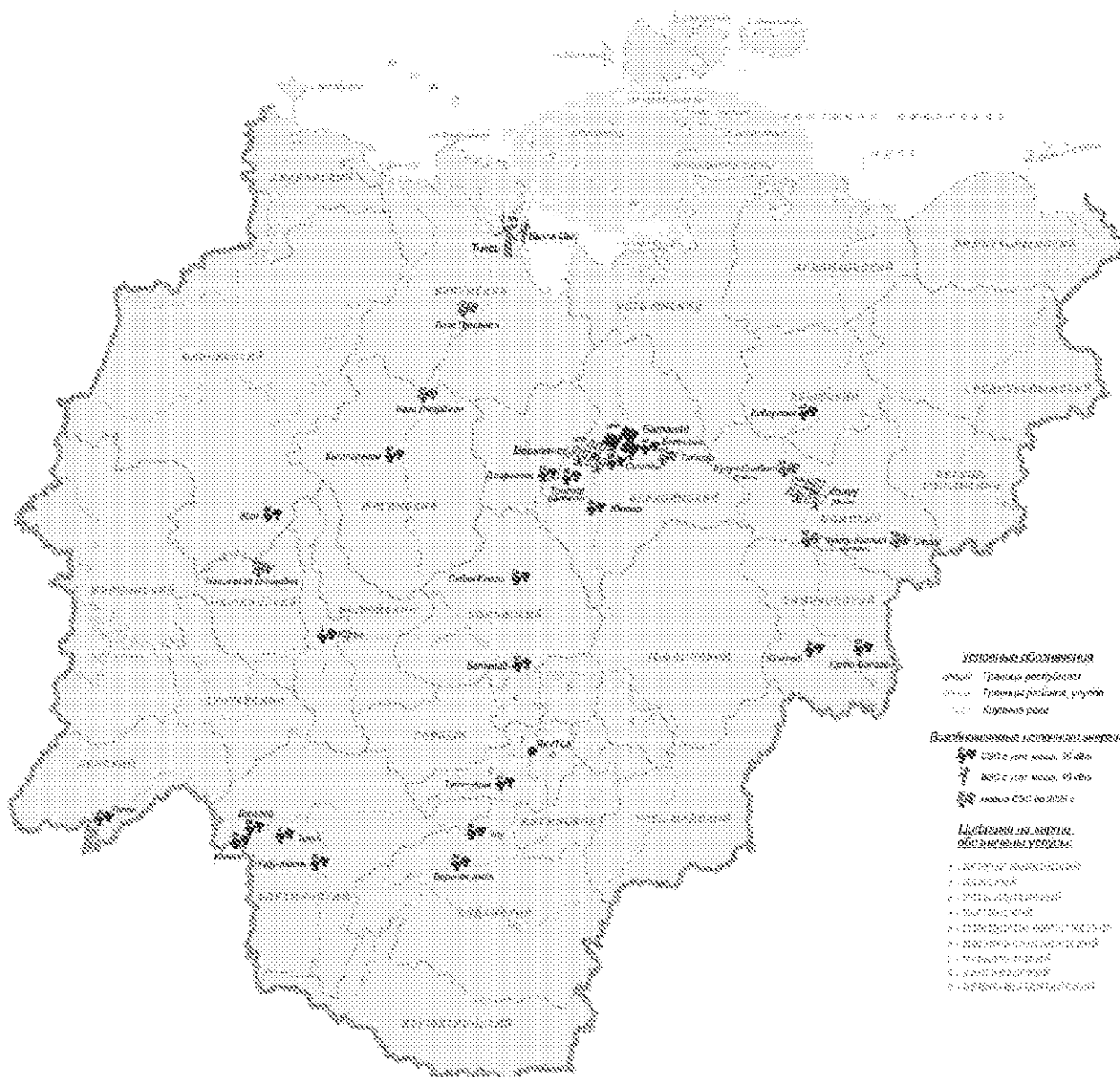


Рисунок 3.6.3 – Карта-схема расположения возобновляемых источников энергии в Республике Саха (Якутия) до 2025 года

3.8. Потребность электростанций и котельных в топливе

Основными видами топлива в республике являются каменный уголь и природный и попутный газ. В 2020 году вместе они составляли 92,7 процента

объема, потребленного электростанциями и котельными топлива. Доля угля чуть больше и составила 48,1 процента, доля природного и попутного газа – 44,4 процента.

Прогноз потребления топлива по котельным выполнен по данным теплоснабжающих организаций, по электростанциям – согласно прогнозному балансу электроэнергии. В период 2021 и 2022 годов объем потребления угля будет снижаться. Начиная с 2023 года потребление будет расти и к 2025 году достигнет значения 2 869 тыс. т у.т. (прирост на 17,4 процента относительно уровня 2020 года). Объем потребления природного и попутного газа снизится в 2021 году, начнет расти в 2022 году и в период 2023-2025 годов стабилизируется на значении 2 524 тыс. т у.т. (111,1 процента к уровню 2020 года) (рис.3.8.1).

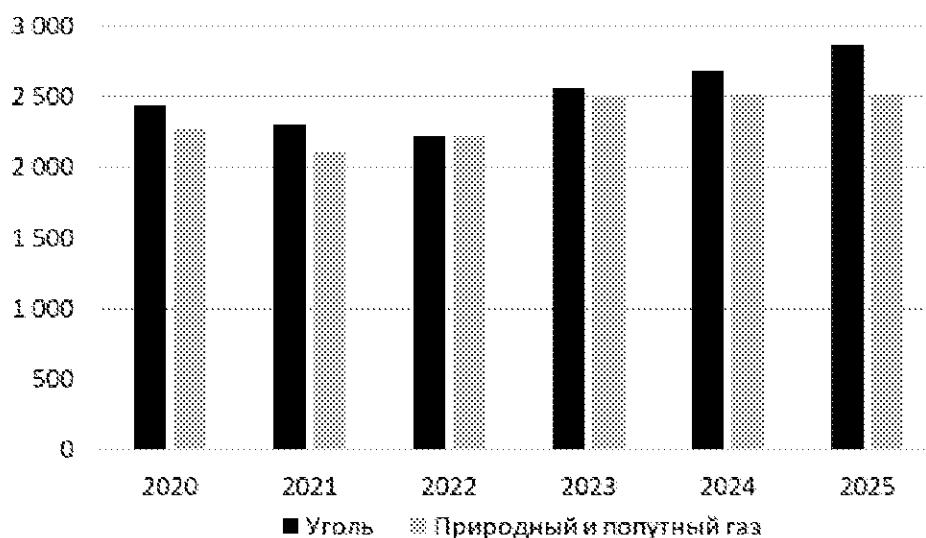


Рисунок 3.8.1 – Прогноз ожидаемого потребления в тыс. т у.т. каменного угля, природного и попутного газа на электростанциях и котельных Республики Саха (Якутия)

На тепловых электростанциях основными видами топлива является природный газ средневилюйского месторождения (ЦРЭС) и каменный уголь южно-якутского угольного бассейна (ЮЯРЭС). Текущее потребление природного газа на ТЭС оценивается на уровне 1 313 тыс. т у.т., попутного газа – 364 тыс. т у.т., каменного угля – 1 502 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 в период до 2025 года колеблется со снижением до 1,27 млн т у.т. в 2022 году, и последующим ростом до 2025 году до значения 1,90 млн т у.т. в год

(рис.3.8.2). Прирост объема потребления угля в 2025 году относительно 2020 года 26,5 процента.

В прогнозируемом периоде также ожидается снижение объема потребления природного и попутного газа на электростанциях до 1,49 млн т у.т. в 2021 году, и последующий рост с 2022 года со стабилизацией потребления на уровне 1,89 млн т у.т. в период 2023-2025 годов (рис.3.8.2). При этом объем потребления природного газа вырастет с 1,31 млн т у.т. в 2020 году до 1,49 млн т у.т. в 2025 году (прирост на 13,2 процента), а объем потребления попутного газа вырастет с 0,36 млн т у.т. в 2020 году до 0,41 млн т у.т. в 2025 году (прирост на 11,7 процента).

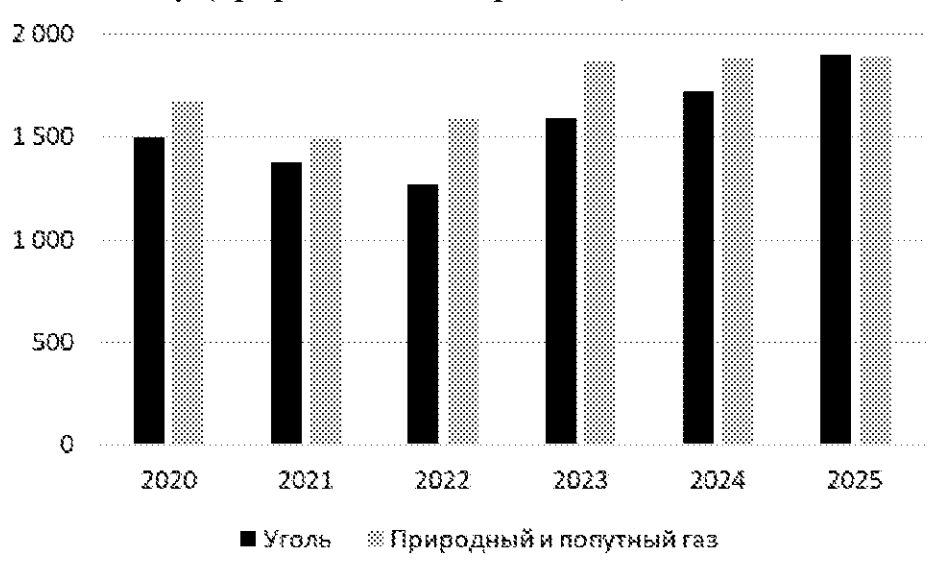


Рисунок 3.8.2 – Прогноз ожидаемого потребления в тыс. т у.т. каменного угля, природного и попутного газа на электростанциях Республики Саха (Якутия)

Колебания ожидаемых объемов потребления топлива обусловлены планируемым снижением выработки электроэнергии в период 2021-2022 годов и ростом выработки в период 2023-2025 годов на ТЭС, работающих на природном газе в Центральном и на угле в Южноякутском районах электроэнергетической системы республики.

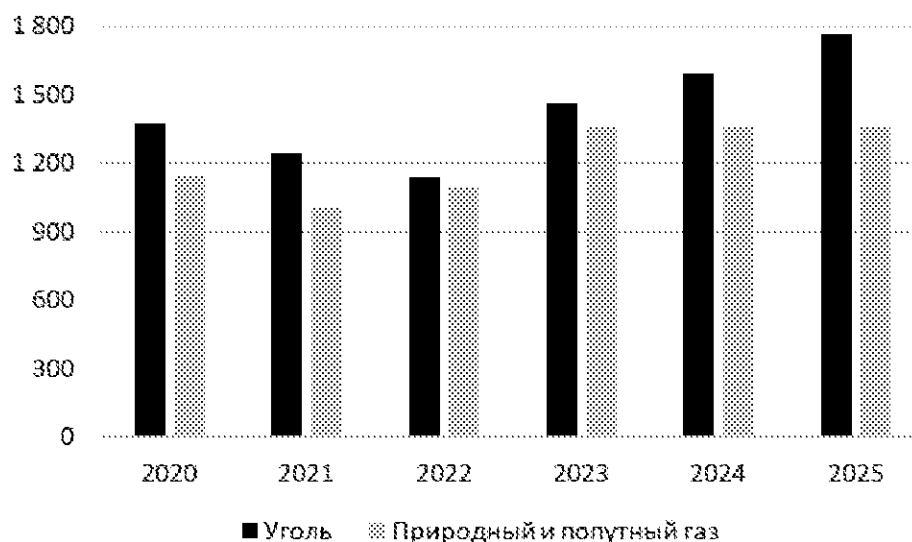


Рисунок 3.8.3 – Прогноз ожидаемого потребления в тыс. т у.т. каменного угля, природного газа на электростанциях, подключенных к электроэнергетической системе Республики Саха (Якутия)

На централизованных электростанциях ожидаемый объем потребления каменного угля в период до 2025 года колеблется со снижением до 1,14 млн т у.т. в 2022 году, и последующим ростом до 2025 года до значения 1,77 млн т у.т. в год (рис.3.8.3). Прирост объема потребления угля в 2025 году относительно 2020 года – 28,7 процента.

По природному газу ожидается снижение объема потребления до 1,00 млн т у.т. в 2021 году, и последующий рост с 2022 года со стабилизацией потребления на уровне 1,36 млн т у.т. в период 2023-2025 годов (рис.3.8.3). Объем потребления природного газа вырастет с 1,14 млн т у.т. в 2020 году до 1,36 млн т у.т. в 2025 году (прирост на 19 процентов).

В рассматриваемый период 2020-2025 годов риски дефицита топливоснабжения электростанций не выявлены.

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 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О

теплоснабжении». Развитие систем теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, в свою очередь порядок их разработки и утверждения, а также требования к схемам теплоснабжения утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. № 154.

По состоянию на 1 марта 2021 г. схемы теплоснабжений городских округов и поселений муниципальных образований Республики Саха (Якутия) разработаны и утверждены.

Наиболее крупной системой теплоснабжения республики, по которой разработана схема теплоснабжения, является схема теплоснабжения г. Якутска. В городском округе «город Якутск» преобладает централизованное теплоснабжение от когенерационных источников электрической и тепловой энергии, а также от муниципальных, государственных и ведомственных котельных.

«Схемой теплоснабжения городского округа «город Якутск» до 2032 года», утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска от 3 марта 2014 г. №34п, и актуализированной версией на 2021 год, утвержденной постановлением Окружной администрации города Якутска от 30 июня 2020 г. №188п, учитывается:

объединение с 1 января 2021 г. зон деятельности единых теплоснабжающих организаций на территории городского округа с целью эффективного функционирования и развития централизованных систем теплоснабжения;

создание Единого теплосетевого/теплоснабжающего предприятия на территории городского округа на базе АО «Теплоэнергия» и ПАО «Якутскэнерго»;

строительство 2-ой очереди ЯГРЭС Новая к 2024 году на площадке ЯГРЭС;

реконструкция газового хозяйства водогрейных котлов Якутской ТЭЦ – 2019-2022 гг.;

реконструкция котельной 106 кв. г. Якутска с переводом в разряд центрального теплового пункта и консервацией оборудования, 2017-2024 гг.;

подключение к тепловым сетям от ЯГРЭС Новая тепловой нагрузки котельных ЯГУ-1, ЯГУ-2;

подключение с 2021-2026 гг. к магистральным тепловым сетям по контуру ЯГРЭС существующей тепловой нагрузки котельных «2 квартал», «3 квартал», «4 квартал» и перспективной нагрузки 2, 3, 4, 9, 16, 17 кварталов, квартала «Новопортовской»;

реконструкция котельной «Лермонтова 200» (65 МВт) в целях подключения потребителей в период до 2025 г.;

реконструкция котельной «Покровский тракт 4 км» с закрытием 2-х котельных и строительством соединительных линий, 2021-2023 гг.;

реконструкция котельной «Абырал», 2017-2019 гг.;

реконструкция котельной «Чернышевского, 60» (26 МВт) с оптимизацией котельной «3 школа» и подключением потребителей, 2021-2023 гг.;

техническое перевооружение котельных «ЯГУ-1», «ЯГУ-2», «Промкомплексе» к магистральным сетям Якутской ГРЭС Новая. Переключение котельных «ЯГУ-1», «ЯГУ-2», 2025 г.;

строительство БМК «Борисовка», 2020-2021 гг.;

строительство котельной «2 квартал» (45 МВт) с оптимизацией котельной 3 квартал, 2020-2022 гг.;

строительство котельной «4 квартал» (95 МВт), 2022-2024 гг.;

строительство котельной «Радиоцентр» (20 МВт), 2020-2021 гг.;

строительство блочно-модульной котельной «Холбос» (2,4 МВт) с закрытием старой, 2021-2022 гг.;

строительство блочно-модульной котельной «Школа-интернат» (2,1 МВт) с закрытием старой, 2021-2022 гг.;

строительство котельной «Деткомбинат» (2 МВт), 2021-2022 гг.;

строительство блочно-модульной котельной «ЯМРО СХТ» с закрытием старой котельной, 2021-2023 гг.;

строительство квартальной котельной в квартале 68 с последующим переключением объектов квартала 68, имеющих индивидуальные источники теплоснабжения.

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.

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.

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

15,25 млн Гкал в 2020 г. до 15,88 млн Гкал в 2025 г. Увеличение производства тепловой энергии в 2025 г. составит 4,1 процента по сравнению с уровнем 2020 г. Уровень потерь тепловой энергии при этом незначительно вырастет с 20,3 процента в 2020 г. до 20,4 процента в 2025 г., что свидетельствует о необходимости энергоснабжающим предприятиям при разработке и актуализации программ модернизации оборудования увеличивать темпы замены изношенных тепловых сетей.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2025 г. по типам источников приведена в таблице 3.10.1.

Таблица 3.10.1 – Прогноз производства тепловой энергии в республике, млн Гкал

Показатель	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Производство тепловой энергии, всего, в том числе:	15,42	15,57	15,69	15,80	15,88
электростанции	4,51	4,58	4,65	4,68	4,70
котельные	10,51	10,58	10,64	10,72	10,78
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 2021 до 2025 гг. увеличится на 4,2 процента, при этом доля тепловой энергии, производимой на теплоутилизационных установках, будет держаться на уровне 0,07 процента.

Доля производства тепловой энергии котельными изменится с 68,2 процента в 2021 г. до 67,9 процента в 2025 г. При этом доли производства тепловой энергии электробойлерных, теплоутилизационных установками и прочих источников энергии в общей структуре производства составят 2 процента и 0,5 процента соответственно.

Структура производства тепловой энергии в республике на период до 2025 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 2025 г. производства тепловой энергии электростанциями крупных генерирующих компаний.

В г. Якутске 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.

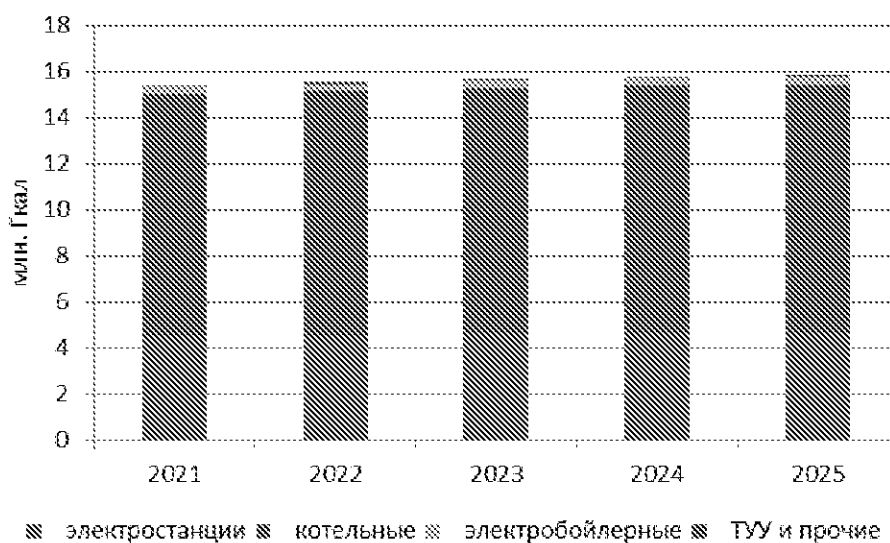


Рисунок 3.10.1 – Структура производства тепловой энергии в Республике Саха (Якутия) в период до 2025 г.

Таблица 3.10.2 – Прогноз производства тепловой энергии на электростанциях крупных генерирующих компаний республики, тыс. Гкал

Показатель	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Производство тепловой энергии электростанциями, всего	4506,1	4582,2	4648	4678,6	4695,9
в том числе:					
ПАО "Якутскэнерго"	2567,6	2623,7	2689,5	2720,1	2737,4
ЯТЭЦ	734,6	752,9	772,8	781,9	786,9
ЯГРЭС	962,7	982,0	1005,6	1016,8	1023,2
ЯГРЭС-2	870,3	888,8	911,1	921,4	927,3
АО "Сахаэнерго"	48,5	48,5	48,5	48,5	48,5
АО "ДГК"	1890	1910	1910	1910	1910
Нерюнгринская ГРЭС	1643,0	1663,0	1663,0	1663,0	1663,0
Чульманская ТЭЦ	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0
ГТУ ТЭЦ Чаяндинское НКМ					

Источник: данные компаний, оценка авторов.

Вышеописанная модернизация систем теплоснабжения муниципальных образований республики влечет за собой изменения установленной тепловой мощности источников республики. 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.

В планах ПАО АК «АЛРОСА» ввод в эксплуатацию в 2025 году газовой колориферной р.Удачный тепловой мощностью 40 МВт (34,4 Гкал/ч), однако выработка тепловой энергии на данном источнике ожидается за рамками рассматриваемого периода прогнозирования.

3.11. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований республики

Протяженность тепловых сетей в республике в 2020 г. оценивается в 4463,2 км, причем 60,6 процента 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 процента, в действительности фактический уровень износа выше.

Основная доля эксплуатируемых тепловых сетей принадлежит ГУП «ЖКХ РС (Я)» (свыше 45 процентов) и АО «Теплоэнергосервис» (свыше 11 процентов), при этом износ тепловых сетей по данным теплоснабжающих компаний составляет у ГУП «ЖКХ РС (Я)» 52 процента, АО «Теплоэнергосервис» – 40 процентов.

Данные по протяженности тепловых сетей различной ведомственной принадлежности представлены в таблице 3.11.1.

Таблица 3.11.1 – Протяженность тепловых сетей (состояние 2020 г.)

Предприятие, ведомство	Протяженность тепловых сетей, км		
	Всего	из них:	
		магистральные	внутриквартальные
ПАО «Якутскэнерго»	243,331	92,169	151,162
АО «Сахаэнерго»	16,7	3,2	13,5
АО «ДГК», в том числе:	117,669	86,293	31,376
НГРЭС	104,279	76,753	27,526
ЧТЭЦ	13,39	9,54	3,85
ГУП «ЖКХ РС (Я)»	2032,7	841,2	1191,5
АО «Теплоэнергосервис»	512,9	172,7	340,1
АО «Теплоэнергия»*	153,63	44,3	109,33
АК «АЛРОСА» (ПАО)	77,052	12,417	64,635
ООО «ПТВС»*	280,2	63,6	216,6
ООО «Ленское ПТЭС»	199,209	111,163	88,047
ПАО «Сургутнефтегаз»	55,4	7,55	47,85
АО «ДСК»	17,055	5,203	11,852
ФКП «Аэропорты Севера»	22,664		22,664
АО «Аэропорт Якутск»	0,359	0,359	
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	74,423	74,423	
Прочие ведомства*	542,324	157,247	385,077
Всего*	4463,2	1758,109	2705,091

Источник: Данные предприятий

* 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 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 2025 г. составит около 1,1 процента, 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 невозможно 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 2021 по 2025 гг. строительство новых тепловых сетей составит 47,9 км, модернизация существующих тепловых сетей – 299,7 км. В соответствии с представленной динамикой замены тепловых сетей уровень износа уменьшается до 11,4 процента.

Таблица 3.11.2 – Прогноз развития теплосетевого хозяйства на 5-летний период

Показатель	Год				
	2021	2022	2023	2024	2025
Протяженность тепловых сетей, км, всего	4471,6	4484,3	4501,2	4504,1	4511,1
Строительство новых тепловых сетей, км	8,4	12,7	16,9	2,9	7,0
в том числе:					
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	4,516	11,600	12,336	1,916	6,465
АО «Теплоэнергия»*	0,89	0,25	0,01		
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	0,18	0,35	2,12		
ПАО «Сургутнефтегаз»	0,47		1,4		
АО «Теплоэнергосервис»	2,381				
ООО «Ленское ПТЭС»		0,5	1	1	0,5
Модернизация существующих тепловых сетей, км	57,5	65,3	64,9	55,3	56,7
в том числе:					

ПАО «Якутскэнерго», в том числе:	4,86	9,67	5,22	5,08	5,05
Квартальные	4,25	7,39	5,02	4,98	4,95
Магистральные	0,61	2,28	0,2	0,1	0,1
ГУП «ЖКХ РС(Я)»	23,76	28,74	28,31	27,88	27,47
АО «Намкоммунтеплоэнерго»	1,7	1,6	1,21	1,1	1,25
ООО «ПТВС»*	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14
АО «Теплоэнергосервис»	8,857	6,02	11,22	3,28	2,83
ООО «Ленское ПТЭС»	5	6	5,5	4,8	6,5
АО «ДСК»	1,2	1	1,3	1	1,5
ФКП «Аэропорты Севера»		0,133			
Износ тепловых сетей, %	12,8	12,5	12,1	11,6	11,4

Источник: Данные предприятий

* Оценка ИФТПС СО РАН

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 2025 года

Сводные перечни мероприятий по развитию электросетевого хозяйства 35 кВ и выше Республики Саха (Якутия) в период 2021-2025 годы разработаны в соответствии с данными:

- схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы;
- 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;
- предложений ПАО «Якутскэнерго», АО «ДРСК», ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК».

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;
- осуществить технологическое присоединение новых потребителей;
- 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 объёмов капитальных вложений в сооружение/ модернизацию/ реконструкцию объектов электросетевого хозяйства выполнена с разбивкой по собственникам. Стоимость объектов электросетевого хозяйства, отсутствующих 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 января 2019 г. № 10. Перевод в цены 2021 г. осуществлен с применением индекса 1,2248 в соответствии с приказом Минэнерго России от 05 мая 20 г.16 № 380.

3.12.1. Перечень объектов, планируемых к вводу в период 2021-2025 годов, 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 2021-2027 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	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование необходимости строительства
Западный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
1	Реконструкция ПС 220 кВ Сунгар с увеличением трансформаторной мощности не менее чем на 25 МВА.	25 МВА	2021	369,65	МИиЗО РС(Я)	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
2	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунгар мощностью не менее 15 Мвар	15 Мвар	2021			СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
3	Строительство ПС 220 кВ КС-1 трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	2x25 МВА	2021	1348,5	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «Газпром инвест»
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-12 - НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1 суммарной ориентировочной протяженностью 12,4 км (1x6,24 км, 1x6,16 км)	6,24 км 6,16 км	2021			
5	Газопоршневая электростанция АО «РНГ» на 12,4 МВт	10 МВт	2021	-	АО «РНГ»	ТУ на ТП АО «РНГ»
		2,4 МВт	2022			
6	Строительство ПС 110 кВ Маччоба с установкой двух трансформаторов 110/35/20 кВ мощностью 16 МВА	2x16 МВА	2021	759,20	ООО «Саханефть»	ТУ на ТП ООО «Саханефть»
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	2021	32,78		
8	Строительство ПП 220 кВ Нюя	-	2022	1200,4	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1, №2 с отпайкой на ПС НПС-11 в РУ 220 кВ ПП 220 кВ Нюя	4x1 км	2022			
10	Строительство ПС 220 кВ Чайнда трансформаторной мощностью 126 МВА	2x63 МВА	2022	1316,1	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	ТУ на ТП ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
11	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Нюя – Чайнда I цепь, II цепь	2x74,5 км	2022	3177,3		
12	Строительство электростанции ЭСН УКПГ-3 с КРУ 10 кВ с установкой шести газотурбинных установок установленной (максимальной) мощностью 12 МВт каждая	72 МВт	2022	-		
13	Строительство ПС 110 кВ ЭСН УКПГ-3 с установкой шести трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	96 МВА	2022	1472,73		
14	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ Чайнда – ЭСН УКПГ-3 № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2x0,5 км	2x0,5 км	2022	19,34		
15	Строительство ПС 110 кВ УКПГ-3 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 40 МВА	80 МВА	2022	601,53		
16	Строительство двух одноцепных ВЛ 110 кВ ЭСН УКПГ-3 – УКПГ-3 №1, №2	-	2022	-	ПАО «Якутскэнерго»	СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
17	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	81 Мвар	2023	918,82		
Центральный район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
18	Строительство ПС 110 кВ Марха с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	2x16 МВА, 2x0,3 км	2021	370,17	ПАО «Якутскэнерго»	Раздел 3.2.2.
19	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с установкой двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	2x10 МВА	2021	513,41	ПАО «Якутскэнерго»	ТУ на ТП АО «Жатайская судоверфь»
20	Строительство двух ответвительных ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая –	-	2021	141		

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Организация, ответственная за реализацию проекта	Обоснование необходимости строительства
	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					
21	Строительство ПС 110 кВ Нежданинская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА) с УШР 25 Мвар и БСК 3x10 Мвар. 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.	2x25 МВА 25 Мвар 3x10 Мвар	2022	1193,39	АО «Южно-Верхоянские Энергосети»	ТУ на ТП АО «Южно-Верхоянская горнодобывающая Компания»
22	Строительство одноцепной ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданинская	261 км	2022	4734,91	ПАО «Якутскэнерго»	
23	Расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Хандыга на одну линейную ячейку	1 ячейка 110 кВ	2022	49,99		
Южно-Якутский район электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия)						
24	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)	2x25 МВА	2021	191,32	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский»	ТУ на ТП АО «Горно-обогатительный комплекс Денисовский»
25	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	2021	127,59	АО «Горно-обогатительный комплекс «Денисовский»	ТУ на ТП АО «Горно-обогатительный комплекс Денисовский»
26	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская	2x16 МВА	2021	602,93	ПАО «ФСК ЭЭС»	СиПР ЭЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «УК ТОР «Южная Якутия»
27	Строительство ПС 220 кВ Налдинская трансформаторной мощностью 126 МВА (2x63 МВА, 2x25 МВА)	2x63 МВА 2x25 МВА	2021	1178		
28	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Налдинская ориентировочной протяженностью 14,5 км (2x7,263 км)	2x7,263 км	2021	278,4	ПАО «ФСК ЭЭС»	СиПР ЭЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «АнтрацитИнвестПроект»
29	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой однофазных шунтирующих реакторов мощностью 50 Мвар (3x16,7 Мвар), управляемых шунтирующих реакторов мощностью 50 Мвар (2x25 Мвар) и батарей статических компенсаторов мощностью 78 Мвар (3x26 Мвар)	3x16,7 Мвар 2x25 Мвар 3x26 Мвар	2021	533,2		
30	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская трансформаторной мощностью 64 МВА (2x32 МВА)	2x32 МВА		825,58	ПАО «ФСК ЭЭС»	
31	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	55 км		1059,74		
32	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Томмот со строительством заходов на ПС 220 кВ НПС-19 ориентировочной протяженностью 337,28 км (1x337 км, 1x0,28 км)	ВЛ 337 км КЛ 0,28 км	2022	9805,8	ПАО «ФСК ЭЭС»	СиПР ЭЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ПАО «Транснефть»
33	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ ЗИФ с заменой силовых трансформаторов с 2*16 МВА на 2*25 МВА	2x25 МВА	2022	204,02	АО «ДРСК»	ТУ на ТП АО «Полос Алдан»
34	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с увеличением трансформаторной мощности на 125 МВА и установкой средств компенсации реактивной мощности мощностью 25 Мвар (УШР 25 Мвар)	125 МВА, 25 Мвар	2023	17458	ПАО «ФСК ЭЭС»	СиПР ЭЭС России на 2021-2027 годы ТУ на ТП ООО «Эльгауголь»
35	Строительство ВЛ 220 кВ Привейская – Эльгауголь №2	1x279 км	2023			
36	Строительство ПС 110 кВ Тимир	16 МВА	2025	355,70	ОАО ГМК «Тимир»	ТУ на ТП ОАО ГМК «Тимир»
37	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир	1x7 км	2025	126,77		

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. с НДС	Обоснование необходимости строительства
1	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	-	2021	Минимущество РС(Я), МинЖКХиЭ РС(Я)	0,81	Расчет электроэнергетических режимов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с увеличением трансформаторной мощности не менее чем на 25 МВА	25 МВА	2021	Минимущество РС(Я), МинЖКХиЭ РС(Я)	369,65	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
3	Установка источников реактивной мощности (ИРМ) на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 15 Мвар	15 Мвар	2021	Минимущество РС(Я), МинЖКХиЭ РС(Я)		Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
4	Организация каналов связи ПА и установка устройств ПА на объектах электроэнергетики ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК», ПАО «Якутскэнерго», Правительства Республики Саха (Якутия), для реализации УВ от АРПМ ПС 220 кВ Олекминск	-	2021	ПАО «Якутскэнерго» ПАО «ФСК ЕЭС», ООО «ЯЭСК», МИИЗО РС(Я), МЖКХ и Э РС(Я) (Якутия)	42,612	«Технико-экономическое обоснование создания (реконструкции) системы релейной защиты и автоматики в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ»
5	Установка АПНУ ПС 220 кВ Районная	-	2021	ООО «ЯЭСК»	9,683	
6	Установка АОПО КВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цель на ПС 110 кВ Табага	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	6,280	
7	Реконструкция ПС 220 кВ Айхал. Установка ИРМ мощностью не менее 81 Мвар	81 Мвар	2023	ПАО «Якутскэнерго»	918,82	Расчет электроэнергетических режимов СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы
8	Замена в РУ 220 кВ Нерюнгринской ГРЭС трансформатора тока (ТТ) КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на НПС-19 и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на НПС-19 на ТТ с большей допустимой токовой нагрузкой	-	2023	АО «ДГК»	-	Протокол совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгина от 18.12.2020 г. № НШ- 319-пр

3.12.3 Перечень мероприятий по созданию (реконструкции) устройств релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ

В таблице 3.12.3.1 приведен перечень мероприятий по созданию (реконструкции) устройств релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ.

Таблица 3.12.3.1 – Перечень мероприятий по созданию (реконструкции) устройств релейной защиты и автоматики в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
1.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Нагорный, ПС 220 кВ Хани	Установка и ввод в работу новых УПАСК на: - <u>ПС 220 кВ Нагорный</u> (ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный, ПРД ВОЛС КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный); - <u>ПС 220 кВ Хани</u> (ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олекма, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Лолча, ПРД/ ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Чара I цепь, ПРД/ ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Хани – Чара II цепь)	2022 год	26,654	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т переток активной мощности в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» превышает МДП на 21 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 21 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в период летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т и ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т переток активной мощности в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» превышает МДП на 56 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 56 МВт.
2.	ПАО «ФСК ЕЭС»,	Нерюнгринская ГРЭС, ПС 220 кВ НПС-18, ПС 220 кВ Нижний Куранах, ПС 220 кВ НПС-15, ПС 220 кВ Томмот.	Модернизация существующих УПАСК на: - <u>Нерюнгринская ГРЭС</u> (ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1); - <u>ПС 220 кВ НПС-18</u> (ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1, ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1); - <u>ПС 220 кВ Нижний Куранах</u> (ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах №1, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах	2022 год	81,680	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т переток активной мощности в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» превышает МДП на 21 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 21 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в период летних максимальных нагрузок при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т и ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручи/т с отпайкой на ПС Талдан/т переток активной мощности в контролируемом сечении «ОЭС - Запад Амурэнерго» превышает МДП на 56 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 56 МВт.

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
			<p>№1, ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1, ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цель, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цель); - ПС 220 кВ НПС-15 (ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 №1); - ПС 220 кВ Томмот (ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цель, ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Томмот I цель),</p>			
3.	АО «ДГК»	Нерюнгринская ГРЭС	<p>Создание СМПП для регистрации электрических параметров КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №1, ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 №2</p>	2021 год	0,350	Невозможность контроля параметров электроэнергетического режима при возникновении аварийных ситуаций.
4.	ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС Новая	Создание устройства ПА с функцией АОПЧ Якутской ГРЭС Новая	2021 год	0,886	<p>В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в период летних минимальных нагрузок при нормативном возмущении, связанным с одновременным отключением КВЛ 110 кВ Майя – Табага I цель и КВЛ 110 кВ Майя – Табага II цель происходит выделение ЦРЭС по контролируемому сечению «Табага – Майя» (потребление за сечением «Табага - Майя» - 86 МВт) на изолированную работу от ОЭС Востока с избытком активной мощности 100 МВт, что приводит к повышению частоты электрического тока в ЦРЭС выше 53,0 Гц. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в период зимних минимальных нагрузок при нормативном возмущении, связанном с отключением КВЛ 110 кВ Майя – Табага I цель и КВЛ 110 кВ Майя – Табага II цель, происходит выделение ЦРЭС по контролируемому сечению «Табага – Майя» (потребление за сечением «Табага- Майя» - 168 МВт) на изолированную работу от ОЭС Востока с избытком активной мощности 165 МВт, что приводит к повышению частоты электрического тока в ЦРЭС выше 53,0 Гц (по данным собственника работа генерирующего оборудования не допускается с частотой более 53,0 Гц).</p>

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
5.	Правительство Республики Саха (Якутия)	ПС 220 кВ Сунтар	Создание: АПВ УС ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241); АПВ УС ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар	2021 год	0,140	Увеличение времени синхронизации ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока после аварийного отделения ЗЭР ЯЭС
6.	Правительство Республики Саха (Якутия)	ПС 220 кВ Сунтар	Установка ШОН и реализация схемы включения с контролем синхронизма ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241)	2021 год	4,842	Увеличение времени синхронизации ЗЭР ЯЭС с ОЭС Востока после аварийного отделения ЗЭР ЯЭС
7.	АО «ДГК»	Нерюнгринская ГРЭС	Модернизация/реконструкция устройств РЗ с функциями: ДФЗ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-201), ДФЗ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-201) на микропроцессорные типа (БЭ2704-085)	2022 год	0,140	ДФЗ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-201), ДФЗ ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 (ДФЗ-201) не отстроены от К.З за трансформаторами на отпайке (нельзя отстроиться от нагрузочного режима)
8.	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ ГПП-6	Создание устройства ПА с функцией АОСН с действием на отключение нагрузки потребителей на объектах электроэнергетики Айхало-Удачинского энергорайона (ПС 220 кВ ГПП-6)	2021 год	0,886	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Л-203 (ВЛ 220 кВ Л-208 или ВЛ 220 кВ Л-204) в единичной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Л-208 (ВЛ 220 кВ Л-203 или ВЛ 220 кВ Л-204) происходит снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ ГПП-6 ниже аварийно допустимого значения. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 67 МВт.
9.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Олекминск	Создание устройства СМТР для регистрации электрических параметров: ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск №1 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск №2 с отпайкой на ПС НПС-14, ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар, ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13	2022 год	0,280	Невозможность контроля параметров электроэнергетического режима при возникновении аварийных ситуаций.
10.	Филиал АО «Вилпойская ГЭС-3» Светлинская ГЭС	Светлинская ГЭС	Создание устройства СМТР для регистрации электрических параметров: ВЛ 220 кВ СВГЭС – Районная (Л-221), ВЛ 220 кВ СВГЭС – Районная (Л-222)	2021 год	0,140	Невозможность контроля параметров электроэнергетического режима при возникновении аварийных ситуаций.
11.	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание устройства ПА: ЛАПНУ	2021 год	9,683	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
12.	Правительство Республики Саха (Якутия)	ПС 220 кВ Сунтар	Создание устройств ПА с функциями: - ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241); - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар	2021 год	9,684	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
13.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ КС-1	Создание устройств ПА с функциями: - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13; - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12	2021 год	9,684	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
14.	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание устройств ПА с функциями: - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная №1; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная №2; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241); - ФОЛ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №1 с отпайкой на ПС Чернышевская; - ФОЛ ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №2 с отпайкой на ПС Чернышевская; - ФОСП 1 С 220; - ФОСП 2 С 220	2021 год	33,894	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
15.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Городская	Создание устройств ПА с функциями: - ФОЛ на ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь	2021 год	19,368	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
16.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-12	Создание устройств ПА с функциями: - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь	2021 год	14,526	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
17.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Олекминск	Создание устройств ПА с функциями: - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар ; - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13	2021 год	9,684	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
						допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
18.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-13	Создание устройств ПА с функциями: - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13; - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13	2021 год	9,684	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
19.	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание устройства телемеханики (УТМ) для ПА	2021 год	6,087	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
20.	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Установка датчика мощности (ДМ) на: - ВЛ 220 кВ Районная – Сунгар (Л-241); - ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №1 с отпайкой на ПС Чернышевская; - ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №2 с отпайкой на ПС Чернышевская; - ВЛ 220 кВ Городская – Районная №1; - ВЛ 220 кВ Городская – Районная №2	2021 год	0,350	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
21.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-12	Создание устройства телемеханики (УТМ) для ПА	2021 год	6,087	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
22.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-12	Установка датчика мощности (ДМ) на ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1	2021 год	0,070	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
23.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Городская	Создание устройства телемеханики (УТМ) для ПА	2021 год	6,087	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
24.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ Олекминск	Создание устройства телемеханики (УТМ) для ПА	2021 год	6,087	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
25.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ КС-1	Создание устройства телемеханики (УТМ) для ПА	2021 год	6,087	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
26.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ НПС-13	Создание устройства телемеханики (УТМ) для ПА	2021 год	6,087	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
27.	Правительство Республики Саха (Якутия)	ПС 220 кВ Сунтар	Создание устройства телемеханики (УТМ) для ПА	2021 год	6,087	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт.
28.	ПАО «Якутскэнерго»	Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА: -УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №1 с отпайкой на ПС Чернышевская; -УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №2 с отпайкой на ПС Чернышевская	2021 год	6,466	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 35 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт.
29.	ПАО «Якутскэнерго»	Каскад Вилюйских ГЭС	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА:	2021 год	6,466	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск.

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
		1, 2	- УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203); - УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208);			
30.	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ Айхал	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА: - УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-203); - УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Айхал (Л-204, Л-208); - УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205); - УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207)	2021 год	12,932	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск.
31.	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ ГПП-6	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА: - УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-205); - УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 (Л-207)	2021 год	6,466	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск.
32.	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА: - УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №1 с отпайкой на ПС Чернышевская ; - УПАСК ВЛ 220 кВ КВГЭС – Районная №2 с отпайкой на ПС Чернышевская	2021 год	6,466	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 35 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт.
33.	ООО «ЯЭСК»	ПС 220 кВ Районная	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА: - УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241); - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная №1	2021 год	6,466	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 35 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт.
34.	Правительство Республики Саха	ПС 220 кВ Сунтар	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА:	2021 год	5,105	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
	(Якутия)		- УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар (Л-241); -УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар			схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 35 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт.
35.	ПАО «ФСК ЕЭС»	ПС 220 кВ КС-1	Создание каналов связи для ПА и устройств ПА: - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13; - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12	2021 год	6,466	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 35 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт.
36.	ПАО «Якутскэнерго»	Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2	Создание устройства ПА с функцией отключения генераторов (УОГ)	2021 год	0,886	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 1СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 57 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 57 МВт. В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2СШ-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 35 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт.
37.	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ Айхал	Создание устройства ПА с функцией отключения нагрузки (УОН)	2021 год	0,886	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск.
38.	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 220 кВ ГПП-6	Создание устройства ПА с функцией отключения нагрузки (УОН)	2021 год	0,886	Отсутствие возможности реализации управляющих воздействий устройства АРПМ ПС 220 кВ Олекминск.

№ п/п	Субъект электроэнергетики	Энергообъект	Мероприятие	Срок реализации	Стоимость строительства, млн руб.	Риски неисполнения
39.	ПАО «Якутскэнерго»	ПС 110 кВ Табага	Создание устройств ПА с функциями АОПО КВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цепь	2021 год	6,276	В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов для зимнего режима максимальных нагрузок при температуре ОЗМ в схеме ремонта 2СП-220 ПС 220 кВ Районная переток активной мощности в контролируемом сечении «Районная - Олекминск» превышает МДП на 16 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 16 МВт.
40.	ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС Новая	Создание устройства ПА с функцией отключения генераторов (УОГ)	2021 год	0,886	Невозможность реализации управляющих воздействий от устройства АОПО КВЛ 110 кВ Майя – Табага I, II цепь на ПС 110 кВ Табага
41.	АО «ДГК»	Нерюнгринская ГРЭС	Модернизация АОПЧ на Нерюнгринской ГРЭС*	2023 год	-	-

* в соответствии с решениями протокола совещания у Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 28.01.2021 г. № НШ-21 пр

3.12.4 Перечень мероприятий по реализации основных фондов сетевых организаций с учетом их технического состояния (в соответствии с предложениями сетевых организаций)

В таблице 3.12.4.1 приведен перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 – 110 кВ Южно-Якутского района электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) по информации АО «ДРСК», в таблице 3.12.4.2 – перечень мероприятий по развитию электрической сети 0,4 – 10 кВ.

В таблице 3.12.4.3 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 3.12.4.1 – 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 Промзона – Левобережная (Л-25) г. Томмот с заменой провода и опор протяженностью 3,297 км	1 цепь, 3,297 км АС-95	1 цепь, 3,297 км АС-120	2021	АО «ДРСК»	55,40	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 г. Приложение 3.12.1
2	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»	31,13	Акт №4 «Обследование технического состояния объекта ПС 35 кВ МПС». Приложение к указанию от 16.06.2017 г. №40. Приложение 3.12.2

№ 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				
3	Сооружение ПС 35 кВ Акин (2х1,6 МВА) с ответвительной ЛЭП 35 кВ от ВЛ 35 кВ Томмот – Безьямка	0	3,2 МВА	2022	Эльконский ГМК АО	-	Договор №2020\Ю 612 от 06.10.20 об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям Приложение 3.12.3
4	Модернизация ВЛ 110 кВ ТДЭС – 24 км с установкой РП 35 кВ - 1 шт., демонтажом ВЛ 110 кВ ТДЭС - 24 км протяженностью 20 км, отпайки от ВЛ 220 кВ Л-205 – ТДЭС протяженностью 9,6 км, ВЛ 35 кВ Алексеевск-ТДЭС протяженностью 1,3 км, демонтажом оборудования ПС 110 кВ ТДЭС, ПС 110 кВ 24 км	110 кВ 20 км АС-120	0	2023	АО «ДРСК»	29,7	Акт №9 «Обследование технического состояния объекта Томмотского узла в связи с переводом эл. снабжения на 35 кВ от ПС 220 кВ Томмот». Приложение к указанию от 16.06.2017 г. №40. Приложение 3.12.4
5	Модернизация ВЛ 35 кВ Алексеевск – Укулан с установкой реклоузера 35 кВ - 1 шт., разъединителей 35 кВ - 2 шт., монтажом ВОЛС протяженностью 0,1 км	-	1 шт	2023	АО «ДРСК»	11,94	Договор № 418/163/ТП-МЗ об осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств суммарной присоединяемой мощностью превышающей 750 кВА от 08.11.2012 г. Приложение 3.12.1
6	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Алдан трансформаторной мощностью 32 МВА на 50 МВА	32 МВА	50 МВА	2024	АО «ДРСК»	639,44	Акт №5 «Обследование технического состояния объекта ПС 110 кВ Алдан». Приложение к указанию от 16.06.2017 г. №40. Приложение 3.12.5. Раздел 3.2.2
7	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	2025	АО «ДРСК»	222,17	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. Приложение 3.12.6.

Таблица 3.12.4.2 – 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	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2025	25,64 км; 0,15 МВА
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2025	4,64 км; 0,7 МВА
Строительство ВЛ-0,4 кВ г.Алдан протяженностью 0,063 км (ООО "Кинг-95")	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021	0,063 км
Строительство распределительных сетей 6 кВ в г.Алдане для заявителя Фонд поддержки социальных инициатив Газпрома (КТП-6/0,4 кВ мощностью 2*1000 кВА - 1 шт., двухцепная ВЛ-6 кВ протяженностью 0,152 км, линейный разъединитель - 2 шт.)	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	-
Строительство ВЛ-6 кВ г.Алдан протяженностью 0,035 км с установкой линейного разъединителя - 1 шт., прибора учета - 1 шт. (АО "Золото Селигдара")	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	0,35 км
Монтаж прибора коммерческого учета эл. энергии для заявителя АО "Эльконский ГМК", 1 шт.	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021-2022	1 шт.
Монтаж прибора учета для заявителя ООО "Альфа Кондор", 1 шт.	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021	1 шт.
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф. Комарова 10В г.Алдан с установкой ж/б укоса - 1 шт., монтажом провода СИП протяженностью 0,151 км, установкой выключателя 0,4 кВ в ТП 6/0,4 № 60 - 1 шт. (ООО "Кинг-95")	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021	0,151 км
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф.пер. Заводской 15 г.Алдан с установкой опоры - 1 шт., монтажом провода СИП протяженностью 0,271 км, установкой выключателя 0,4 кВ в ТП 6/0,4 кВ № 1 - 1 шт. (ООО "СтройДорСервис")	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021	0,271 км
Реконструкция ВЛ-6 кВ ф.Алдан-2, Хлебозавод г.Алдан с заменой деревянных опор - 2 шт. (Фонд поддержки социальных инициатив Газпрома)	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2022	-
Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ г.Алдан для заявителя ООО "Альфа Кондор" (монтаж провода СИП - 120 м, установка автомата в ТП-62 - 1 шт.)	Для обеспечения технологического присоединения	Алданский район	2021	0,12 км
Замена трансформаторной подстанции № 4С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,4 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 5С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,4 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 8С КТП-400 кВА на КТП-400 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,4 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 9С КТП-2х250 кВА на КТП-2х250 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,5 МВА
Замена трансформаторной подстанции № 7С КТП-630 кВА на КТП-630 кВА в	Повышение надежности	Алданский район	2017-2025	0,63 МВА

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
г.Алдан	электроснабжения потребителей			
Замена трансформаторной подстанции № 7/1С КТП-250 кВА на КТП-250 кВА в г.Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,25 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 1 шт., КТП-250/6/0,4 в количестве 1 шт., КТП 400/6/0,4 в количестве 3 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.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2010-2023	-
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 протяженностью 12,767 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2010-2023	12,767 км
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ г.Алдан для улучшения качества электроэнергии, замена провода АС на СИП, протяженность 2,019 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2018-2022	2,019 км
Переустройство ВЛ 35 кВ Канавное - Якокит с выносом участка 11,2 км, подвеской грозотроса 3,03 км и установкой реклоузера 1 шт. (Заявитель АО "Полос Алдана")	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2021-2022	-
Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ п.Ленинский с заменой КТП 6/0,4 кВ - 7 шт., заменой деревянных опор и неизолированного провода-23 км (замена КТП 630 кВА - 3 шт., КТП 400 кВА - 2 шт., КТП 250 кВА - 2 шт., реконструкция ВЛ-6 кВ - 3 км, реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 20 км)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-
Реконструкция распределительных сетей 6/0,4 кВ г. Алдан с заменой КТП 6/0,4 кВ - 7 шт., заменой деревянных опор и неизолированного провода-6,19 км (замена КТП 630 кВА - 2 шт., КТП 400 кВА - 4 шт., КТП 2*400 кВА - 1 шт., реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 6,19 км)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-
Реконструкция распределительных сетей ВЛ-6/0,4 кВ п.Лебединый с заменой ЗТП-3 на КТП блочного типа 2*400/6/0,4 кВ - 1 шт., заменой деревянных опор на ж/б, неизолированного провода на СИП протяженностью 3,1 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2026	-
Реконструкция КЛ-6 кВ от ЗРУ-6 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах с установкой металлических опор и монтажом СИП протяженностью 1,45 км, установкой реклоузера- 1 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2025-2027	-
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	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2010-2023	29,95 км
Реконструкция ВЛ-6 кВ м-на Солнечный г.Алдан с заменой провода и опор - 13,5 км, монтажом ВОЛС протяженностью 8 км	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	-
Техническое перевооружение ВЛ-0,4 кВ ф.МПС от ПС № 7 МПС с заменой	Повышение надежности	Алданский район	2017-2025	10 км

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
провода и опор - 10 км	электроснабжения потребителей			
Установка (замена) приборов учета в количестве 643 единицы при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	643 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 1196 единицы при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	1196 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 579 единицы при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2026	579 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 2101 единицы при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (0,4 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2026	2101 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 27 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (6 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2020-2023	27 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 11 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (6 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2026	11 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 52 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) (110 кВ)	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	52 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 30 единиц при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) по филиалу АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» 110 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	30 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 34 единиц при отсутствии, истечении срока эксплуатации или истечении интервала между поверками (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) 110кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024	34 шт
Установка (замена) приборов учета в количестве 30 единиц при выходе их из строя (Федеральный закон от 27.12.2018 № 522-ФЗ) по филиалу АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» 110 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2026	30 шт
Монтаж и наладка 51 комплекта автоматизации для включения приборов учета в интеллектуальную систему сбора и передачи данных на уровне напряжения 0,4 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	51 шт
Монтаж и наладка 90 комплектов автоматизации для включения приборов учета в интеллектуальную систему сбора и передачи данных на уровне напряжения 0,4 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024-2026	90 шт
Включение приборов учета в систему сбора и передачи данных (интеллектуальную систему учета электрической энергии) в количестве 21 единицы на уровне напряжения 6 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2021-2023	21 шт
Включение приборов учета в систему сбора и передачи данных (интеллектуальную систему учета электрической энергии) в количестве 11 единиц на уровне напряжения 6 кВ	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район, Нерюнгринский район	2024	11 шт
Установка трансформаторной подстанции № 10Сн КТП-400/6/0,4 в г.Алдан	Повышение надежности	Алданский район	2017-2024	0,4 МВА

Наименование инвестиционного проекта (группы инвестиционных проектов)	Обоснование необходимости реализации	Территориальное расположение объектов, на которых планируется реализация мероприятия	Предполагаемый срок реализации	Физические объемы строительства (реконструкции), (МВА, км)
	электроснабжения потребителей			
Установка трансформаторной подстанции № 11Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2024	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 12Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 13Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 14Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 15Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 16Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,4 МВА
Установка трансформаторной подстанции № 17Сн КТП-400/6/0,4 в г. Алдан	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2017-2025	0,4 МВА
Строительство распределительных сетей 6 кВ п. Ленинский протяженностью 3 км и установкой КТП 6/0,4 кВ 400 кВА - 6 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-
Строительство распределительных сетей 6 кВ г. Алдан протяженностью 1,05 км и установкой КТП 6/0,4 кВ 400 кВА - 3 шт., КТП 160 кВА - 1 шт.	Повышение надежности электроснабжения потребителей	Алданский район	2024-2027	-

Таблица 3.12.4.3 – 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 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»	60,2	Отчет об оценке технического состояния от 27.12.2017 Приложение 3.12.7
2	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10 кВ Нижний Бестях (установка дугогасящих реакторов на 35 кВ)	-	ДГР 2x700 квар	2021	ПАО «Якутскэнерго»	18,40	Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018 Приложение 3.12.8
3	Реконструкция подстанции 110/10 кВ Мурья (открытое распределительное устройство 35 кВ, в т.ч. ячейки с коммутационной аппаратурой)	-	РГПЗ СЭЩ-2-Щ-35-1000, ВВСТ-35-1-1600А	2021	ПАО «Якутскэнерго»	32,94	Акт технического состояния электрооборудования ПС 110/35/10 кВ «Мурья» от 23.09.2013 Приложение 3.12.9
4	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Сунтар-2 (монтаж ячейки 35 кВ)	-	1 ячейка 35 кВ	2021	ПАО «Якутскэнерго»	28,80	Акт обследования технического состояния от 12.06.2016. Приложение 3.12.10
5	Реконструкция перехода линии Л- 35-1К Хандыга-Крест-Хальджай через р. Томпо (установка повышенной)	1,2 км (деревянные)	1,2 км (металлическ	2021	ПАО «Якутскэнерго»	35,20	Отчет об оценке технического состояния от 16.01.2018. Приложение 3.12.11

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		До	После				
	металлической опоры на новом месте из-за изменения русла реки)	опоры)	ие опоры)				
6	Реконструкция маслонаполненных вводов ГБМЛП-100 на высоковольтные ввода типа ГКЛП на Якутской ГРЭС (замена 7 компл.)	ГБМЛП	ГКЛП	2021	ПАО «Якутскэнерго»	12,10	Акт технического освидетельствования маслонаполненных вводов № 1214 от 04.08.2015 Приложение 3.12.12
7	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	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	7,01	Требования АО «СО ЕЭС» (заключение к проекту ИПР ПАО "Якутскэнерго" на 2019-2023 и корректировки ИПР на 2016-2018 № В32-ПЗ-19-5918 от 28.05.2018), Письмо № Р66-61-IV-19-838 от 16.05.2019 АО «СО ЕЭС» «О предоставлении информации по АРЧ КВГЭС», Протокол ИК № ИК-16 от 16.08.2019 Приложение 3.12.22
8	Проведение проектно-исследовательских работ для объекта «Реконструкция воздушных линий 220 кВ Айхал-Удачный Л-205, Л-206 с переводом в двухцепную ВЛ на металлических опорах от ПС Айхал до ПС ГПП-6»	две одноцепные 76,36 км (деревянные опоры)	двухцепная 76,36 км (металлические опоры)	2021	ПАО «Якутскэнерго»	12,02	Протокол совещания у министра энергетики РФ №ЧА-350пр от 08.10.2019 Заключение о работе комиссии по мониторингу тех состояния основного технологического оборудования, обеспечивающего электроснабжение рудника «Удачный» УГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) от 25.07.2019 Приложение 3.12.23
9	Проведение проектно-исследовательских работ для реконструкции КТПБ 35/6 кВ, мощностью 6300 кВА в п.Хандыга	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	6,7	Акт оценки технического состояния от 16.01.2018 Приложение 3.12.24
10	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-Кель» от 15.09.2014. Приложение 3.12.13
11	Реконструкция подстанции 35/6 кВ Бриндакит (замена трансформатора, ОРУ 35 кВ, ОПУ) (1 МВА)	1 МВА	1,6 МВА	2021	ПАО «Якутскэнерго»	66,79	Акт об оценке технического состояния от 16.01.2017. Приложение 3.12.14
12	Реконструкция подстанции 220/110/35/6 кВ Сунгар (монтаж дополнительной линейной ячейки 35 кВ на ОРУ 35 кВ) в рамках проекта «Строительство подстанции 35/10 кВ Сунгар-3»	-	1 ячейка 35 кВ	2021	ПАО «Якутскэнерго»	5,91	Акт технического состояния оборудования ПС Сунгар-2 от 12.06.2016. Приложение 3.12.15
13	Реконструкция масляных выключателей ММО и HLD на элегазовые ВГТ-110 на Якутской ГРЭС (замена 9 шт.)	ММО, HLD	ВГТ-110	2021	ПАО «Якутскэнерго»	38,55	Акт-заключение № 2 по результатам технического освидетельствования электрооборудования от 27.08.2015. Приложение 3.12.16
14	Установка выключателя на ОРУ ПС 220 кВ «ГПП-5» (1 шт.)	-	ВЭБ-220	2021	ПАО «Якутскэнерго»	95,32	Протокол совещания у министра энергетики РФ №ЧА-350пр от 08.10.2019 Заключение о работе комиссии по мониторингу тех состояния основного технологического оборудования, обеспечивающего электроснабжение рудника «Удачный» УГОК АК

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		До	После				
							«АЛРОСА» (ПАО) от 25.07.2019 г. Приложение 3.12.23
15	Установка выключателя на ОРУ ПС 220 кВ «ГПП-6» (1 шт.)	-	ВЭБ-220	2021	ПАО «Якутскэнерго»	45,81	Протокол совещания у министра энергетики РФ №ЧА-350пр от 08.10.2019 Заключение о работе комиссии по мониторингу тех состояния основного технологического оборудования, обеспечивающего электроснабжение рудника «Удачный» УГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) от 25.07.2019. Приложение 3.12.23
16	Проектно-изыскательские работы для реконструкция перехода через реку Восточная Хандыга ВЛ 110 кВ Л-112 «Чурапча-Хандыга» и Л-118 «Хандыга-Джебарики Хая»	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	5,13	Технический отчет от декабря 2019 г. «Оценка технического состояния и установление причин деформаций фундаментов анкерных опор №952, 955 перехода ВЛ 110 кВ Л-112;118 через р.Восточная Хандыга». Фото. Акт технического освидетельствования от 09.12.2019. Приложение 3.12.25
17	Модернизация системы обмена технологической информацией КВГЭС с автоматизированной системой АО «СО ЭЭС» (СОТИАССО КВГЭС) с ПИР (1 компл)	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	107,89	Постановление Правительства РФ от 8 декабря 2018 г. № 1496 «О вопросах присоединения Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) к Единой энергетической системе России». Приказ ПАО «РусГидро» «О выполнении требований правил оптового рынка к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой АО «СО ЭЭС» № 683 от 21.08.2019 Приложение 3.12.26
18	Модернизация системы обмена технологической информацией ЯГРЭС с автоматизированной системой АО «СО ЭЭС» (СОТИАССО ЯГРЭС) (1 компл.)	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	31,59	Постановление Правительства РФ от 8 декабря 2018 г. № 1496 «О вопросах присоединения Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) к Единой энергетической системе России». Приказ ПАО «РусГидро» «О выполнении требований правил оптового рынка к информационному обмену технологической информацией с автоматизированной системой АО «СО ЭЭС» № 683 от 21.08.2019. Приложение 3.12.26
19	Проведение проектно - изыскательских работ для строительства воздушной линии 110 кВ Сунтар - Нюрба (151 км)	-	-	2021	ПАО «Якутскэнерго»	68,60	Раздел 3.2.2.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		До	После				
20	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-240	5,128 км, АС-240	2022	ПАО «Якутскэнерго»	136,55	Акт технического состояния оборудования п/ст Фабрика №3 от 07.09.2013; Акт технического освидетельствования электрооборудования ОРУ-220 кВ ПС «Фабрика-3» Присоединений: трансформатор 1АТ, трансформатор 2АТ от 14.09.2013; Отчеты об оценке технического состояния от 27.12.2017. Приложение 3.12.17
21	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	2022	ПАО «Якутскэнерго»	43,80	
22	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 х 60 МВА на ТДН 110/6 кВ х 16 МВА с уменьшением мощности; реконструкция первой секции шин ОРУ 110 кВ - 1 компл.)	60 МВА	16 МВА	2022	ПАО «Якутскэнерго»	80,82	
23	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	2022	ПАО «Якутскэнерго»	184,33	
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.)	-	-	2022	ПАО «Якутскэнерго»	10,22	
25	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»	31,14	
26	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»	7,38	
27	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»	3,23	
28	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»	10,27	

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики		Срок реализации	Организация, ответственная за реализацию проекта	Стоимость строительства, млн руб. с НДС	Обоснование необходимости строительства
		До	После				
29	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 Мирный) (1 компл.)	-	1 ячейка 110 кВ	2022	ПАО «Якутскэнерго»	32,91	Акт обследования технического состояния от 07.08.2013 Приложение 3.12.18
30	Модернизация дифференциальной защиты шин 110 кВ и устройства резервирования при отказе выключателей 110 кВ на ЯГРЭС	-		2022	ПАО «Якутскэнерго»	31,26	Приведение в соответствие пункту 151 правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства российской Федерации от 13.08.2018
31	Строительство подстанции 35/10 кВ Сунтар-3 с сооружением ОРУ 35 кВ, здания ЗРУ-10 кВ, ячейки комплектной наружной установки ЯКНО-6У1В-В-9, установкой 2-х силовых двухобмоточных трансформаторов 35/10 кВ 2х 16000 кВА (32 МВА) и одного согласующего трансформатора 10/6 кВ 1х4000 кВА	-	32 МВА, 10,60 км	2023	ПАО «Якутскэнерго»	326,78	Акт технического состояния оборудования ПС Сунтар-2 от 12.06.2016 Приложение 3.12.15
32	Реконструкция одноцепной воздушной линии 35 кВ с заменой на двухцепную воздушную линию 35 кВ Сунтар - Сунтар-3 на участке от ОРУ 35 кВ ПС 220/110/35/6 кВ Сунтар до ПС 35/6 кВ Сунтар-2 (10,7 км) в рамках реализации проекта «Строительство ПС 35/10 кВ Сунтар-3»	одноцепная 10,7 км	двухцепная 10,7 км	2023	ПАО «Якутскэнерго»	141,12	Акт технического состояния оборудования ПС Сунтар-2 от 12.06.2016 Приложение 3.12.15
33	Строительство подстанции 35/10 кВ Южная Нюя с воздушной линией 10 кВ с разработкой проектной документации	-	1,6 МВА, 2,0 км	2023	ПАО «Якутскэнерго»	77,04	Протокол №4 технического совещания по вопросу строительства ПС 35/10 кВ «Южная Нюя». Приложение 3.12.19
34	Реконструкция перехода ВЛ-35 кВ «Онхой-Верхневиллойск» через р. Виллой (1,5 км)	1,5 км (деревянные опоры), АС-50	1,5 км (металлические опоры), АС-50	2023	ПАО «Якутскэнерго»	39,91	Акт оценки технического состояния от 28.12.2018. Приложение 3.12.27
35	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»	242,44	Акт обследования технического состояния от 07.08.2013. Приложение 3.12.18
36	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. Приложение 3.12.20
37	Модернизация оборудования подстанции-110/35/10кВ, Табага (Замена выключателей ВМТ на вакуумные) (8 шт.)	ВМТ-110	ВВП-110, ВРС-110	2024	ПАО «Якутскэнерго»	44,38	Акт осмотра от 06.06.2016. Приложение 3.12.21

Таблица 3.12.4.4 – 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 ЗРУ 10 кВ ПС 220 кВ Районная	0	4 ячейки 10 кВ	2021	ООО «ЯЭСК»	20,37	ТУ на ТП ООО «Аэропорт «Мирный»

Таблица 3.12.4.5 – 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	
				2021	2022	2023	2024	2025		Итого
<i>Объекты 6 кВ</i>										
1	Строительство блочно-модульного ЗРУ-6 кВ №1, №2 в п. Тикси Булунского улуса	Вакуумные выключатели ВВ/ТВЛ 5 шт.	2021	71,36					71,36	Согласно заключению технического обследования №ДО-1162-06-19 от 26.06.2019. Дальнейшая эксплуатация неприемлема, так как конструкции находятся в аварийном состоянии и имеют опасность обрушения стеного 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				8,33	30,59	38,92	"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" №212/331р от 15.12.17. Существующая линия имеет габариты исполнения 110 кВ в деревянном исполнении без применения изоляции ("голый провод"), имеет предельный износ (периодически происходят перебои, обрывы, аварии). Подлежит реконструкции согласно акту №125 от 13.03.17 и по нормативам сроков службы оборудования производственной эксплуатации технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования ЗАО "Энергосервис" 1999г. Новая линия строится по габаритам 6кВ. В результате лесных пожаров между п.Депутатский и

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Инвестиции, без НДС, млн руб						Обоснование необходимости реализации проекта
				2021	2022	2023	2024	2025	Итого	
										с. Уянди в августе 2019г., сгорели и упали 10 опор линий электропередачи, повреждены 29, что повлекло аварийное отключение электроснабжения в с. Уянди (возбуждено уголовное дело - постановление №11902980015032005 от 13.09.2019). Электроснабжение в с. Уянди в настоящее время подается с резервной ДЭС."
<i>Итого по 6 кВ</i>				71,36	0,0	0,00	8,33	30,59	110,28	
<i>Объекты 10 кВ</i>										
4	Реконструкция перехода ВЛ-10кВ через р. Мома Хонуу - Соболох - 6 км Момского улуса	6 км	2022	17,66	17,66				35,32	Воздушный переход имеет предельный износ, подлежит реконструкции согласно акту № 96 от 05.10.16, Правила 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.
<i>Итого по 10 кВ</i>				17,66	17,66	0,00	0,00	0,00	35,32	
<i>Объекты 35 кВ</i>										
6	Строительство ВЛ3-35 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) №247-П/9/1 от 30.07.2013 "Строительство линии электропередачи ВЛ-35кВ "Тикси-Тикси-3" для закрытия ДЭС в п. Тикси-3". Письмо МинЖКХиЭ РС(Я) №10-3237/09 от 19.05.2015 о необходимости включения в перечень мероприятий ИПР 2016-2018 гг. 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 №2515 от 23.04.2018.
<i>Итого по 35 кВ</i>				0,00	0,00	54,14	0,00	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.
