



У К А З

ГУБЕРНАТОРА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

от 29 апреля 2021 г. № 24

г. Южно-Сахалинск

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 - 2025 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», а также с целью обеспечения надежного функционирования электроэнергетики Сахалинской области в долгосрочной перспективе **п о с т а н о в л я ю :**

1. Утвердить Схему и Программу развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 - 2025 годы (прилагаются).

2. Признать утратившим силу указ Губернатора Сахалинской области от 30.04.2020 № 37 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2020 - 2024 годы».

3. Опубликовать настоящий указ в газете «Губернские ведомости», на официальном сайте Губернатора и Правительства Сахалинской области, на «Официальном интернет-портале правовой информации».

Губернатор
Сахалинской области



В.И.Лимаренко

УТВЕРЖДЕНЫ

указом Губернатора
Сахалинской области

от 29 апреля 2021 г. № 24

СХЕМА И ПРОГРАММА

развития электроэнергетики Сахалинской области на 2021 – 2025 годы

ВВЕДЕНИЕ

Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области (далее – Схема и программа) определяет основные цели и направления формирования предложений по скоординированному развитию электросетевых объектов и генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей устойчивое социально-экономическое развитие региона.

Схема и программа разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, с учётом следующих документов:

- постановления Правительства Сахалинской области от 24.12.2019 № 618 «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года»;

- Плана социального развития центров экономического роста Сахалинской области, утверждённого распоряжением Правительства Сахалинской области от 25.06.2018 № 347-р;

- Схемы и Программы развития электроэнергетики Сахалинской области на 2020 - 2024 годы, утверждённых указом Губернатора Сахалинской области от 30.04.2020 № 37;

- Схемы территориального планирования Сахалинской области, утверждённой постановлением Правительства Сахалинской области от 27.07.2012 № 377.

В рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетики Сахалинской области выполнены:

- анализ функционирования электростанций и электрических сетей 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области за период 2016 - 2020 годов;

- прогноз развития электрогенерирующего комплекса и балансовой ситуации по электроэнергии и мощности территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2021 - 2025 годов;
- расчёт электроэнергетических режимов и анализ загрузки центров питания 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области на 2025 год.

На основании выполненных расчетов и анализа полученных результатов: разработаны рекомендации по формированию и развитию электрической сети 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области; разработаны мероприятия по ликвидации выявленных проблем функционирования энергосистемы.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Сахалинская область расположена на Дальнем Востоке Российской Федерации, у восточных берегов Евразийского материка в переходной зоне от континента к Тихому океану. Граничит с Камчатским, Хабаровским и Приморским краями, на юге - с Японией. Как субъект Российской Федерации Сахалинская область входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Общая площадь территории Сахалинской области составляет 87,1 тыс. км². Численность населения на 01.01.2020 составляет¹ 488 257 чел. и по сравнению с аналогичной датой 2019 года снизилась на 1,38 тыс. человек (на 0,28%). Плотность населения на 01.01.2020 составляет 5,61 чел./км². Динамика изменения численности населения носила переменный характер. В период с 01.01.2016 по 01.01.2020 численность населения увеличилась на 964 человека (таблица 1.1).

Таблица 1.1.
Динамика изменения численности населения Сахалинской области

Сахалинская область		на 01.01.2016	на 01.01.2017	на 01.01.2018	на 01.01.2019	на 01.01.2020
Все население, чел.		487 293	487 344	490 181	489 638	488 257
Городское население	чел.	397429	398782	402043	402519	402063
	%	81,6	81,8	82,0	82,2	82,3
Сельское население	чел.	89864	88562	88138	87119	86194
	%	18,4	18,2	18,0	17,8	17,7

Сахалинская область – единственный в стране островной регион, расположенный на 87 островах и включающий в себя остров Сахалин с прилегающими к нему территориями островов Уш, Зенковича, Монерон, Тюлений и две гряды Курильских островов (Большой и Малой). Административная карта Сахалинской области приведена на рисунке 1.1.

В настоящее время согласно Закону Сахалинской области от 21.07.2004 № 524 «О границах и статусе муниципальных образований в Сахалинской

¹ По данным Росстата

области» на территории Сахалинской области расположено 18 муниципальных образований, перечень которых приведен в таблице 1.2.

Таблица 1.2.

Перечень муниципальных образований Сахалинской области

№	Муниципальное образование	Административный центр	Площадь, км ²	Население на 01.01.2020, чел.
Остров Сахалин				
1	городской округ «Александровск-Сахалинский район» Сахалинской области	г. Александровск-Сахалинский	4 777,4	10 650
2	«Анивский городской округ»	г. Анива	2 684,8	19 545
3	Городской округ «Долинский» Сахалинской области Российской Федерации	г. Долинск	2 441,6	23 987
4	«Корсаковский городской округ» сахалинской области	г. Корсаков	2 623,6	40 975
5	«Макаровский городской округ» Сахалинской области	г. Макаров	2 148,4	7 631
6	«Невельский городской округ»	г. Невельск	1 445,4	14 829
7	«Городской округ Ногликский»	п.г.т. Ноглики	11 294,8	11 971
8	городской округ «Охинский» Сахалинской области	г. Оха	14 816,0	21 827
9	Поронайский городской округ	г. Поронайск	7 284,3	21 592
10	городской округ «Смирныховский» Сахалинской области	п.г.т. Смирных	10 457,4	11 658
11	«Томаринский городской округ»	г. Томари	3 169,3	7 838
12	«Тымовский городской округ» Сахалинской области	п.г.т. Тымовское	6 312,7	14 039
13	Углегорский городской округ	г. Углегорск	3 965,5	17 125
14	«Холмский городской округ»	г. Холмск	2 279,0	3 5924
15	городской округ «Город Южно-Сахалинск»	г. Южно-Сахалинск	898,3	207 708
Курильские острова				
16	«Курильский городской округ»	г. Курильск	5 145,9	6 480
17	Северо-Курильский городской округ	г. Северо-Курильск	3 501,2	2 593
18	«Южно-Курильский городской округ»	п.г.т. Южно-Курильск	1 856,1	11 885

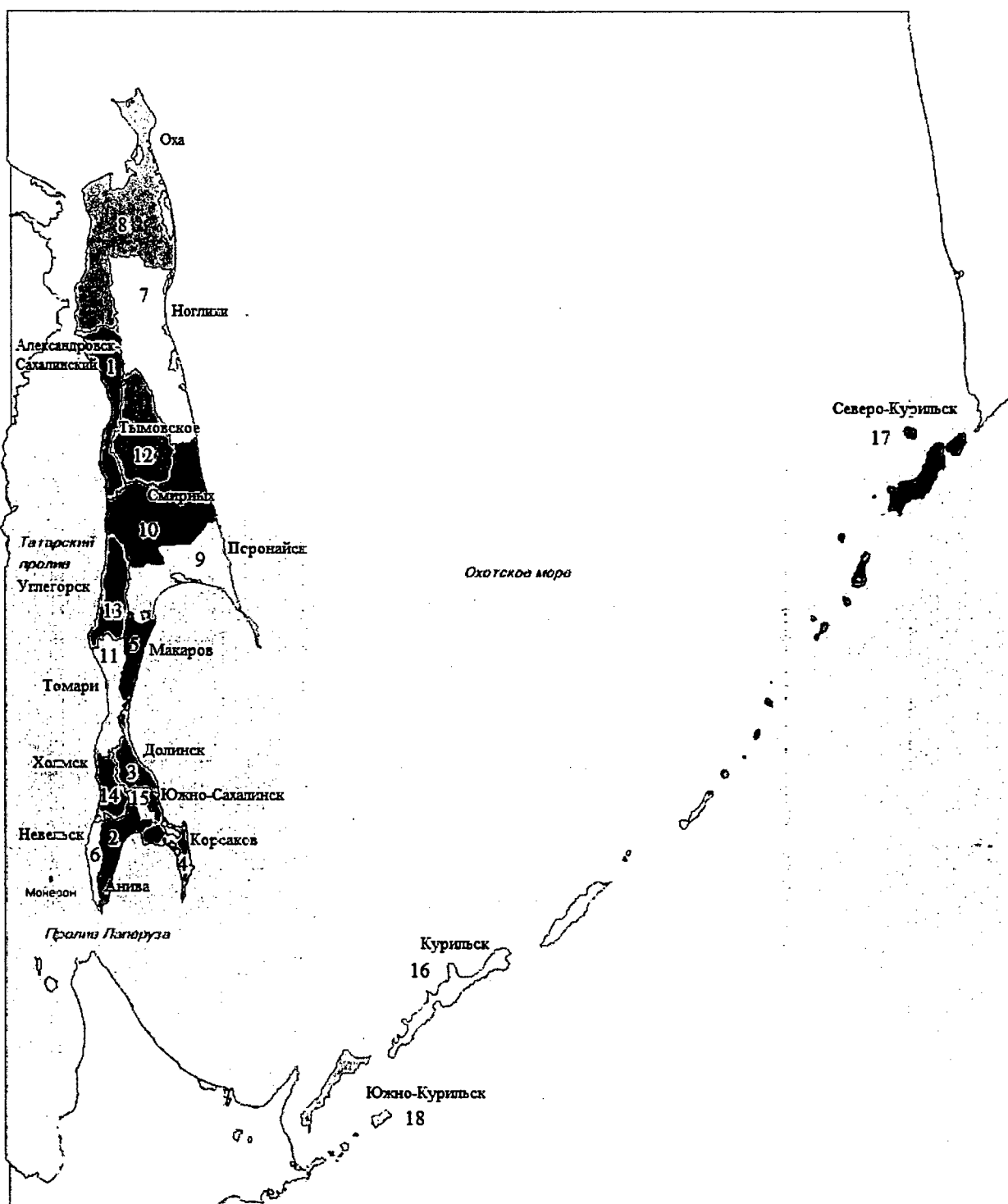


Рисунок 1.1. Административная карта Сахалинской области

Большая протяженность территории Сахалинской области предопределяет существенное разнообразие климатических условий. Основным климатообразующим фактором на Сахалине служат окружающие его Охотское и Японское моря. Их влияние выражается в смягчении зимних холодов, особенно в прибрежных районах, в обилии зимних осадков, делающих остров одним из наиболее многоснежных районов России, в муссонном характере ветров и очень высокой влажности воздуха.

Степень благоприятности климатических условий для хозяйственного освоения и проживания населения увеличивается по мере продвижения с севера на юг и с запада на восток острова.

Для Курильских островов зимой характерны интенсивные осадки и метели, особенно снежные заряды, сильно ухудшающие видимость. Летом – юго-восточные и южные течения с Тихого океана обуславливают более спокойную погоду с большой повторяемостью туманов (120 - 160 дней в год).

Продолжительность солнечного сияния в среднем за год колеблется по территории Сахалина от 1800 - 1900 часов – на юге, до 1500 - 1600 часов – на севере острова. Продолжительность солнечного сияния на Южных Курилах составляет 1500-1600 часов, на Северных Курилах – 1000-1200 часов. Продолжительность благоприятного периода летом составляет по острову от менее 10 дней на севере до 40 дней на юге.

Продолжительность дискомфорта зимой уменьшается по острову с 50 дней на севере до менее 10 дней на западном побережье.

Территория Севера Сахалина и Курильские острова отнесены к районам Крайнего Севера, остальная территория Сахалина – к районам, приравненным к районам Крайнего Севера.

Главная специфика природных условий Сахалинской области – высокая сейсмическая и вулканическая активность. В пределах области выделяют два сейсмоактивных региона – Сахалинский (интенсивность сотрясений по 12-бальной шкале MSK-64 составляет 8-9 баллов) и Курило-Охотский (интенсивность сотрясений по 12-бальной шкале MSK-64 составляет 9-10 баллов). На Курильских островах расположено 68 надводных вулканов, 37 из которых являются действующими.

Средняя температура января на Сахалине изменяется от -23°C на северо-западе и в глубине острова до -8°C на юго-востоке. Абсолютный минимум колеблется по территории в том же направлении от -49°C до -25°C. Средние температуры августа колеблются от +13°C на севере до +18°C на юге острова. Абсолютный максимум составляет от +30°C на севере до +39°C в Тымовской долине. На Курильских островах средняя температура января составляет 5,1°C, августа – +10,7°C. Абсолютный минимум изменяется от -19°C в центре до -27°C на юге, абсолютный максимум составляет +32°C.

Для зимнего периода характерно повышенные скорости ветра и преобладание северных и северо-западных ветров. Наибольшими скоростями ветра в январе отличаются северная оконечность острова и выделяющиеся в море участки суши (7-10 м/сек), на западном побережье средние скорости ветра 5-7 м/сек, на восточном побережье – 3-5 м/сек, в Тымовской долине 1,5-3,0 м/сек. В летний период преобладают юго-восточные и южные ветры, средние скорости ветра в августе по всему острову изменяются от 2 до 6 м/сек. На Курильских островах среднегодовая скорость ветра составляет на юге – 5,7 м/сек, на севере – 6,4 м/сек, на средних Курилах – 7,8 м/сек. Зимой средняя скорость ветра 8-12 м/сек. Зимой преобладают ветры северо-западных направлений, летом – южных и юго-восточных.

Сочетание температуры и скорости ветра в зимний сезон играет наибольшее значение, так как при сильном ветре резко увеличивается суровость погодных условий.

Годовая сумма осадков колеблется от 500-600 мм на севере до 800-900 мм в долинах и 1000-1200 мм в горных районах на юге. Количество осадков, выпадающих в теплый период, от 300 мм на севере до 600-650 мм в долинах и 800 мм на юге Сахалина. На Курильских островах выпадает за год 1100-1700 мм осадков с максимумом на о. Симушир. Треть осадков выпадает в холодный период, иногда в виде мощных снегопадов и мокрого снега. Характерны частые и длительные метели с мощными заносами.

Согласно ПУЭ (действующее издание) Сахалинская область соответствует следующим климатическим условиям: ветровой район IV-VII (36-49 м/с), гололедный район IV-VII (25-40 мм).

Запасы полезных ископаемых области разнообразны и по отдельным видам достаточно велики. Минерально-сырьевая база Сахалинской области включает 35 видов различных полезных ископаемых, из которых нефть, газ, каменный и бурый уголь, золото и серебро, строительные материалы, торф, пресные подземные воды имеют промышленное значение и разрабатываются. Кроме того, имеются россыпи титаномagnetитовых песков, минеральные и термальные воды, проявления ртути, рения, марганца, вольфрама, меди, свинца, цинка, хрома, талька, асбеста.

Ведущими отраслями промышленности в Сахалинской области являются нефтегазодобывающая отрасль, угольная отрасль, рыбопромышленный комплекс и энергетика. Доминирующее положение в экономике региона занимает нефтегазовый сектор, на долю которого приходится свыше 87% общего объема промышленного производства.

На Сахалине и прилегающем шельфе выявлено 82 месторождения углеводородов, в том числе 64 на суше и 18 на шельфе, из них в разработке находятся 30 месторождений на суше и 9 на шельфе.

В Сахалинской области реализуются международные проекты на основе соглашения о разделе продукции (СРП), это проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», которые обеспечивают основной объем добычи углеводородов – 89,2% добычи нефти и конденсата и 85,7% добычи газа.

Добываемые в рамках проекта «Сахалин-1» нефть и конденсат по магистральному нефтепроводу поступают на терминал в Де-Кастри и отгружаются на экспорт. Часть добываемого газа по трубопроводной системе Сахалин-Хабаровск-Владивосток поступает потребителям Хабаровского края.

Проект «Сахалин-2» – один из крупнейших интегрированных нефтегазовых проектов, в рамках которого действует первый в России завод по производству сжиженного природного газа (далее – СПГ). Здесь производится около 4 % мирового объема СПГ, основными покупателями которого являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В рамках проекта «Сахалин-3» работает дочернее общество ПАО «Газпром» - ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» на трёх участках: Кирином, Аяшском и Восточно-Одоптинском.

На территории острова Сахалин насчитывается 70 угольных месторождений. Разведанные с различной степенью детальности запасы угля Сахалинского бассейна составляют около 2,5 млрд тонн, а прогнозные ресурсы, определенные по комплексу геологических предпосылок, - 14,1 млрд тонн. Объем добываемого угля полностью обеспечивает потребности предприятий жилищно-коммунального комплекса, населения и объектов генерации электроэнергии. Основными предприятиями по добыче угля являются ООО «Солнцевский угольный разрез» (входит в ООО «Восточная горнорудная компания»), на которое приходится более 70% добываемого угля в области. Добычей угля также занимаются ООО «Горняк-1», ООО «Сахалинуголь-3», ООО «Бошняковский угольный разрез», ООО «Западная угольная компания», ООО «Мангидай», ООО «Север».

На территории Сахалинской области создано три ТОСЭР: «Горный воздух», «Южная» и «Курилы». Статус резидента ТОСЭР получили 36 инвесторов. Специализация ТОСЭР соответствует стратегическим направлениям развития экономики региона: туризм, спорт, сельское хозяйство и рыбопромышленный комплекс. На текущий момент резидентами ТОСЭР вложено более 19,2 млрд рублей, создано более 1036 рабочих мест. На территории двух муниципальных образований распространён режим «Свободный порт Владивосток»: Корсаковский и Углегорский городские округа. Статус резидента получили 42 инвестора. Вложено 7,3 млрд руб., создано 700 новых рабочих мест.

Транспортная инфраструктура Сахалинской области представлена воздушным, морским, железнодорожным, автомобильным и трубопроводным транспортом.

На территории области расположено 6 аэропортов, из них один аэропорт федерального значения (Южно-Сахалинск) и 5 аэропортов местного значения (Оха, Ноглики, Шахтерск, Южно-Курильск (Менделеево), Ясный (Итуруп). На Северных Курилах (о. Парамушир) есть вертодром, а на острове Шикотан вертолетная площадка.

Инфраструктура морского транспорта области включает в себя 8 морских портов и 11 морских терминалов, входящих в их границы, торговый флот и морскую железнодорожную переправу Ванино – Холмск, являющуюся основным видом морского сообщения острова с материком. Паромная переправа обеспечивает перевозку железнодорожных вагонов, автомобилей и пассажиров. Морские порты Холмск и Корсаков являются самыми крупными портами общего пользования в Сахалинской области с круглогодичной навигацией, специализируются на перевалке хозяйственных грузов.

Железнодорожный транспорт является основным видом магистрального транспорта, обеспечивающим межмуниципальные перевозки массовых грузов в регионе. Основной объем грузовых и пассажирских железнодорожных перевозок на острове обеспечивает Дальневосточная железная дорога - филиал открытого акционерного общества «Российские железные дороги» по Сахалинскому региону.

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

2.1. Общая характеристика энергосистемы. Информация по электросетевым, генерирующим и сбытовым компаниям

Территориальная энергосистема Сахалинской области работает изолированно от Единой национальной электрической системы России и делится на отдельные автономные энергорайоны на территории области:

- «Северный энергорайон»;
- «Центральный энергорайон»;
- изолированные энергорайоны на территориях Курильских островов и отдаленных населенных пунктов ряда муниципальных образований на о. Сахалин.

Изолированность Сахалинской области от Единой национальной энергетической системы России обуславливает повышенные требования к уровню эксплуатации энергетического оборудования и обеспечению надёжного и качественного обеспечения электроэнергией присоединенных потребителей.

Также в регионе имеется отдельная категория автономных энергоисточников производственных, технологических, собственных нужд ведомственных и коммерческих предприятий, в основном предприятий нефтегазового, рыбопромышленного секторов экономики.

«Северный энергорайон»

«Северный энергорайон» обеспечивает электроснабжение на территории Охинского района о. Сахалин (МО городской округ «Охинский»).

Выработку электроэнергии обеспечивает единственная электростанция – «Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»).

Транспортировкой электроэнергии занимаются следующие электросетевые организации:

- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»;
- ООО «Охинские электрические сети»;
- АО «Оборонэнерго».

Функции по сбыту электрической энергии осуществляет – «Энергосбыт» АО «Охинская ТЭЦ».

Системообразующая сеть «Северного энергорайона» сформирована на напряжении 35 кВ, распределительная на напряжении 0,4 - 6 кВ.

«Центральный энергорайон»

«Центральный энергорайон» обеспечивает электроснабжение южной и центральной части о. Сахалин. Перечень муниципальных образований, электрическая сеть которых относится к Центральному энергорайону, представлен в таблице 2.1.1.

Административное деление «Центрального энергорайона»

№ п/п	Наименование муниципального образования (МО)
1	МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»
2	МО «Анивский городской округ»
3	МО городской округ «Долинский»
4	МО Корсаковский городской округ
5	МО «Макаровский городской округ»
6	МО «Невельский городской округ»
7	МО «Городской округ Ногликский»
8	МО Поронайский городской округ
9	МО городской округ «Смирныховский»
10	МО «Томаринский городской округ»
11	МО «Тымовский городской округ»
12	МО Углегорский городской округ
13	МО «Холмский городской округ»
14	МО городской округ «Город Южно-Сахалинск»

Основным производителем электрической энергии в «Центральном энергорайоне» является ПАО «Сахалинэнерго» и АО «Ногликская газовая электрическая станция» (далее - АО «НГЭС»).

Установленная мощность «НГЭС» составляет 48,0 МВт, основным видом топлива для электростанции является природный газ. «НГЭС» функционирует в северной части острова и обеспечивает электроэнергией потребителей Ногликского, Александровск-Сахалинского и Тымовского районов.

ПАО «Сахалинэнерго» является крупнейшим производителем электрической энергии в Сахалинской области. В состав ПАО «Сахалинэнерго» входят следующие объекты генерации, расположенные в южной и центральной частях о. Сахалин:

- **«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»:** установленная мощность - 455,24 МВт. Основным топливом для электростанции является природный газ, резервным топливом для электростанции является бурый уголь, мазут. Также станция является основным поставщиком тепловой энергии для г. Южно-Сахалинска.

- **«Сахалинская ГРЭС»:** установленная мощность – 120,0 МВт. Основным топливом для электростанции является бурый уголь и мазут.

Также в составе энергосистемы работают 2 блок-станции (бывшие ТЭЦ ЦБЗ) с выдачей мощности в общую сеть только в отопительный период, принадлежащие МУП «Тепло» (г. Холмск) и МУП «Водоканал» (г. Томари). В связи с запуском новой котельной в г. Долинск, ТЭЦ в г. Долинск (ООО «Тепловик-1») в 2018 году выведена из эксплуатации.

Транспортировкой электроэнергии занимаются следующие электросетевые организации:

- ПАО «Сахалинэнерго» (филиал «Распределительные сети»);

- Дальневосточная дирекция по энергообеспечению – СП «Трансэнерго» – филиал ОАО «РЖД»;
- АО «Оборонэнерго»;
- ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»;
- МУП «Водоканал» на территории городского округа Ноглинский;
- МУП «Жилищная коммунальная служба»;
- МУП «Поронайская коммунальная компания - 1»;
- МУП «Электросервис»;
- АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»;
- МУП «Районные электрические сети» г. Корсакова;
- МУП МО «Холмский городской округ» «Горэлектросеть»;
- МУП «Невельские районные электрические сети».

Функции по сбыту электрической энергии осуществляют следующие сбытовые организации:

- ПАО «Сахалинэнерго» (филиал ПАО «ДЭК» «Сахалинэнергосбыт» является агентом по договору на выполнение функций по сбыту электрической энергии на территории зоны деятельности гарантирующего поставщика);

- «Энергосбыт» АО «НГЭС» (в МО «Городской округ «Ногликский»).

Системообразующие ЛЭП «Центрального энергорайона» сформированы на классе напряжения 35 - 220 кВ. Электрические сети напряжением 35 кВ и выше находятся в основном в эксплуатации у ПАО «Сахалинэнерго». Распределение электроэнергии потребителям осуществляется на напряжении 0,4 - 6 (10) кВ.

Изолированные энергорайоны

Приведенные ниже энергорайоны и энергоузлы имеют локальные системы производства электроэнергии – дизельные электростанции, мини ТЭЦ, мини ГЭС. Транспорт электроэнергии в данных энергорайонах и энергоузлах осуществляется в границах населенных пунктов, электрическая связь с основными энергорайонами области отсутствует.

Энергорайон «Киринского ГКМ»

ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в рамках проекта «Сахалин-3» ведет освоение «Киринского газоконденсатного месторождения» с применением подводного добычного комплекса, без надводных конструкций. Все функции по выработке и транспортировке электроэнергии на территории данного энергорайона осуществляет ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

Энергорайон «Ныш»

Данный энергорайон расположен на территории с. Ныш муниципального образования городской округ «Ноглинский». Источником тепла и электроэнергии является Мини ТЭЦ «Ныш». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Водоканал».

Энергорайон «Виахту»

Данный энергорайон расположен на территории с. Виахту и с. Трамбаус муниципального образования городской округ «Александровск-Сахалинский».

район». Источником электроэнергии является ДЭС «Виахту». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Транспорт».

Энергорайон «Хоз»

Данный энергорайон расположен на территории с. Хоз и с. Танги муниципального образования городской округ «Александровск-Сахалинский район». Источником электроэнергии является ДЭС «Хоз». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Транспорт».

«Первомайский энергорайон»

Данный энергорайон расположен на территории с. Первомайск муниципального образования городской округ «Смирныховский». Источником электроэнергии является ДЭС с. Первомайск. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «Энергетик».

Энергорайон «Сфера»

Данный энергорайон расположен на территории жилого района «Земляничные холмы» муниципального образования городской округ «Город Южно-Сахалинск». Источником тепла и электроэнергии является Мини ТЭЦ «Сфера». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «СахГЭК».

Выработка электроэнергии осуществляется на Мини ТЭЦ «Сфера», передача и распределение электроэнергии осуществляется по электрическим сетям 0,4 - 10 кВ.

Энергорайон «Сфера-2»

Данный энергорайон расположен на территории жилого района «Сфера» района Октябрьский муниципального образования городской округ «Город Южно-Сахалинск». Источником тепла и электроэнергии является Мини ТЭЦ «Сфера-2». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «СахГЭК». Имеется связь с электрическими сетями ПАО «Сахалинэнерго», нормально разомкнутая.

Энергорайон «Пихтовое»

Данный энергорайон расположен на территории с. Пихтовое и с. Береговое муниципального образования Корсаковский городской округ. Источником электроэнергии является ДЭС с. Пихтовое. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «Пихтовое».

Энергорайон «Новиково»

Данный энергорайон расположен на Тонино-Анивском полуострове (юго-западная часть о. Сахалин), а именно на территории с. Новиково муниципального образования Корсаковский городской округ. Источником электроэнергии является ВДЭС «Новиково». Функции передачи электроэнергии выполняет МУП «Районные электрические сети» г. Корсаков, выработки, передачи электроэнергии - ПАО «Сахалинэнерго», функции сбыта - филиал ПАО «ДЭК» «Сахалинэнергосбыт» (в зоне ответственности ПАО «Сахалинэнерго»).

«Северо-Курильский энергорайон»

Данный энергорайон расположен на территории г. Северо-Курильск (о. Парамушир) муниципального образования Северо-Курильский городской

округ. Источниками электроэнергии являются ДЭС г. Северо-Курильска, Мини ГЭС-1, Мини ГЭС-2. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа».

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 - 6 кВ.

«Курильский энергорайон»

Данный энергорайон расположен в центральной части о. Итуруп, а именно на территории г. Курильск, с. Китовый, с. Ясный, с. Рыбаки, с. Рейдово (о. Итуруп) муниципального образования «Курильский городской округ». Источниками электроэнергии являются ДЭС с. Китовый, ДЭС с. Рейдово. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «ДальЭнергоИнвест».

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 - 6 кВ. Электрическая связь между с. Рейдово и г. Курильск, с. Китовый осуществляется по КЛ-35 кВ.

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Данный энергорайон расположен на территории вахтового поселка в зал. Куйбышевский (о. Итуруп) муниципального образования Курильский городской округ. Источником электроэнергии является ДЭС «Синтегра». Функции выработки и передачи электроэнергии выполняет ООО «Синтегра», энергосбытовые функции – ООО «Синтегра» и ПАО «Сахалинэнерго».

Энергорайон «Горячий Ключ»

Данный энергорайон расположен на территории с. Горячие Ключи (о. Итуруп) муниципального образования «Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС с. Горячие Ключи (о. Итуруп). Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации.

Энергорайон «Буревестник»

Данный энергорайон расположен на территории с. Буревестник (о. Итуруп) муниципального образования «Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС с. Буревестник. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Жилкомсервис».

Энергорайон «Горное»

Данный энергорайон расположен на территории с. Горное (о. Итуруп) муниципального образования «Курильский городской округ». Источниками электроэнергии являются ДЭС «Горное-1», ДЭС «Горное-2». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Жилкомсервис».

«Южно-Курильский энергорайон»

Данный энергорайон расположен в центральной части о. Кунашир, а именно на территории п.г.т. Южно-Курильск, с. Отрадное, с. Горячий Пляж,

с. Менделеево муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источниками электроэнергии являются ДЭС «Южно-Курильская» и «Менделеевская ГеоТЭС». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии с 01 октября 2020 года выполняет АО «Мобильные ГТЭС» (до 30.09.2020 г. – ЗАО «Энергия Южно-Курильская»). Кроме данной территории, энергорайону принадлежит территория с. Лагунное (о. Кунашир) «Южно-Курильского городского округа», входящая в зону ответственности ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации. На данной территории функционирует ДЭС «Лагунное».

Передача и распределение электроэнергии от источников к потребителям осуществляется по сетям напряжением 0,4 – 6 (10) кВ. Электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и п.г.т. Южно-Курильск осуществляется по ВЛ-35 кВ.

Энергорайон «Головнино»

Данный энергорайон расположен в южной части о. Кунашир, а именно на территории с. Дубовое, с. Головнино (о. Кунашир) муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ВДЭС «Головнино». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет АО «Мобильные ГТЭС».

Передача и распределение электроэнергии осуществляется по сетям напряжением 0,4 – 6 кВ.

«Шикотанский энергоузел»

«Шикотанский энергоузел» расположен на о. Шикотан и состоит из отдельных локальных энергорайонов «Малокурильское» и «Крабозаводское» (о. Шикотан), работающих изолированно друг от друга.

Электроснабжение потребителей осуществляется от дизельных электростанций ДЭС с. Малокурильское и ДЭС с. Крабозаводское (о. Шикотан) по сетям 0,4 - 6 кВ. Электрическая сеть 10 кВ острова представлена ВЛ-10 кВ и ТП-10/6 кВ в с. Крабозаводское (о. Шикотан). Линия была построена в 2013 г. для объединения электрических сетей с. Малокурильское и с. Крабозаводское (о. Шикотан) и в настоящее время не эксплуатируется.

Энергорайон «Малокурильское»

Данный энергорайон расположен на территории с. Малокурильское (о. Шикотан) муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источниками электроэнергии являются ДЭС «Малокурильская». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Шикотанское жилищное управление».

Энергорайон «Крабозаводское»

Данный энергорайон расположен на территории с. Крабозаводское (о. Шикотан) муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС с. Крабозаводское. Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет МУП «Шикотанское жилищное управление».

Энергорайон «РПК «Курильский Рыбак»

Данный энергорайон расположен на территории с. Крабозаводское (о. Шикотан) муниципального образования «Южно-Курильский городской округ». Источником электроэнергии является ДЭС «Курильский рыбак». Функции выработки, передачи и сбыта электроэнергии выполняет ООО «ДальЭнергоИнвест».

2.2. Структура и состав установленной мощности на территории Сахалинской области

Установленная мощность электростанций территориальной энергосистемы Сахалинской области на 31 декабря 2020 года составила 823,066 МВт.

Информация о структуре установленной мощности объектов генерации электроэнергии с разбивкой по энергорайонам приведена в таблице 2.2.1 и на рисунке 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

Структура установленной мощности объектов генерации территориальной энергосистемы Сахалинской области по состоянию на 31.12.2020

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
«Северный энергорайон»		99,0	216
«Охинская ТЭЦ»	АО «Охинская ТЭЦ»	99,0	216
Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)		634,74	885,778
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	455,24	783,5
«Сахалинская ГРЭС»	ОП «Сахалинская ГРЭС» ПАО «Сахалинэнерго»	120	-
«Ногликская газовая электрическая станция»	АО «НГЭС»	48	-
«Томаринская ТЭЦ»	МУП «Водоканал»	5,0	31,298
«Холмская ТЭЦ»	МУП «Тепло»	6,5	70,98
Децентрализованные энергорайоны		89,326	59,17
Энергорайон «Киринского ГКМ»		9,28	6,9
Электростанция собственных нужд	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	9,28	6,9
Энергорайон «Ныш»		0,6	1,72
Мини ТЭЦ «Ныш»	МУП «Водоканал»	0,6	1,72
Энергорайон «Виахту»		0,5	-
ДЭС «Виахту»	МУП «Транспорт»	0,5	-
Энергорайон «Хоз»		0,7	-
ДЭС «Хоз»	МУП «Транспорт»	0,7	-
«Первомайский энергорайон»		0,842	-
ДЭС с. Первомайск	ООО «Энергетик»	0,842	-
Энергорайон «Сфера»		7,2	7,32
Мини ТЭЦ «Сфера»	ООО «СахГЭК»	7,2	7,32

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
Энергорайон «Сфера-2» ²		0,96	2,65
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	ООО «СахГЭК»	0,96	2,65
Энергорайон «Пихтовое»		0,2	-
ДЭС с. Пихтовое	ООО «Пихтовое»	0,2	-
Энергорайон «Новиково»		4,666	-
ВДЭС «Новиково»	ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»	4,666	-
«Северо-Курильский энергорайон»		8,248	7,3
ДЭС г. Северо-Курильска	МП «ТЭС»	6,848	7,3
Мини ГЭС-1		1	-
Мини ГЭС-2		0,4	-
«Курильский энергорайон»		14,016	10,18
ДЭС с. Рейдово	ООО «ДальЭнергоИнвест»	4,864	4,18
ДЭС с. Китовый		9,152	6
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»		2,234	-
ДЭС «Синтегра»	ООО «Синтегра»	2,234	-
Энергорайон «Горячий Ключ»		3,0	-
ДЭС с. Горячие Ключи (о. Итуруп)	Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации	3,0	-
Энергорайон «Буревестник»		0,25	-
ДЭС с. Буревестник	МУП «Жилкомсервис»	0,25	-
Энергорайон «Горное»		2,52	-
ДЭС «Горное-1»	МУП «Жилкомсервис»	0,945	-
ДЭС «Горное-2»		1,575	-
«Южно-Курильский энергорайон»		23,125	23,1
ДЭС «Южно-Курильская»	ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»	13,835	-
«Менделеевская ГеоТЭС»	До 01.10.2020 находилась в эксплуатации ООО «ДальЭнергоИнвест», с 28.03.2021 передана в эксплуатацию АО «Мобильные ГТЭС»	7,4	23,1
ДЭС «Лагунная»	Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации	1,89	-
Энергорайон «Головнино»		1,685	-
ВДЭС «Головнино»	ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»	1,685	-
Энергорайон «Малокурильское»		3,25	-

² связь с электрическими сетями ПАО «Сахалинэнерго», нормально разомкнутая

Наименование электростанции	Эксплуатирующая организация	Установленная мощность	
		МВт	Гкал/ч
ДЭС «Малокурильское»	МУП «Шикотанское жилищное управление»	3,25	-
Энергорайон «Крабовозовское»		2,4	-
ДЭС с. Крабовозовское (о. Шикотан)	МУП «Шикотанское жилищное управление»	2,4	-
Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»		3,65	-
ДЭС «Курильский рыбак»	ООО «ДальЭнергоИнвест»	3,65	-

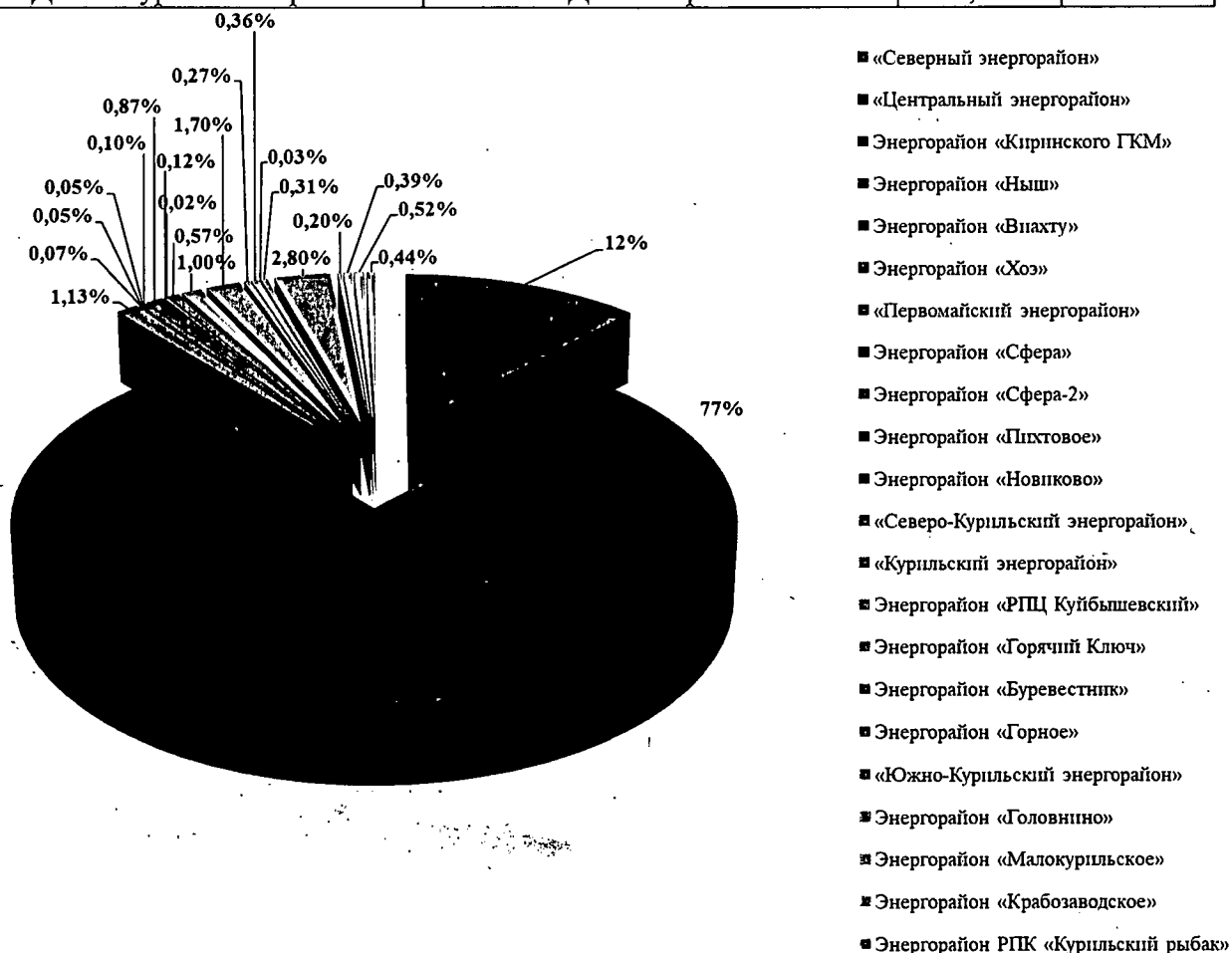


Рисунок 2.2.1. Структура установленных мощностей электростанций Территориальной энергосистемы Сахалинской области с разбивкой по энергорайонам и энергоузлам по состоянию на 31.12.2020

Информация по вводу и демонтажу объектов генерации в 2020 г.

На территории «Центрального», «Северного», «Северо-Курильского», «Курильского», «Первомайского» энергорайонов, энергорайонов «Киринское ГКМ», «Ныш», «Виахту», «Хоз», «Пихтовое», «Сфера», «Сфера-2», «Крабовозовское», РПК «Курильский Рыбак», «Буревестник», «Горное» изменений установленной мощности электростанций в 2020 г. не производилось.

На 31.12.2019 установленная мощность ВДЭС «Новиково» составляла 5,214 МВт. В I квартале 2020 г. из эксплуатации была выведена установка САТ 3406 и взамен смонтирована еще одна САТ С-18. Таким образом мощность

увеличилась до 5,466 МВт. В ноябре 2020 г. было принято решение о выводе из эксплуатации ДГ-72 ст. № 1 (0,8 МВт). Установленная мощность на 31.12.2020 достигла значения – 4,666 МВт.

В 2020 г. произведен капитальный ремонт ДЭС с. Горячие Ключи (о. Итуруп) (ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации), в результате которого установленная мощность станции увеличена до 3 МВт.

На ВДЭС «Головнино» в 2020 г. произведен вывод 3-х дизельных генераторов установленной мощностью 3×160 кВт, а также перемеркировка дизельного генератора № 7 с изменением установленной мощности с 880 кВт до 800 кВт. Таким образом, установленная мощность станций уменьшилась со значения 2,245 МВт до значения 1,685 МВт.

На ДЭС «Южно-Курильская» в 2020 г. произведен ввод 3-х генераторов мощностью 1,0 МВт каждый и вывод агрегатов общей мощностью 2,495 МВт.

На ДЭС «Малокурильское» в 2020 г. был произведен ввод в работу (замена по выработке ресурса) ДГУ-3, ДГУ-4, мощность электростанции составила 4250 кВт. В мае 2020 г. вышел из строя ДГУ-6 мощностью 1000 кВт, мощность ДЭС на конец 2020 г. составляет 3250 кВт.

На ДЭС «Синтегра» энергорайона «РПЦ Куйбышевский» в 2020 г. произошло увеличение установленной мощности на 0,23 МВт.

Источники электрической энергии, функционирующие на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

На территории Сахалинской области функционируют электростанции, использующие возобновляемые источники энергии: энергию ветра, геотермальную энергию, энергию воды. К электростанциям Сахалинской области, функционирующим на основе ВИЭ, относятся ВДЭС «Головнино», ВДЭС «Новиково», «Менделеевская ГеоТЭС», «Мини ГЭС-1» и «Мини ГЭС-2».

ВДЭС «Головнино» расположена в одноименном с. Головнино (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир). На электростанции используются две ветроэнергетические установки Vestas V-27 (MRT 3534), установленные в 2016 г. Номинальная мощность установок составляет $2 \times 0,225$ МВт. Суммарная установленная мощность ВДЭС составляет 1,685 МВт.

ВДЭС «Новиково» расположена в с. Новиково (МО Корсаковский городской округ, о. Сахалин). На электростанции используются две ветроэнергетические установки Vestas V25, установленные в 2017 г. Номинальная мощность установок составляет $2 \times 0,225$ МВт. Суммарная установленная мощность ВДЭС составляет 4,666 МВт.

Геотермальная электростанция «Менделеевская ГеоТЭС» (МО «Южно-Курильский городской округ», о. Кунашир) использует пароводяную смесь участка «Нижне-Менделеевский» месторождения «Горячий Пляж». Вырабатываемая электрическая энергия отпускается в электрическую сеть «Южно-Курильского энергоузла». Отработанная пароводяная смесь используется для теплоснабжения п.г.т. Южно-Курильск. На электростанции используется бинарная энергетическая установка (БЭУ) ORMAT

номинальной электрической мощностью 7,4 МВт. Электростанция введена в эксплуатацию в 2019 г.

Мини ГЭС-1 (г. Северо-Курильск, МО Северо-Курильский городской округ, о. Парамушир) расположена на реке Матросская. На электростанции используются две гидротурбины ФГ2-100-38, установленные в 2004 г. Номинальная мощность гидротурбин составляет $2 \times 0,63$ МВт.

Мини ГЭС-2 (г. Северо-Курильск, МО Северо-Курильский городской округ, о. Парамушир) расположена на реке Снежная. На электростанции используется гидротурбина ФГ2-50-38, установленная в 2004 г. Номинальная мощность гидротурбины составляет 0,4 МВт.

Компании, занимающиеся производством электрической энергии

На территории Сахалинской области функционируют следующие организации, занимающиеся производством электроэнергии:

- ПАО «Сахалинэнерго»;
- АО «НГЭС»;
- АО «Охинская ТЭЦ»;
- МУП «Водоканал» («Томаринский ГО»);
- МУП «Тепло»;
- ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»;
- МУП «Водоканал» (ГО «Ноглинский»);
- МУП «Транспорт»;
- ООО «Энергетик»;
- ООО «СахГЭК»;
- ООО «Пихтовое»;
- МП «ТЭС»;
- ООО «ДальЭнергоИнвест»;
- ООО «Синтегра»;
- ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации;
- МУП «Жилкомсервис»;
- АО «Мобильные ГТЭС»;
- МУП «Шикотанское жилищное управление».

Информация о составе электростанций с указанием принадлежности к энергокомпаниям приведена в таблице 2.2.2 и на рисунке 2.2.2.

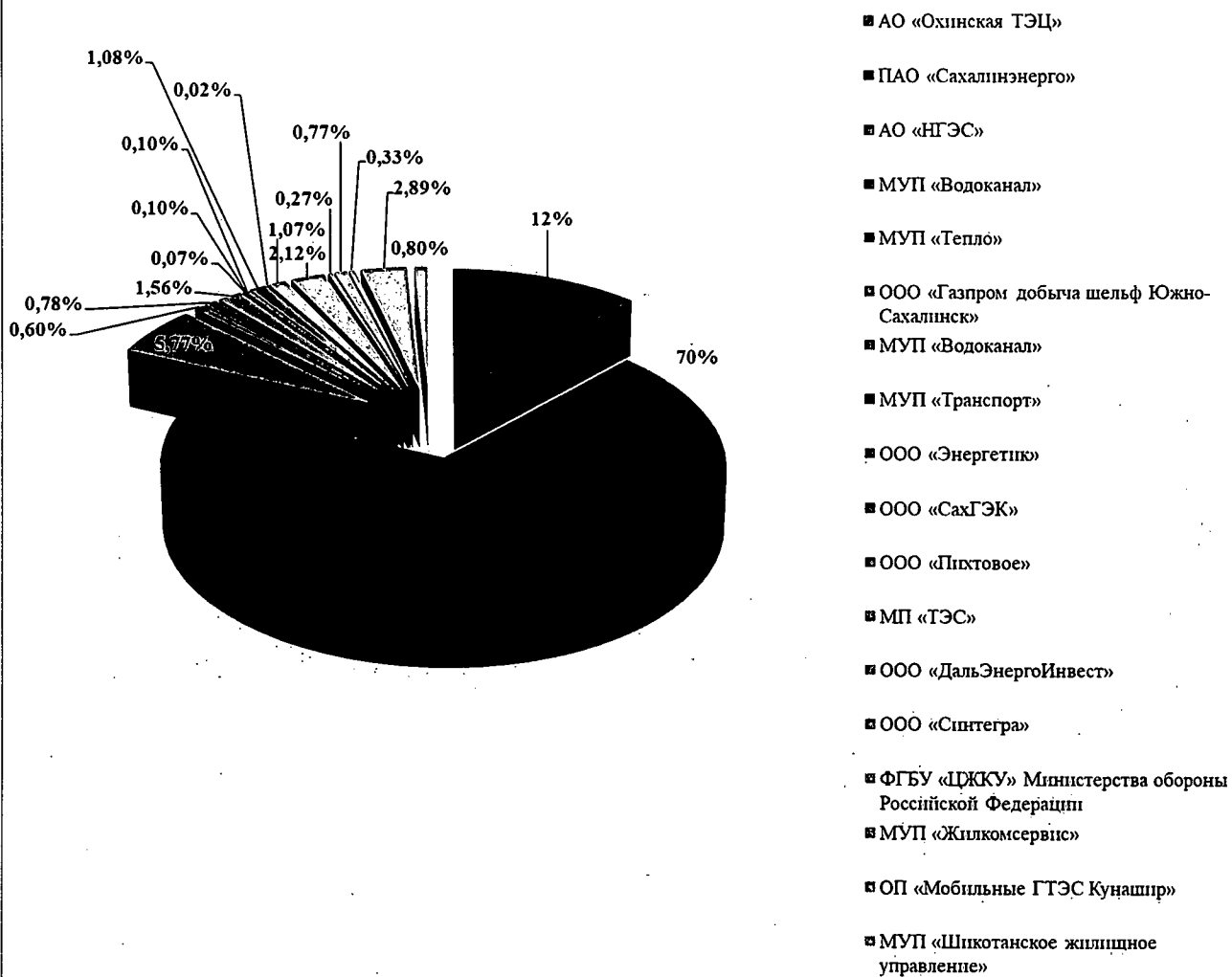


Рисунок 2.2.2. Структура установленных мощностей электростанций территориальной энергосистемы Сахалинской области по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2020

Таблица 2.2.2.

Состав (перечень) электростанций по агрегатам на 31.12.2020

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
АО «Охинская ТЭЦ»						
«Охинская ТЭЦ»	ст.№4	Турбоагрегат ПТ-25-90/10, ст.№4	1969	Природный газ	г. Оха, 3-й км Здание второй очереди «Охинской ТЭЦ»	25
	ст.№5	Турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1,0-1, ст.№5	2011			25
	ст.№6	Турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1,0-1, ст.№6	2014	Природный газ		25
	№1	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель	1984	Дизельное топливо		2,5
	№2	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель	1984			2,5
	ГТЭ-19	Газотурбинный энергоблок SGT-500	2003	Природный газ		18,75
ПАО «Сахалинэнерго»						
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	1	ПТ-60-130/13	1976	Природный газ (основное) Уголь (резервное)	г. Южно-Сахалинск пер. Энергетиков, 1	60
	2	T-55/60-130	1978			55
	3	T-110/120-130-4	1984			110
	4	LM 6000 PD Sprint	2012	Природный газ		45,58
	5	LM 6000 PD Sprint	2012			45,58
	6	LM 6000 PF Sprint	2015			46,36
	7	LM 6000 PF Sprint	2014			46,36
	8	LM 6000 PF Sprint	2014			46,36
«Сахалинская ГРЭС»	1	K-60-12,8	2019	Уголь	с. Ильинское	60
	2	K-60-12,8	2019			60
«Новиковская ВДЭС»	2	ДГ-72	1984	Дизельное топливо	с. Новиково	0,8
	3	ДГ-72	1985	Дизельное топливо		0,8
	4	ДГ-72	1987	Дизельное топливо		0,8
	5	ДГ-72	1990	Дизельное топливо		0,8
	7	CAT C-18	2009	Дизельное топливо		0,508
	8	CAT C-18	2020	Дизельное топливо		0,508
	ВЭУ-1	Vestat V25	2017	Энергия ветра		0,225
	ВЭУ-2	Vestat V25	2017	Энергия ветра		0,225
	АО «НГЭС»					
	1	ДЦ-59Л	1999	Природный газ	пгт. Ногики	12

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
«Ногликская газовая электрическая станция»	2	ДЦ-59Л	1999		километр 624	12
	3	ДЦ-59Л	1999			12
	4	ДЦ-59Л	1999			12
МУП «Водоканал»						
«Томаринская ТЭЦ»	2	T1-2,5-2	н/д	Уголь	г.Томари, ул.Ленина 19А	2,53
	3	T2-2,5-2	н/д			2,5
МУП «Тепло»						
«Холмская ТЭЦ»	1	АР 4-6	1964	Уголь Мазут	г. Холмск, ул. Пригородная, 2	4
	2	АР 2,5-11	1964			2,5
ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»						
Блочно-модульная электростанция собственных нужд установок комплексной подготовки газа (УКПГ) Берегового технологического комплекса Киринского ГКМ	ГПЭА № 1	ГП-1100ВК-02М3-021	2013	Природный газ	«Кириновское» газоконденсатное месторождение.	1,16
	ГПЭА № 2	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 3	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 4	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 5	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 6	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 7	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
	ГПЭА № 8	ГП-1100ВК-02М3-021	2013			1,16
МУП «Водоканал»						
Мини ТЭЦ «Ныш»	1	C-200	2015	Природный газ	с.Ныш ул.Луговая 1А	0,2
	2	C-200	2015			0,2
	3	C-200	2015			0,2
МУП «Транспорт»						
ДЭС с. Хоэ	2	ДГУ	н/д	Дизельное топливо	с.Хоэ	0,2
	3	ДГУ	2016			0,25
	резерв	ДГУ	2013			0,25
ДЭС с. Виахту	1	ДГУ	2018	Дизельное топливо	с.Виахту	0,2
	2	ДГУ	2016			0,2
	резерв	ДГУ	2013			0,1
ООО «Энергетик»						

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт		
ДЭС с. Первомайск	1	н/д	2017	Дизельное топливо	с. Первомайск	0,421		
	2	н/д	2020			0,421		
ООО «СахГЭК»								
Мини ТЭЦ «Сфера»	1	ГПЭУ № 1, Caterpillar G3520 C	2009	Природный газ	г. Южно-Сахалинск	2		
	2	ГПЭУ № 2, Caterpillar G3520 C	2009			2		
	3	ГПЭУ № 3, Caterpillar G3520 C	2009			2		
	4	РДГУ, Caterpillar 3512B	2009	1,2				
	5	АДГУ, Caterpillar 3412DIT	2005	0,4 ⁴				
Мини ТЭЦ «Сфера-2»	5	MTU № 5, Calnetix TA-100 RCHP	2011	Природный газ	г. Южно-Сахалинск	0,1		
	6	MTU № 6, Calnetix TA-100 RCHP	2011			0,1		
	7	MTU № 7, Calnetix TA-100 RCHP	2011			0,1		
	8	MTU № 8, Calnetix TA-100 RCHP	2011			0,1		
	9	MTU № 9, Calnetix TA-100 RCHP	2011			0,1		
	10	MTU № 10, Calnetix TA-100 RCHP	2011			0,1		
	1	ГПЭУ, Caterpillar G3412 CL E	2012			0,36		
	2	АДГУ, Caterpillar 3412 DIT	2005			0,4 ⁵		
	ООО «Пихтовое»							
	ДЭС с. Пихтовое	1	АД-100	2015		Дизельное топливо	с. Пихтовое	0,1
2		АД-100	2016	Дизельное топливо	0,1			
МП «ТЭС»								
ДЭС г. Северо-Курильска	1	ДГ № 1 3516B	2008/2009	Дизельное топливо	г. Северо-Курильск	1,600		
	2	ДГ № 2 3516B	2008/2009			1,600		
	3	ДГ № 3 3516B	2015/2017			1,600		
	4	ДГ № 4 3516B	2020/2020			1,600		
	5	ДГ № 5 3412	2008/2008			0,648		
	6	АДГ С9	2019/2020			0,236		
МГЭС-1 (р.Матросская)	1	ФГ - 2 - 100 - 38	2004	Гидроэнергия		0,630		
	2	ФГ - 2 - 100 - 38	2004	Гидроэнергия		0,630		
МГЭС-2 (р.Матросская)	1	ФГ - 2 - 50 - 38	2010	Гидроэнергия		0,4		

⁴ резерв⁵ резерв

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
ООО «ДальЭнергоИнвест»						
ДЭС с. Рейдово	1	CAT 3512B	2013	Дизельное топливо	о. Итуруп, с. Рейдово, ул. Курильское шоссе, 10	1,08
	2	CAT 3512B	2013			1,08
	3	CAT 3512B	2013			1,08
	4	CAT 3516B	2019			1,6
ДЭС с. Китовый	1	CAT 3516B	2015	Дизельное топливо	о. Итуруп, с.Китовое, ул. Энергетиков, 1	1,6
	2	CAT 3516B	2015			1,6
	3	CAT 3516B	2019			1,6
	4	CAT 3512B	2015			1,08
	5	CAT 3512B	2015			1,08
	6	CAT 3512B	2013			1,08
	7	CAT 3512B	2013			1,08
ДЭС «Курильский рыбак»	1	CAT 3516B	2011	Дизельное топливо	с. Крабовозаводское	1,6
	2	CAT 3516B	2015			1,6
	3	CAT C-18	2017			0,45
ООО «Синтегра»						
ДЭС «Синтегра»	1	CAT C18	н/д	Дизельное топливо	Куйбышевский залив, о. Итуруп, пос. РПЦ «Куйбышевский»	0,473
	2	CAT C18	н/д			0,508
	3	CAT C18	н/д			0,52
	4	CAT C18	н/д			0,52
	5	CAT C18	н/д			0,2
	6	GEPI3.5-2	н/д			0,013
Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России (ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)						
ДЭС с. Лагунная	1	АСДА-315-T/400	2006	Дизельное топливо	о. Кунашир, с. Лагунное	0,315
	2	АСДА-315-T/400	1998			0,315
	3	АСДА-315-T/400	2001			0,315
	4	АСДА-315-T/400	2008			0,315
	5	АСДА-315-T/400	1986			0,315
	6	АСДА-315-T/400	1986			0,315
ДЭС с. Горячие Ключи (о. Итуруп)	1	АД500-T400-3P	2020	Дизельное топливо	о. Итуруп, с. Горчие Ключи	0,500
	2	АД500-T400-3P	2020			0,500
	3	АД500-T400-3P	2020			0,500

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
	4	АД500-Т400-3Р	2020			0,500
	5	АД500-Т400-3Р	2020			0,500
	6	АД500-Т400-3Р	2020			0,500
МУП «Жилкомсервис»						
ДЭС с. Буревестник	1	АД-100С	н/д	Дизельное топливо	с. Буревестник	0,25
	2	АД-100	1982			
	3	АД-60	1982			
ДЭС № 1 с. Горное	1	ДГА 315	1987	Дизельное топливо	ДЭС № 1 с. Горное	0,945
	2	ДГА 315	1982			
	3	ДГА 315	2006			
ДЭС № 2 с. Горное	1	ДГА 315	1981	Дизельное топливо	ДЭС № 2 с. Горное	1,575
	2	ДГА 315	1982			
	3	ДГА 315	1987			
	4	ДГА 315	2003			
	5	ДГА 315	2007			
ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир»						
ДЭС «Южно-Курильская»	1	8DK-20 Daihatsu	н/д	Дизельное топливо	п.г.т. Южно-Курильск	0,86
	2	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86
	3	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86
	4	8DK-20 Daihatsu	н/д			0,86
	5	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	6	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	7	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	8	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	9	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	10	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	11	Cummins	2020			1,0
	12	6ЧН 21/21	н/д			0,52
	13	АД 510С-Т400	н/д			0,51
	14	АД500-Т400-2Р	н/д			0,5
	15	АД500-Т400-2Р	н/д			0,5
	16	CAT C15	н/д			0,365

Наим	№ агр	Тип турбины	Год ввода	Вид топлива	Место расположения	Уст. мощность, МВт
	17	CAT GER 450-3	н/д			0,36
	18	АД 510С-Т400	н/д			0,51
	19	АД500-Т400-2Р	н/д			0,5
	20	АД 510С-Т400	н/д			0,51
	21	Cummins	2020			1,0
	22	Cummins	2020			1,0
ВДЭС «Головинно»	1	Vestas V-27	н/д	Энергия ветра	о. Кунашир с. Головинно	0,225
	2	Vestas V-27	н/д			0,225
	1	Cummins QSB7-G4	н/д	Дизельное топливо		0,145
	2	Cummins QSB7-G4	н/д			0,145
	3	Cummins QSB7-G4	н/д			0,145
	4	Caterpillar C32	н/д			0,800
«Менделеевская ГеоТЭС» ⁶	1	ОРМАТ	2019	Парогидротермы	о. Кунашир, с. Менделеево	7,4
	2	Caterpillar 3512B ⁷	н/д	Дизельное топливо		1,1
МУП «Шикотанское жилищное управление»						
ДЭС с. Крабовозовское (о. Шикотан)	1	ДГ	1999	Дизельное топливо	с. Крабовозовское (о. Шикотан)	0,8
	2	ДГ	1999			0,8
	3	ДГ	1999			0,8
ДЭС с. Малокурильское	1	ДГ	2019	Дизельное топливо	с. Малокурильское	0,65
	2	ДГ	2019			0,65
	3	ДГ	2020			0,65
	4	ДГ	2020			0,65
	5	ДГ	2018			0,65
	6	ДГ	2019			1 ⁸

⁶ До 01.10.2020 находилась в эксплуатации ООО «ДальЭнергоИнвест», с 28.03.2021 передана в эксплуатацию АО «Мобильные ГТЭС»

⁷ Резервный дизель-генератор

⁸ Выведен из эксплуатации

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе возобновляющих источников энергии
(ВИЭ)
на территории Сахалинской области**

В рассматриваемом отчётном периоде 2016 – 2020 г.г. на территории Сахалинской области функционировали следующие источники электрической энергии на основе ВИЭ:

- Мини ГЭС-1 и Мини ГЭС-2 на о. Парамушир;
- ВЭУ на ВДЭС «Головнино» в с. Головнино;
- ВЭУ на ВДЭС «Новиково» в с. Новиково;
- «Менделеевская ГеоТЭС».

В таблице 2.2.3 приведены основные показатели работы перечисленных энергоустановок за отчетный период.

Таблица 2.2.3.

**Показатели работы источников электрической энергии,
функционирующих на основе ВИЭ**

Наименование энергоустановки	Установленная мощность, кВт	Выработка электрической энергии, тыс. кВт*ч				
		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Мини ГЭС-1						
гидротурбины ФГ2-100-38	2×630	н/д	1 681,6	1 522,0	693,1	855,586
Мини ГЭС-2						
гидротурбина ФГ2-50-38	400	н/д	985,7	851,8	637,3	721,935
ВДЭС «Головнино»						
ВЭУ Vestas V-27	2×225	н/д	109,1	111,0	96,7	100,956
ВДЭС «Новиково»						
ВЭУ Vestas V25	2×225	н/д	188,1	168,2	134,3	114,334
«Менделеевская ГеоТЭС»						
БЭУ ORMAT	7400	2 890	-	-	4 547,5	10 148,710

2.3. Характеристики электросетевого хозяйства

Электрические сети напряжением 35 – 220 кВ представлены в «Центральном энергорайоне», напряжением 35 кВ – в «Северном», «Курильском» и «Южно-Курильском» энергорайонах.

Электрические сети напряжением 110 - 220 кВ получили развитие только в «Центральном энергорайоне», в котором также действует самая протяженная сеть 35 кВ. Электрические сети «Северного», «Курильского» и «Южно-Курильского» энергорайонов сформированы на напряжении 35 кВ и ниже.

«Северный энергорайон»

Системообразующие ЛЭП «Северного энергорайона» выполнены на напряжении 35 кВ одноцепными линиями по кольцевой схеме для обеспечения возможности резервирования, при этом в нормальной схеме работая в режиме разомкнутого кольца. От секций 35 кВ основного и

единственного источника электрической энергии на территории «Северного энергорайона» - «Охинской ТЭЦ» отходят три магистральные ВЛ-35 кВ до первой, второй и третьей секций ПС «Тунгор», на которой осуществляется объединение магистралей (при этом СВ на ПС «Тунгор» нормально отключены). Остальная часть ВЛ-35 кВ – одноцепные, радиальные, с односторонним питанием.

«Центральный энергорайон»

Важным для «Центрального энергорайона» энергетическим объектом является ПС «Южно-Сахалинская», на шины 110 кВ которой осуществляется выдача мощности «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1». Подстанция обеспечивает связь сети 110 кВ одноименного г. Южно-Сахалинск с основной сетью 220 кВ «Центрального энергорайона» посредством двух автотрансформаторов мощностью по 125 МВА каждый.

Начиная с ноября 2019 г. в составе «Центрального энергорайона» функционирует «Сахалинская ГРЭС» в с.Ильинское, введенная взамен «Сахалинской ГРЭС» в с. Лермонтовка. В настоящее время выполнен перевод линий электропередачи 220 кВ с ПС «Ильинская» на ЗРУ-220 кВ «Сахалинской ГРЭС» с последующим демонтажем ПС «Ильинская» (акт №2 от 22.11.2019 г. ПАО «Сахалинэнерго» о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации ПС 220/35/10 кВ «Ильинская»). ОРУ-220 кВ «Сахалинской ГРЭС» переименовано в ПС «Лермонтовка».

От ПС «Лермонтовка» в южном направлении на напряжении 220 кВ сформирована кольцевая схема с двумя отходящими ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовка» – ПС «Краснопольская» (Д-2); ПС «Краснопольская» – ПС «Красногорская» (Д-4); ПС «Красногорская» – «Сахалинская ГРЭС» (Д-6) и ПС «Лермонтовка» – ПС «Макаровская» (Д-1); ПС «Макаровская» – «Сахалинской ГРЭС» (Д-3). Второе кольцо 220 кВ объединяет ЗРУ-220 кВ «Сахалинской ГРЭС» с ПС «Южно-Сахалинская» через ПС-220 кВ промышленной зоны южной части острова – ПС «Томаринская», ПС «Чеховская», ПС «Холмская» и ПС «Углезаводская».

Шины 220 кВ ПС «Лермонтовка» также связаны по одноцепному транзиту с ПС «Ноглики» через ПС «Смирных» и ПС «Тымовская». На ПС «Ноглики» имеется ОРУ-220 кВ и установлен один автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 63 МВА. В настоящее время шины 220 кВ ПС «Ноглики» работают на напряжении 110 кВ вместе с ВЛ-110 кВ ПС «Тымовская» – ПС «Ноглики» (С-55). Обмотка 220 кВ автотрансформатора отключена от шин 220 кВ, связь шин 110 кВ и 220 кВ осуществляется через переемычку 110 кВ.

Распределительная сеть 110 кВ «Центрального энергорайона» сформирована как в одноцепном, так и в двухцепном исполнении радиальными и кольцевыми связями. Ряд линий электропередачи 110 кВ «Центрального энергорайона» выполнен современными проводами АЕРО-Z-261 и АААС-Z-261 с улучшенными механическими характеристиками. Повышенная стойкость данных проводов к ветровым и гололедно-изморозевым нагрузкам, обусловленным климатическими условиями

о. Сахалин, позволяет существенно повысить надежность электроснабжения потребителей.

ЛЭП-35 кВ «Центрального энергорайона» выполнены как в одноцепном, так и в двухцепном исполнении. По конфигурации это сети с двухсторонним питанием, часть линий электропередачи 35 кВ – с односторонним питанием.

«Курильский энергорайон»

В «Курильском энергорайоне» на территории о. Итуруп для электроснабжения потребителей и обеспечения электрической связи между дизельными электростанциями в с. Рейдово и с. Китовый имеет место применение электрических сетей 35 кВ.

Так, в 2012 г. была введена в работу КЛ-35 кВ ПС «Рейдово» – ПС «Курильск», осуществляющая электрическую связь основных центров питания 35 кВ энергорайона – ПС «Рейдово» и ПС «Курильск». Большую часть года линия отключена, ДЭС работают раздельно. Параллельная работа электростанций не допускается, при включении КЛ-35 кВ в работу осуществляется перенос точки раздела (питание только в направлении г. Курильск).

Также ПС «Курильск» имеет связь с «Океанской ГеоТЭС» по КЛ-35 кВ «Океанская ГеоТЭС» – ПС «Курильск», в настоящее время выведенной из эксплуатации.

«Южно-Курильский энергорайон»

В «Южно-Курильском энергорайоне» на территории о. Кунашир по ВЛ-35 кВ (ПС «Менделеевская» – ПС «Южно-Курильская») осуществляется электрическая связь между «Менделеевской ГеоТЭС» и п.г.т. Южно-Курильск, в котором располагается основной энергоисточник – ДЭС «Южно-Курильская».

Центрами питания 35 кВ «Южно-Курильского энергорайона» являются подстанции ПС «Южно-Курильская» (РП-3) и ПС «Менделеевская» (РП-5) и ТП-35 кВ «Водовод I подъёма». На ПС «Менделеевская» осуществляется выдача мощности «Менделеевской ГеоТЭС».

Сети остальных децентрализованных энергорайонов выполнены на напряжении 0,4 - 6 (10 кВ).

Сводные данные

Общая протяженность линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше в Сахалинской области составляет 3050,46 км, в том числе:

- ВЛ-220 кВ – 1088,6 км;
- ВЛ-110 кВ – 445,7 км;
- ВЛ и КЛ 35 кВ – 1433,66 км.

Сводные данные по протяженности линий и трансформаторной мощности подстанций с разбивкой по классам напряжения и принадлежности энергокомпаниям по состоянию на 31.12.2020 приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1.

Сводные данные по электросетевому хозяйству территориальной энергосистемы Сахалинской области

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
I.	«Северный энергорайон»			
	35 кВ	312,5	27	132,3
	6 (10) кВ	319,312	396	96,598
	0,22 - 0,4 кВ	280,602	-	-
1.	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»			
1.1.	35 кВ	271	21	76,7
1.2.	6 (10) кВ	188,15	302	87,135
1.3.	0,22 - 0,4 кВ	138	-	-
2.	ООО «Охинские электрические сети»			
2.1.	35 кВ	41,5	6	55,6
2.2.	6 (10) кВ	131,126	92	8,983
2.3.	0,22 - 0,4 кВ	140,437	-	-
3.	АО «Оборонэнерго»			
3.1.	6 (10) кВ	0,036	2	0,48
3.2.	0,22 - 0,4 кВ	2,165	-	-
II.	Электроэнергетическая система Сахалинской области («Центральный энергорайон»)			
	220 кВ	1088,6	13	1260,9
	110 кВ	445,7	16	931
	35 кВ	1074,2	94	720,1
	6 (10) кВ	3057,042	2428	1074,71
	0,22 - 0,4 кВ	2726,314	-	-
1.	ПАО «Сахалинэнерго»			
1.1.	220 кВ	1088,6	13	1260,9
1.2.	110 кВ	443,9	16	931
1.3.	35 кВ	953,9	73	534,4
1.4.	6 (10) кВ	2406	1885	839,4
1.5.	0,22 - 0,4 кВ	1875,6	-	-
2.	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»			
2.1.	35 кВ	64	8	70,4
2.2.	6 (10) кВ	170	92	20,768
2.3.	0,22 - 0,4 кВ	80	-	-
3.	МУП «Водоканал» (на территории МО «Городской округ Ноглинский»)			
3.1.	35 кВ	-	3	-
3.2.	6 (10) кВ	-	-	-
3.3.	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
4.	АО «Оборонэнерго»			
4.1.	35 кВ	10,4	1	1,0
4.2.	6 (10) кВ	70,627	58	24,193
4.3.	0,22 - 0,4 кВ	127,46	-	-
5.	«Трансэнерго» - филиал ОАО «РЖД»			
5.1.	35 кВ	40,0	1	2,0
5.2.	6 (10) кВ	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
5.3.	0,22 - 0,4 кВ	н/д	-	-
6.	АО «Ногликская электрическая станция»			
6.1	110 кВ	1,8	-	-
7.	АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»			
7.1	6 (10) кВ	20,925	9	6,67
7.2	0,22 - 0,4 кВ	21	-	-
8.	МУП «ПЖК-1»			
8.1	35 кВ	1,5	1	2
8.2	6 (10) кВ	0,28	2	0,5
8.3	0,22 - 0,4 кВ	7,45	-	-
9.	МУП «Водоканал» (на территории МО «Томагинский городской округ»)			
9.1	35 кВ	-	1	1,6
9.2	6 (10) кВ	2,63	5	3,3
9.3	0,22 - 0,4 кВ	0,61	-	-
10.	МУП «Районные электрические сети» города Корсакова			
10.1	6 (10) кВ	28,19	27	8,08
10.2	0,22 - 0,4 кВ	64,675	-	-
11.	МУП «Электросервис»			
11.1	35 кВ	4,4	6	108,7
11.2	6 (10) кВ	187,53	170	131,965
11.3	0,22 - 0,4 кВ	387,19	-	-
12.	МУП МО «Хольмский городской округ» «Горэлектросеть»			
12.1	6 (10) кВ	63,722	66	27,718
12.2	0,22 - 0,4 кВ	98,382	-	-
13.	МУП «Невельские районные электрические сети»			
13.1	6 (10) кВ	107,138	90	5,183
13.2	0,22 - 0,4 кВ	63,947	-	-
14.	МУП «Жилищная коммунальная служба»			
14.1	6 (10) кВ	-	24	6,930
III.	Изолированные энергорайоны			
	35 кВ	46,96	5	33,80
	6 (10) кВ	324,26	245	125,12
	0,22 - 0,4 кВ	626,41	42	17,87
1.	Энергорайон «Кириного ГЭМ» (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)			
1.1	6 (10) кВ	56,107	21	16,868
1.2	0,22 - 0,4 кВ	239,61	-	-
2.	Энергорайон «Ныш» (МУП «Водоканал»)			
2.1	6 (10) кВ	3,4	1	0,8
2.2	0,22 - 0,4 кВ	10,6	3	0,45
3.	Энергорайон «Виахту», энергорайон «Хоз» (МУП «Транспорт»)			
3.1	6 (10) кВ	33,745	10	1,21
3.2	0,22 - 0,4 кВ	25,25	-	-
4.	Энергорайон «Первомайский» (ООО «Энергетик»)			
4.1	6 (10) кВ	12,2	10	2,37
4.2	0,22 - 0,4 кВ	43,8	-	-
5.	Энергорайон «Сфера», «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)			
5.1	6 (10) кВ	6,6	20	11,636

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
5.2	0,22 - 0,4 кВ	18,4	-	-
6	Энергорайон «Пихтовое» (ООО «Пихтовое»)			
6.1	6 (10) кВ	5,1	4	0,58
6.2	0,22 - 0,4 кВ	7,2	-	-
7	Энергорайон «Новиково», в т.ч.			
7.1	6 (10) кВ	7,31	5,0	2,21
7.2	0,22 - 0,4 кВ	7,54	-	-
8	Энергорайон «Новиково» (ПАО «Сахалинэнерго»)			
8.1	6 (10) кВ	2,31	1	1,21
8.2	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-
9	Энергорайон «Новиково» (МУП «Районные электрические сети» города Корсакова)			
9.1	6 (10) кВ	5,0	4	1,0
9.2	0,22 - 0,4 кВ	7,54	-	-
10	«Северо-Курильский энергорайон» (МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа»)			
10.1	6 (10) кВ	50,859	31	20,83
10.2	0,22 - 0,4 кВ	68,84	-	-
11	Энергорайон «Курильский» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)			
11.1	35 кВ	34,7	2	12,8
11.2	6 (10) кВ	33,24	35	15,29
11.3	0,22 - 0,4 кВ	44,49	-	-
12	Энергорайон «РМП Куйбышевский» (ООО «Синтегра»)			
12.1	0,22 - 0,4 кВ	1,87	-	-
13	Энергорайон «Горячий Ключ» (ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации)			
13.1	6 (10) кВ	11,365	10	8,98
13.2	0,22 - 0,4 кВ	47,328	39	17,42
14	Энергорайон «Буревестник» (МУП «Жилкомсервис»)			
14.1	6 (10) кВ	-	-	-
14.2	0,22 - 0,4 кВ	2,366	-	-
15	Энергорайон «Горное» (МУП «Жилкомсервис»)			
15.1	6 (10) кВ	2,31	5	1,03
15.2	0,22 - 0,4 кВ	7,46	-	-
16	«Южно-Курильский энергорайон» (АО «Мобильные ГТЭС», ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации)			
16.1	35 кВ	12,26	3	21,0
16.2	6 (10) кВ	74,397	61	26,96
16.3	0,22 - 0,4 кВ	55,742	-	-
17	Энергорайон «Головнино» (АО «Мобильные ГТЭС»)			
17.1	6 (10) кВ	5,0	5	2,76
17.2	0,22 - 0,4 кВ	3,861	-	-
18	Энергорайон «Малокурильское», энергорайон «Крабовозовское» (МУП «Шикотанское жилищное управление»)			
18.1	6 (10) кВ	13,766	22	11,39
18.2	0,22 - 0,4 кВ	36,379	-	-
19	Энергорайон «РПК «Курильский Рыбак» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)			

№ п/п	Класс напряжения	Протяженность, км	Количество подстанций, шт.	Установленная мощность трансформаторов, МВ*А
19.1	6 (10) кВ	1,55	-	-
19.2	0,22 - 0,4 кВ	-	-	-

2.4. Баланс электроэнергии

Производство электроэнергии территориальной энергосистемы Сахалинской области в 2020 году составило 2819,934 млн. кВт*ч – на 0,5% меньше, чем в 2019 году и 102,4% от производства 2016 года. Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии в 2016 – 2020 годах представлены в таблице 2.4.1 и на рисунках 2.4.1 - 2.4.2.

Таблица 2.4.1.

Баланс электрической энергии территориальной энергосистемы Сахалинской области в период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Территориальная энергосистема Сахалинской области					
Выработка электрической энергии ЭС	2753,08	2737,99	2813,41	2949,45	2986,07
Собственные нужды ЭС	269,72	263,81	263,24	273,40	293,50
Хозяйственные нужды ЭС	41,47	39,87	39,17	27,98	21,86
Потери электроэнергии в электрических сетях	331,56	317,49	309,44	325,29	335,77
Полезный отпуск электроэнергии	2110,33	2116,81	2201,56	2322,60	2334,96
- промышленные потребители	367,564	356,623	355,711	372,908	342,764
- сельское хозяйство	54,456	56,800	75,462	102,151	124,142
- население	685,593	689,864	719,285	738,349	775,738
- прочие	1002,724	1013,528	1051,096	1109,194	1092,262

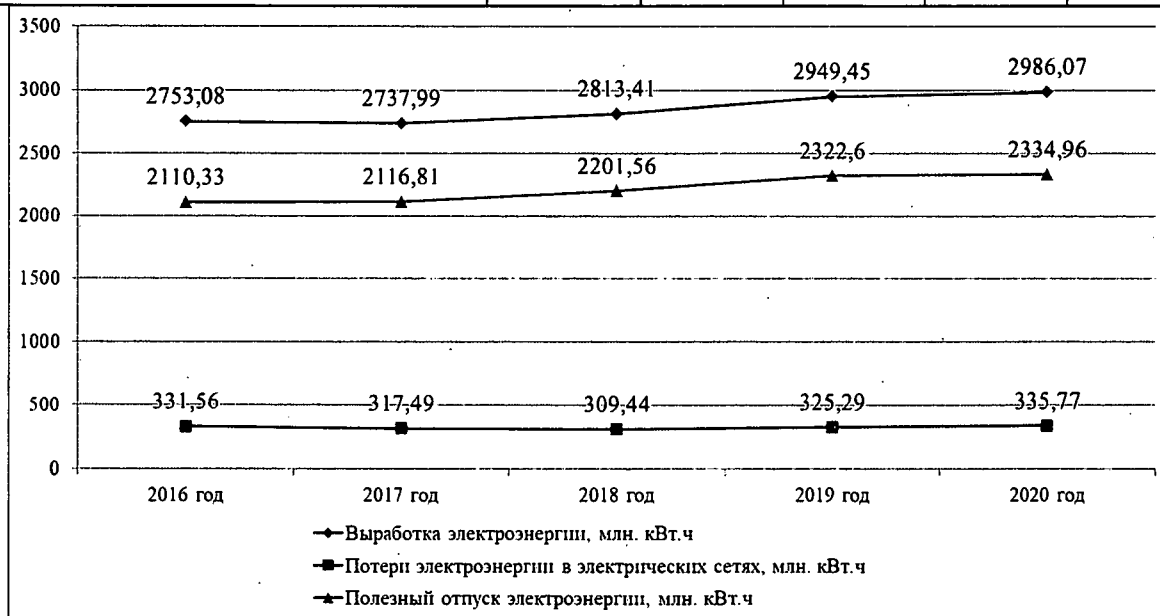


Рисунок 2.4.1. Динамика выработки электроэнергии территориальной энергосистемы Сахалинской области в 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч.

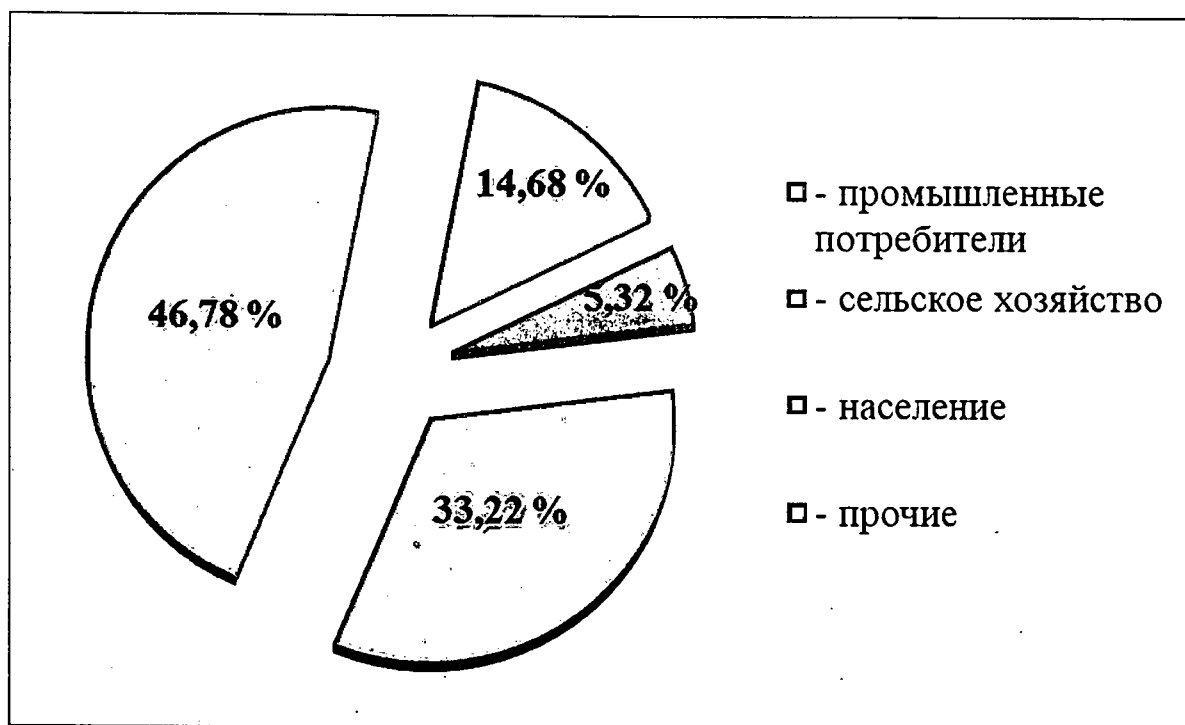


Рисунок 2.4.2. Структура полезного отпуска электроэнергии территориальной энергосистемы Сахалинской области с разбивкой по основным группам потребителей в 2020 г., млн. кВт*ч.

Основную долю в структуре потребления электрической энергии Сахалинской области занимают прочие потребители (46,78%). Расход электроэнергии на нужды населения занимает второе место в структуре потребления электрической энергии Сахалинской области и составляет порядка 33,22%. Доля производственной сферы составляет 14,68%, доля сельского хозяйства – 5,32%. На рисунке 2.4.2 представлена структура потребления электрической энергии за 2020 год.

«Северный энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории Северного энергорайона в 2016 – 2020 годах представлены в таблице 2.4.2 и на рисунках 2.4.3 - 2.4.4.

Таблица 2.4.2.

Баланс электрической энергии «Северного энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	226,521	212,588	207,363	208,020	179,260
Собственные нужды ЭС	32,054	30,133	28,956	30,249	28,974
Хозяйственные нужды ЭС	0,265	0,262	0,250	0,251	0,252
Потери в трансформаторах	2,638	2,524	2,087	2,141	2,211
Производственные нужды ЭС	3,715	3,736	4,025	3,868	4,003
Потери электроэнергии в электрических сетях	19,353	14,017	12,322	11,056	9,345

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Полезный отпуск электроэнергии	168,496	161,916	159,723	160,280	134,475
- промышленные потребители	110,608	102,011	97,332	101,568	72,339
- сельское хозяйство	0,116	0,050	0,032	0,031	0,032
- население	0,022	0,024	0,024	0,024	0,023
- прочие	57,750	59,832	62,334	58,657	62,081

В 2020 г. зафиксировано снижение электропотребления в Северном энергорайоне на 28,76 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчетный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в Северном энергорайоне снизилось на 47,26 млн. кВт*ч (на 20,9 %).

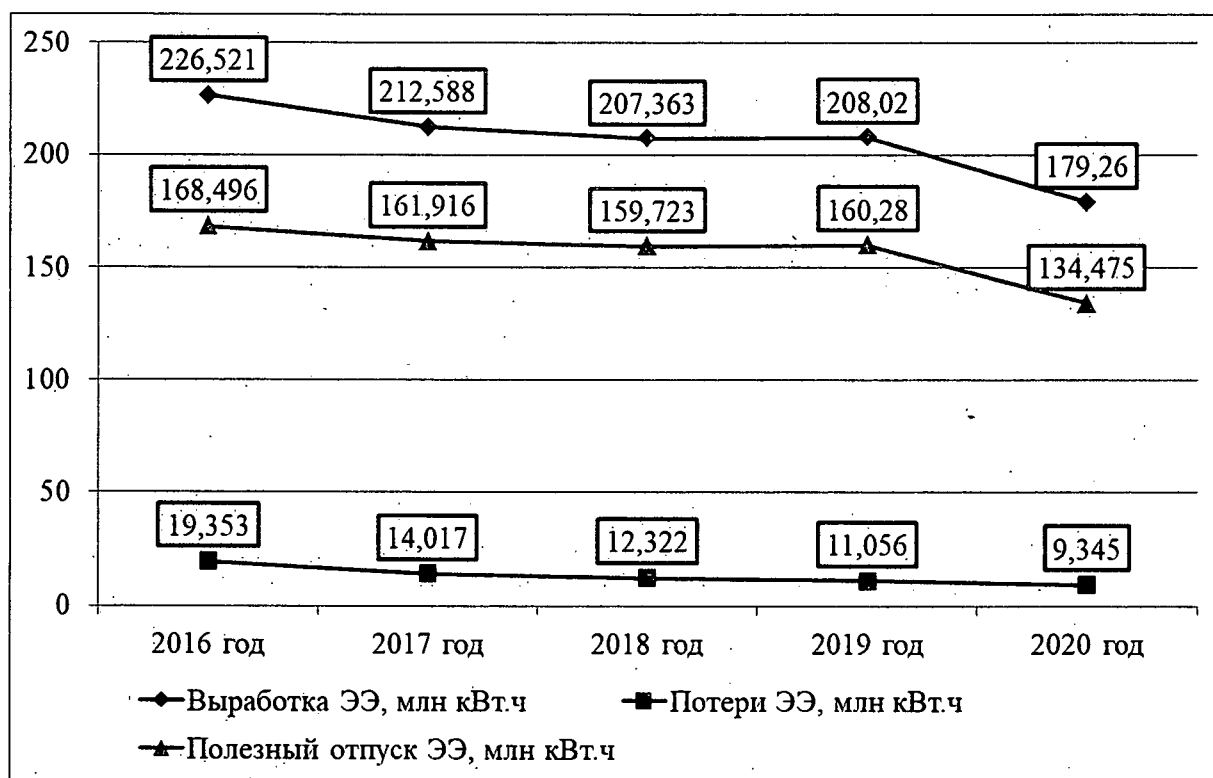


Рисунок 2.4.3. Динамика выработки электроэнергии Северного энергорайона Сахалинской области в 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч.

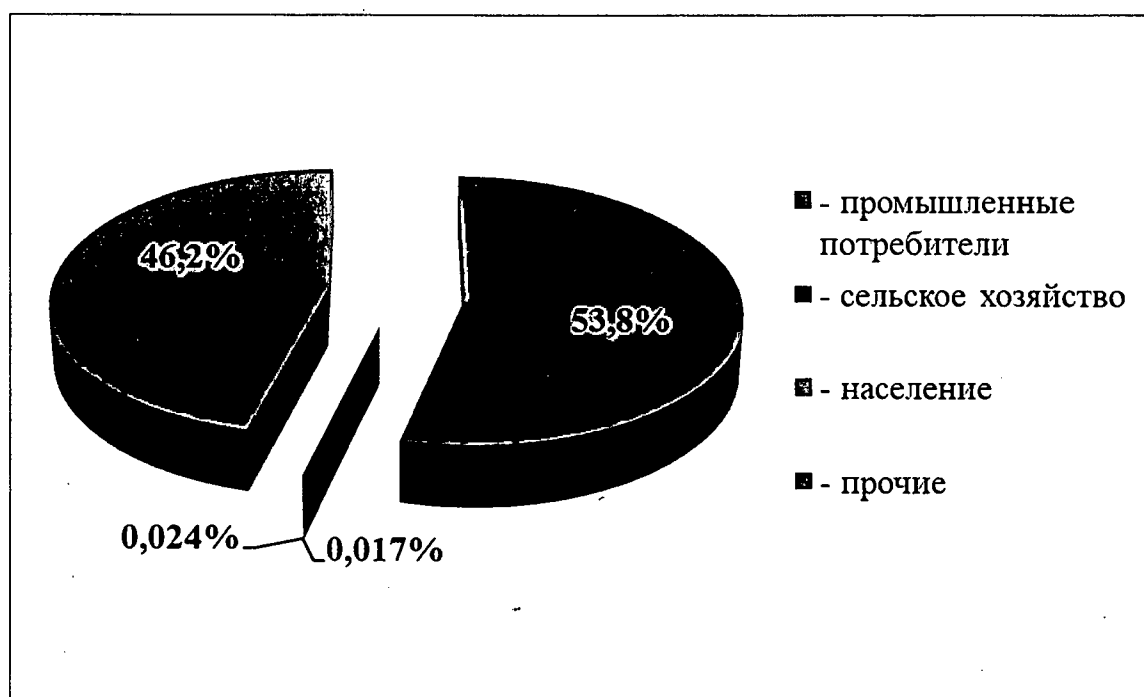


Рисунок 2.4.4. Структура полезного отпуска электроэнергии «Северного энергорайона» с разбивкой по основным группам потребителей в 2020 г., млн. кВт.ч.

«Центральный энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории Центрального энергорайона в 2016 – 2020 годах представлены в таблице 2.4.3 и на рисунках 2.4.5 - 2.4.6.

Таблица 2.4.3.

Баланс электрической энергии «Центрального энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	2405,309	2384,835	2443,262	2557,657	2609,396
- «НГЭС»	213,474	205,156	214,928	205,281	187,068
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Лермонтовка)	133,337	149,545	166,821	93,073	-
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Ильинское)	-	-	-	90,111	361,900
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2035,914	2012,167	2046,092	2154,489	2044,567
- «Томаринская ТЭЦ»	3,362	2,984	2,889	2,399	3,026
- «Холмская ТЭЦ»	13,492	13,083	12,532	12,304	12,835
- «Долинская ТЭЦ»	5,730	1,900	-	-	-
Собственные нужды ЭС	230,090	226,403	226,882	234,331	254,433
- «НГЭС»	9,148	8,763	9,178	8,766	8,025
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Лермонтовка)	24,955	26,906	29,059	24,066	-
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Ильинское)	-	-	-	-	54,968
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	186,941	185,407	183,452	195,942	185,544
- «Томаринская ТЭЦ»	1,852	1,688	1,606	1,556	1,697

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
- «Холмская ТЭЦ»	3,902	3,636	3,587	4,001	4,199
- «Долинская ТЭЦ»	3,292	0,003	-	-	-
Хозяйственные нужды ЭС	40,437	38,304	37,479	26,265	19,876
- «НГЭС»	0,143	0,141	0,150	0,141	0,129
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Лермонтовка)	33,991	31,080	29,916	19,134	12,300
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Ильинское)					
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»					
- «Томаринская ТЭЦ»	0,621	0,649	0,651	0,367	0,700
- «Холмская ТЭЦ»	5,682	6,434	6,762	6,623	6,747
- «Долинская ТЭЦ»	-	-	-	-	-
Потери электроэнергии в электрических сетях	292,792	275,223	268,021	283,041	293,275
- «НГЭС»	1,027	0,986	1,032	0,987	0,900
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Лермонтовка)	291,507	274,001	266,809	281,839	292,155
- «Сахалинская ГРЭС» (с.Ильинское)					
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»					
- «Томаринская ТЭЦ»	-	-	-	-	-
- «Холмская ТЭЦ»	0,258	0,236	0,180	0,215	0,220
- «Долинская ТЭЦ»	-	-	-	-	-
Полезный отпуск электроэнергии	1 841,990	1 844,906	1 910,880	2 014,020	2 041,811
Полезный отпуск электроэнергии по энергокомпаниям и группам потребителей					
АО «НГЭС»	203,710	195,395	204,571	195,53	178,013
- промышленные потребители	105,591	101,856	99,253	99,071	64,228
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	12,379	12,146	12,363	12,285	12,365
- прочие	85,740	81,393	92,955	84,173	101,361
ПАО «Сахалинэнерго»	1694,46	1704,32	1769,84	1876,20	1938,38
- промышленные потребители	132,82	132,33	133,21	144,30	178,40
- сельское хозяйство	54,34	56,75	75,43	102,12	124,11
- население	631,53	633,01	651,20	668,00	702,73
- прочие	875,78	882,23	910,00	961,78	933,15
МУП «Водоканал» (г.Томари)	0,889	0,647	0,632	0,476	0,629
- прочие	0,889	0,647	0,632	0,476	0,629
МУП «Тепло» (г.Холмск)	3,650	2,777	2,000	1,465	1,669
- прочие	3,650	2,777	2,000	1,465	1,669
МУП «Теплоснабжающая компания» (г.Долинск)	2,438	1,897	-	-	-
- прочие	2,438	1,897	-	-	-
Продажа электроэнергии между энергокомпаниями⁹	63,157	60,130	66,163	59,651	76,880

⁹ При расчете полезного отпуска учитывается со знаком «минус»

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в «Центральном энергорайоне» на 57,739 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчетный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в «Центральном энергорайоне» увеличилось на 204,087 млн. кВт*ч (на 7,8%).

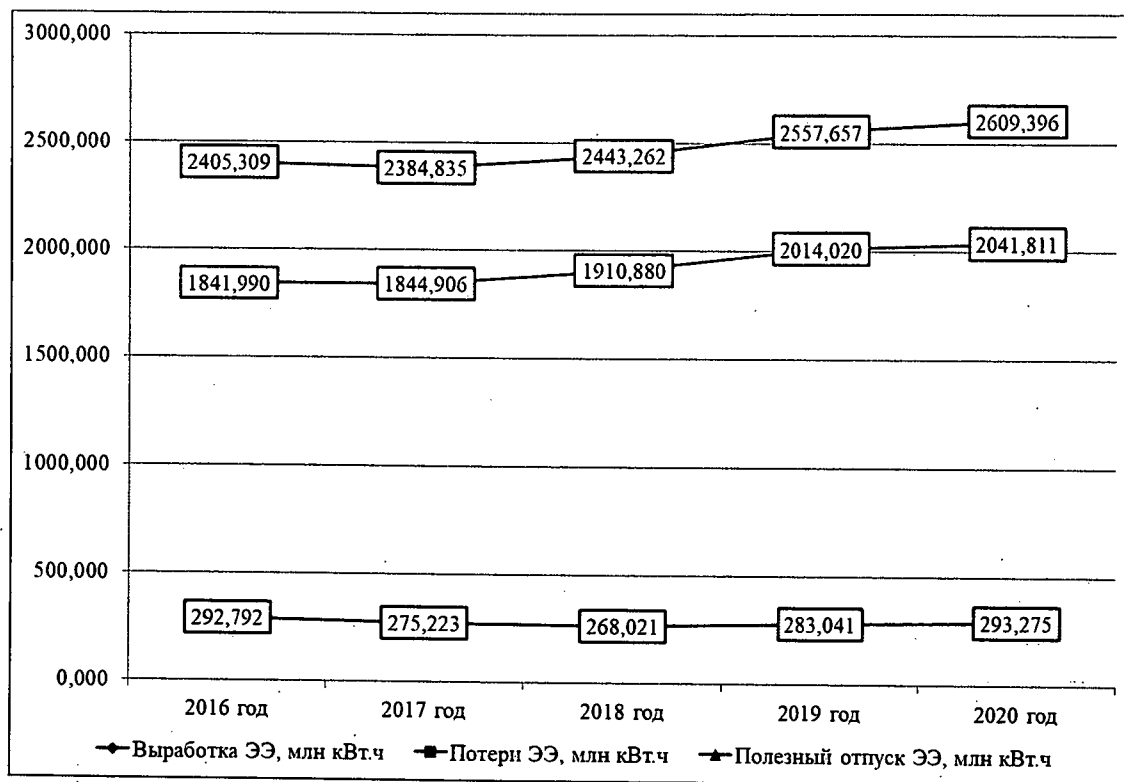


Рисунок 2.4.5. Динамика выработки электроэнергии «Центрального энергорайона» в 2016-2020 г.г., млн. кВт*ч.

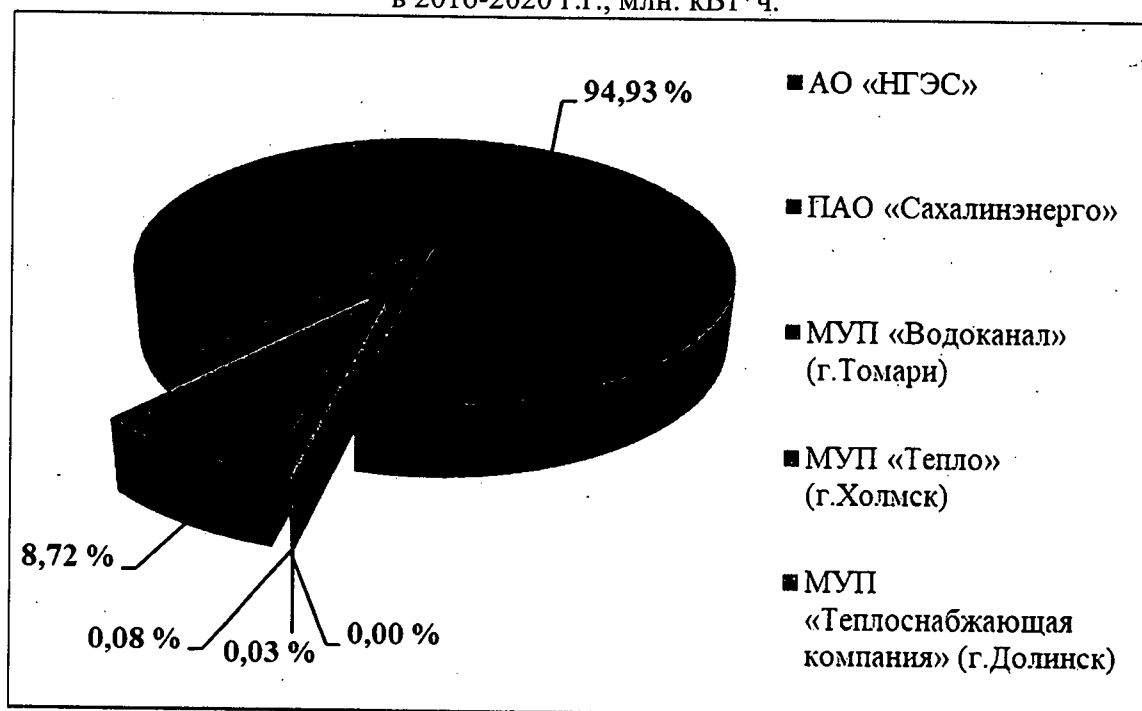


Рисунок 2.4.6. Структура полезного отпуска электроэнергии «Центрального энергорайона» с разбивкой по основным группам потребителей в 2020 г., млн. кВт*ч.

Децентрализованные энергорайоны

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии

на территории децентрализованных энергорайонов в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.4.

Таблица 2.4.4.

**Баланс электрической энергии децентрализованных энергорайонов
Сахалинской области в период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	121,3	140,6	162,9	183,8	197,5
Собственные нужды ЭС	7,6	7,3	7,4	8,8	10,1
Хозяйственные нужды ЭС	1,0	1,4	1,5	1,5	1,9
Потери электроэнергии в электрических сетях	12,8	22,0	23,0	25,2	26,9
Полезный отпуск электроэнергии	99,8	109,9	131,0	148,3	158,7
- промышленные потребители	28,2	30,4	35,6	36,8	37,3
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	41,7	44,6	55,7	58,0	60,6
- прочие	27,6	31,7	34,6	48,5	56,0

Энергорайон «Кириинского ГКМ»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.5.

Таблица 2.4.5.

**Баланс электрической энергии энергорайона «Кириинского ГКМ» за
период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	12,583	12,966	13,129	12,386	13,353
Собственные нужды ЭС	1,667	1,671	1,672	1,626	1,670
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	1,271	1,316	1,706	1,705	1,849
Полезный отпуск электроэнергии	9,645	9,979	9,751	9,056	9,834
- структура	9,645	9,979	9,683	8,854	9,476
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0	0	0	0	0
- прочие ¹⁰	0	0	0,067	0,201	0,358

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Кириинского ГКМ» на 0,97 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за

¹⁰ продажа электрической энергии по утверждённому тарифу с 01.07.2018

отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 0,77 млн. кВт*ч (на 6,1%).

Энергорайон «Ныш»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.6.

Таблица 2.4.6.

Баланс электрической энергии энергорайона «Ныш» за период 2016 – 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,385	1,198	1,480	1,454	1,363
Собственные нужды ЭС	0,161	0,111	0,103	0,106	0,093
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,352	0,219	0,480	0,495	0,462
Полезный отпуск электроэнергии	0,872	0,868	0,896	0,853	0,807
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,543	0,508	0,503	0,495	0,463
- прочие	0,328	0,361	0,393	0,359	0,345

В 2020 г. зафиксировано снижение электропотребления в энергорайоне «Ныш» на 0,09 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,02 млн. кВт*ч (на 1,6%).

Энергорайон «Виахту»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.7.

Таблица 2.4.7.

Баланс электрической энергии энергорайона «Виахту» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	0,812	0,796	0,794	0,807
Собственные нужды ЭС	н/д	0,034	0,032	0,032	0,039
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	0,104	0,094	0,104	0,104
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	0,675	0,669	0,658	0,665
- промышленные потребители	н/д	0,166	0,185	0,181	0,125
- сельское хозяйство	н/д	0	0	0	0
- население	н/д	0,311	0,315	0,285	0,318

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
- прочие	н/д	0,198	0,170	0,192	0,222

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Виахту» на 0,014 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2017 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,005 млн. кВт*ч (на 0,6%).

Энергорайон «Хоз»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.8.

Таблица 2.4.8.

Баланс электрической энергии энергорайона «Хоз» за период 2016 – 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	0,912	0,965	0,957	0,882
Собственные нужды ЭС	н/д	0,049	0,055	0,050	0,044
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	0,113	0,115	0,121	0,113
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	0,750	0,795	0,786	0,725
- промышленные потребители	н/д	0,098	0,109	0,107	0,085
- сельское хозяйство	н/д	0	0	0	0
- население	н/д	0,499	0,532	0,504	0,495
- прочие	н/д	0,154	0,153	0,175	0,145

В 2020 г. зафиксировано снижение электропотребления в энергорайоне «Хоз» на 0,075 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,03 млн. кВт*ч (на 3,29%).

«Первомайский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.9.

Таблица 2.4.9.

Баланс электрической энергии «Первомайского энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,648	1,633	1,710	1,676	1,716
Собственные нужды ЭС	0,053	0,050	0,053	0,051	0,053
Хозяйственные нужды ЭС	0,064	0,062	0,054	0,058	0,058
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,404	0,406	0,452	0,400	0,438

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Полезный отпуск электроэнергии	1,127	1,116	1,152	1,167	1,167
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,681	0,670	0,681	0,663	0,662
- прочие	0,446	0,446	0,472	0,504	0,505

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления «Первомайском» энергорайоне на 0,04 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 0,07 млн. кВт*ч (на 4,1%).

Энергорайон «Сфера»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.10.

Таблица 2.4.10.

Баланс электрической энергии энергорайона «Сфера» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	15,086	15,834	16,263	15,494	16,424
Собственные нужды ЭС	1,075	1,059	1,074	1,010	1,076
Хозяйственные нужды ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,070
Потери электроэнергии в электрических сетях	1,550	2,035	3,128	2,570	2,528
Полезный отпуск электроэнергии	12,461	12,740	12,061	11,914	12,750
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	8,826	8,565	7,858	8,161	9,258
- прочие	3,635	4,175	4,204	3,753	3,492

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Сфера» на 0,93 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 1,34 млн. кВт*ч (на 8,9%).

Энергорайон «Сфера-2»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.11.

Таблица 2.4.11.

Баланс электрической энергии энергорайона «Сфера-2» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	2,411	2,506	1,337	1,466	0,204

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Покупка электрической энергии от ПАО «Сахалинэнерго»	0,000	0,000	1,173	0,915	2,114
Собственные нужды ЭС	0,211	0,210	0,213	0,211	0,040
Хозяйственные нужды ЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,281	0,123	0,132	0,124	0,258
Полезный отпуск электроэнергии	1,919	2,173	2,165	2,046	2,020
- промышленные потребители	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- сельское хозяйство	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- население	1,466	1,497	1,486	1,428	1,464
- прочие	0,453	0,676	0,679	0,618	0,557

В 2020 г. зафиксировано снижение электропотребления в энергорайоне «Сфера-2» на 0,06 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,09 млн. кВт*ч (на 3,86%).

Энергорайон «Пихтовое»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.12.

Таблица 2.4.12.

Баланс электрической энергорайона «Пихтовое» за период 2016 – 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,319	0,238	0,228	0,227	0,278
Собственные нужды ЭС	0,009	0,009	0,012	0,012	0,012
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,091	0,068	0,040	0,020	0,034
Полезный отпуск электроэнергии	0,219	0,161	0,176	0,195	0,231
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0,205	0,152	0,168	0,167	0,152
- прочие	0,014	0,009	0,008	0,028	0,079

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Пихтовое» на 0,05 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,04 млн. кВт*ч (на 12,9%).

Энергорайон «Новиково»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.13.

Таблица 2.4.13.

**Баланс электрической энергии энергорайона «Новиково» за период
2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,666	1,639	1,703	1,662	1,603
Собственные нужды ЭС	0,032	0,031	0,033	0,032	0,023
Хозяйственные нужды ЭС	0,103	0,102	0,106	0,103	0,059
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,131	0,056	0,265	0,097	0,031
Полезный отпуск электроэнергии	1,40	1,45	1,30	1,43	1,49
- промышленные потребители	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05
- сельское хозяйство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- население	0,91	0,98	0,87	0,88	0,97
- прочие	0,44	0,43	0,39	0,50	0,48

В 2020 г. зафиксировано снижение электропотребления в энергорайоне «Новиково» на 0,06 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчетный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне снизилось на 0,06 млн. кВт*ч (на 3,8%).

«Северо-Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.14.

Таблица 2.4.14.

**Баланс электрической энергии «Северо-Курильского энергорайона»
за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	16,736	18,798	20,333	22,408	21,324
Собственные нужды ЭС	1,016	1,255	1,169	1,211	1,147
Хозяйственные нужды ЭС	0,185	0,176	0,182	0,171	0,174
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,192	2,803	3,501	4,579	4,632
Полезный отпуск электроэнергии	13,343	14,565	15,482	16,447	15,371
- промышленные потребители	4,886	5,118	5,684	6,324	5,180
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	4,540	4,710	4,814	4,856	4,860
- прочие	1,566	1,495	1,865	3,081	3,086

В 2020 г. выработка электрической энергии составила 21,32 млн.кВт.ч, что на 1,08 млн. кВт*ч (или на 4,84 %) меньше, чем в 2019 году. Снижение централизованной выработки электроэнергии обусловлено неудовлетворительным состоянием энергосетей, которое, в свою очередь, ведет к регулярным отключениям потребителей и их вынужденному переходу на использование резервной генерации.

«Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.15.

Таблица 2.4.15.

Баланс электрической энергии «Курильского энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	30,86	29,53	33,85	35,74	39,12
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	19,83	19,51	22,08	23,45	26,82
<i>ДЭС с. Китовая</i>	11,03	10,03	11,78	12,29	12,30
Собственные нужды ЭС	1,61	1,12	1,22	1,25	1,52
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	1,02	0,69	0,74	0,75	1,02
<i>ДЭС с. Китовая</i>	0,59	0,43	0,48	0,50	0,50
Хозяйственные нужды ЭС	0,37	0,55	0,61	0,60	0,60
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	0,19	0,42	0,45	0,45	0,43
<i>ДЭС с. Китовая</i>	0,19	0,13	0,16	0,15	0,18
Потери электроэнергии в электрических сетях	5,09	6,52	4,41	5,14	5,91
Полезный отпуск электроэнергии	23,79	21,34	27,61	28,75	31,09
<i>- промышленные потребители</i>	5,96	5,50	8,23	8,61	11,46
<i>- сельское хозяйство</i>	0	0	0	0	0
<i>- население</i>	10,04	8,97	10,47	10,66	11,30
<i>- прочие</i>	7,79	6,87	8,91	9,49	8,33

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в Курильском энергорайоне на 3,38 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчетный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 8,26 млн. кВт*ч (на 26,8 %).

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.16.

Таблица 2.4.16.

Баланс электрической энергии энергорайона «РПЦ Куйбышевский» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	-	-	-	1,167	1,270
Собственные нужды ЭС	-	-	-	0	0
Хозяйственные нужды ЭС	-	-	-	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях¹¹	-	-	-	0	0
Полезный отпуск электроэнергии	-	-	-	1,167	1,270

¹¹ Граница эксплуатационной ответственности устанавливается на отходящих линиях РП-0,4 кВ станции

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
- промышленные потребители	-	-	-	0	0
- сельское хозяйство	-	-	-	0	0
- население	-	-	-	0,389	0,623
- прочие	-	-	-	0,778	0,647

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «РПЦ Куйбышевский» на 0,1 млн. кВт*ч (8,8 %) по сравнению с 2019 г.

Энергорайон «Горячий Ключ»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.17.

Таблица 2.4.17.

Баланс электрической энергии энергорайона «Горячий Ключ» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	н/д	9,652	9,838	9,482
Собственные нужды ЭС	н/д	н/д	0,029	0,029	0,029
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	н/д	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	н/д	0,041	0,042	0,041
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	н/д	9,581	9,766	9,412
- промышленные потребители	н/д	н/д	0,127	0,077	0,729
- сельское хозяйство	н/д	н/д	0	0	0
- население	н/д	н/д	9,346	9,538	7,807
- прочие	н/д	н/д	0,107	0,152	0,876

В 2020 г. выработка электрической энергии составила 9,48 млн. кВт*ч, что на 0,36 млн. кВт*ч (или на 3,62 %) меньше, чем в 2019 году. Снижение централизованной выработки электроэнергии обусловлено неудовлетворительным состоянием энергосетей, которое, в свою очередь, ведет к регулярным отключениям потребителей и их вынужденному переходу на использование резервной генерации.

Энергорайон «Буревестник»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.18:

Таблица 2.4.18.

Баланс электрической энергии энергорайона «Буревестник» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	0,329	0,285	0,309	0,300
Собственные нужды ЭС	н/д	0,005	0,005	0,057	0,033
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	0	0	0	0

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	0,139	0,086	0,043	0,022
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	0,185	0,194	0,209	0,246
- промышленные потребители	н/д	0,027	0,026	0,04	0,038
- сельское хозяйство	н/д	0	0	0	0
- население	н/д	0,12	0,129	0,136	0,177
- прочие	н/д	0,038	0,039	0,033	0,031

В 2020 г. выработка электрической энергии составила 0,30 млн. кВт*ч, что на 0,01 млн. кВт*ч (или на 2,91 %) меньше, чем в 2019 году. Снижение централизованной выработки электроэнергии обусловлено неудовлетворительным состоянием энергосетей, которое, в свою очередь, ведет к регулярным отключениям потребителей и их вынужденному переходу на использование резервной генерации.

Энергорайон «Горное»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.19.

Таблица 2.4.19.

Баланс электрической энергии энергорайона «Горное» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	н/д	0,491	5,188	4,601
Собственные нужды ЭС	н/д	н/д	0,015	0,137	0,149
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	н/д	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	н/д	0,317	3,324	1,953
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	н/д	0,159	1,721	2,499
- промышленные потребители	н/д	н/д	0	0,1	0,107
- сельское хозяйство	н/д	н/д	0	0	0
- население	н/д	н/д	0,085	0,907	1,877
- прочие	н/д	н/д	0,025	0,228	0,048

В 2020 г. выработка электрической энергии составила 4,60 млн. кВт*ч, что на 0,59 млн. кВт*ч (или на 11,31 %) меньше, чем в 2019 году. Снижение централизованной выработки электроэнергии обусловлено неудовлетворительным состоянием энергосетей, которое, в свою очередь, ведет к регулярным отключениям потребителей и их вынужденному переходу на использование резервной генерации.

«Южно-Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.20.

Таблица 2.4.20.

**Баланс электрической энергии «Южно-Курильского энергорайона»
за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	25,45	31,14	37,53	38,78	42,98
ДЭС «Южно-Курильская»	22,56	31,14	34,14	30,92	32,07
«Менделеевская ГеоТЭС»	2,89	0	0	4,55	8,11
ДЭС «Лагунная»	н/д	н/д	3,39	3,31	2,80
Собственные нужды ЭС	1,42	1,08	1,42	2,23	3,4
ДЭС «Южно-Курильская»	1,21	1,08	1,337	1,801	2,726
«Менделеевская ГеоТЭС»	0,21	0	0	0,33	0,59
ДЭС «Лагунная»	н/д	н/д	0,083	0,099	0,084
Хозяйственные нужды ЭС	0,05	0,31	0,39	0,30	0,07
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,03	4,43	4,53	2,8	3,99
Полезный отпуск электроэнергии	23,95	25,32	31,19	33,45	35,52
- промышленные потребители	4,63	5,28	6,55	7,21	7,41
- сельское хозяйство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- население	10,67	10,75	12,08	12,13	12,74
- прочие	8,65	9,29	10,73	12,04	13,70

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в «Южно-Курильском энергорайоне» на 4,2 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В целом за отчётный период 2016 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 17,53 млн. кВт*ч (на 68,9 %).

Энергорайон «Головнино»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.21.

Таблица 2.4.21.

**Баланс электрической энергии энергорайона «Головнино» за период
2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,14	1,77	1,85	2,08	1,83
Собственные нужды ЭС	0,10	0,13	0,12	0,22	0,19
Хозяйственные нужды ЭС	0,00	0,10	0,10	0,08	0,06
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,01	0,20	0,22	0,28	0,21
Полезный отпуск электроэнергии	1,03	1,33	1,40	1,50	1,37
- промышленные потребители	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население)	0,48	0,72	0,78	0,83	0,64

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
- прочие	0,55	0,61	0,62	0,67	0,73

В 2020 г. выработка электрической энергии составила 1,83 млн. кВт*ч, что на 0,25 млн. кВт*ч (или на 12,02%) меньше, чем в 2019 году. Снижение централизованной выработки электроэнергии обусловлено неудовлетворительным состоянием энергосетей, которое, в свою очередь, ведет к регулярным отключениям потребителей и их вынужденному переходу на использование резервной генерации.

Энергорайон «Малокурильское»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.22.

Таблица 2.4.22.

Баланс электрической энергии энергорайона «Малокурильское» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	4,443	14,482	12,328	14,247	15,661
Собственные нужды ЭС	0,113	0,385	0,101	0,448	0,407
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,921	2,672	2,970	2,841	2,792
Полезный отпуск электроэнергии	3,408	11,425	9,257	10,959	12,462
- промышленные потребители	0,796	2,912	2,855	3,074	2,613
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	1,229	4,162	3,436	3,985	4,635
- прочие	1,383	4,351	2,966	3,899	5,213

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне «Малокурильское» на 1,41 млн. кВт*ч по сравнению с 2019 г. В 2017 г. наблюдался резкий прирост электропотребления. В целом за отчетный период 2017 – 2020 г.г. электропотребление в данном энергорайоне увеличилось на 1,18 млн. кВт*ч (на 8,1 %).

Энергорайон «Крабозаводское»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.23.

Таблица 2.4.23.

Баланс электрической энергии энергорайона «Крабозаводское» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	7,525	6,777	7,683	8,007	7,140
Собственные нужды ЭС	0,110	0,075	0,071	0,089	0,083
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,739	0,787	0,498	0,499	1,557
Полезный отпуск электроэнергии	6,677	5,915	7,114	7,419	5,500
- промышленные потребители	2,223	1,285	2,100	2,196	0,000
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	2,072	2,070	2,145	2,026	2,179
- прочие	2,382	2,560	2,869	3,196	3,321

В 2020 г. выработка электрической энергии составила 7,14 млн. кВт*ч, что на 0,87 млн. кВт*ч (или на 10,83 %) меньше, чем в 2019 году. Снижение централизованной выработки электроэнергии обусловлено неудовлетворительным состоянием энергосетей, которое, в свою очередь, ведет к регулярным отключениям потребителей и их вынужденному переходу на использование резервной генерации.

Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2016 – 2020 г.г. представлены в таблице 2.4.24.

Таблица 2.4.24.

Баланс электрической энергии энергорайона «РПК «Курильский рыбак» за период 2016 - 2020 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Выработка электрической энергии ЭС	н/д	н/д	н/д	8,98	14,96
Собственные нужды ЭС	н/д	н/д	н/д	0,02	0,08
Хозяйственные нужды ЭС	н/д	н/д	н/д	0,15	0,64
Потери электроэнергии в электрических сетях	н/д	н/д	н/д	0,00	0,01
Полезный отпуск электроэнергии	н/д	н/д	н/д	8,81	14,24
- промышленные потребители	н/д	н/д	н/д	0	0
- сельское хозяйство	н/д	н/д	н/д	0	0
- население	н/д	н/д	н/д	0	0
- прочие	н/д	н/д	н/д	8,81	14,24

В 2020 г. зафиксировано увеличение электропотребления в энергорайоне РПК «Курильский рыбак» на 5,98 млн. кВт*ч (66,6 %) по сравнению с 2019 г.

2.5. Динамика потребления электроэнергии на душу населения

Электропотребление на душу населения на территории Сахалинской области в 2020 году составило 1589 кВт*ч/чел. – на 5,4% больше, чем в 2019 году и 112,9% от электропотребления на душу населения 2016 года.

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории Сахалинской области в период 2016 – 2020 г.г. представлена в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1.

Динамика потребления электрической энергии на душу населения на территории Сахалинской области в период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Всего по Сахалинской области					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	685,6	689,8	719,3	738,3	775,7
Население, тыс. чел.	487,29	487,34	490,18	489,64	488,26
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1407	1415	1467	1508	1589
«Центральный энергорайон»					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	643,91	645,16	663,56	680,28	715,1
Население, тыс. чел.	443,06	443,14	445,18	444,76	443,59
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1453,3	1455,9	1490,5	1529,5	1612,1
«Северный энергорайон»					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	0,022	0,024	0,024	0,024	0,023
Население, тыс. чел.	23,17	22,91	22,61	22,22	21,83
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	0,950	1,048	1,061	1,080	1,054
«Северо-Курильский энергорайон»					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	4,540	4,710	4,814	4,856	4,860
Население, тыс. чел.	2,50	2,59	2,51	2,49	2,59
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1816,0	1818,5	1917,9	1950,2	1876,4
Энергорайоны на территории МО «Курильского городского округа»¹²					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	10,04	9,09	20,03	21,63	21,784
Население, тыс. чел.	5,93	5,56	6,41	6,49	6,48
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1693	1635	3125	3333	3362
Энергорайоны на территории МО «Южно-Курильского городского округа»¹³					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	15,91	19,082	19,819	20,275	17,735

¹² Энергорайоны «Курильский», «РПП Куйбышевский», «Горячий Ключ», «Буревестник», «Горное»

¹³ Энергорайоны «Головинно», «Южно-Курильский», «Малокурильское», «Крабзаводское», «РПК Курильский Рыбак»

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Население, тыс. чел.	10,73	11,25	11,60	11,82	11,89
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	1483	1696	1709	1715	1492
Прочие изолированные энергоузлы¹⁴					
Полезного отпуска по группе «Население», млн кВт*ч	12,631	13,087	12,413	12,583	13,782
Население, тыс. чел.	1,90	1,89	1,87	1,86	1,88
Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел.	6648	6924	6638	6765	7331

2.6. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электроэнергии

Крупнейшими предприятиями и организациями Сахалинской области являются:

1. **ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»** одно из старейших нефтедобывающих предприятий России. Основными видами деятельности общества является добыча и транспортировка нефти и природного газа. ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» выполняет функции оператора по более чем тридцати лицензиям на разработку нефтегазовых месторождений Сахалина.

2. **«Эксон Нефтегаз Лимитед»** является оператором проекта «Сахалин-1». И ведёт освоение трех морских месторождений: «Чайво», «Одопту» и «Аркутун-Даги», расположенных на северо-восточном шельфе острова Сахалин.

3. **«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»** является оператором проекта «Сахалин-2» и ведет освоение «Пильтун-Астохского» и «Лунского» месторождений на северо-восточном шельфе острова Сахалин.

4. **ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»** в рамках проекта «Сахалин-3» ведет освоение «Кириного» газоконденсатного месторождения с применением подводного добычного комплекса, без надводных конструкций.

5. **ООО «Восточная Горнорудная компания»** – крупнейшее угледобывающее предприятие Сахалинской области. В состав ООО «Восточная Горнорудная компания» входят следующие предприятия:

– ООО «Солнцевский угольный разрез» – ведет разработку участков «Южный-1» и «Южный-2» «Солнцевского» угольного месторождения в Углегорском районе Сахалинской области;

– ООО «Угольный морской порт Шахтерск» – морской терминал, расположенный в 28 км от «Солнцевского угольного разреза» в п.г.т. Шахтерск Углегорского района.

6. **ООО «Рыбокомбинат Островной»** – одно из крупнейших рыбоперерабатывающих предприятий острова Шикотан, расположенное в с. Малокурильское. Основным видом деятельности является производство замороженной рыбы и консервы. Наряду с консервным производством

¹⁴ Энергорайоны «Кириного ГКМ», «Ныш», «Виахту», «Хоз», «Первомайский», «Сфера», «Сфера-2», «Пихтовое», «Новиково»

работает линия по производству рыбной муки и фарша «сурими», также создано современное производство жестяной банки.

7. **ООО ПКФ «Южно-Курильский Рыбокомбинат»** – является одним из крупнейших рыбодобывающих предприятий острова Кунашир и одним из крупнейших в России добытчиков морского серого ежа. В состав производственного центра предприятия входят: береговой перерабатывающий комплекс мощностью 200 тонн готовой продукции в сутки, холодильный комплекс на 1200 тонн, контейнерный терминал и отдельный причал.

8. **ЗАО «Курильский рыбак»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания. Четыре рыбоперерабатывающих завода компании расположены на двух островах Курильского архипелага, три из которых находятся на острове Итуруп и один – на острове Шикотан. Основную долю выпускаемой продукции составляет мороженая рыба и филе, производимые для российского рынка и на экспорт.

9. **ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»** – крупная рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания холдинга «Salmonica», расположенная на острове Парамушир. Предприятие специализируется на добыче и переработке донных видов рыб и дикого, природного гребешка.

10. **ООО «Алаид»** – рыбодобывающая и рыбоперерабатывающая компания, расположенная на острове Парамушир. Основными объектами промысла являются: треска, минтай, камбала, навага, рыба лососевых пород и морской гребешок.

Перечень потребителей электрической энергии, с объемом потребления электрической энергии от 1,0 млн. кВт·ч/год и более и (или) потребляемой (заявленной) мощности от 1,0 МВт и выше за период 2016 – 2020 годы приведен в таблица 2.6.1-2.6.2.

Таблица 2.6.1.

**Годовой объём потребления электроэнергии крупными
потребителями территориальной энергосистемы Сахалинской области
за период 2016 - 2020 г.г.**

№	Наименование потребителя	Годовой объем потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2016	2017	2018	2019	2020
«Северный энергорайон»						
1	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	108,157	102,004	97,326	96,004	64,763
2	МУП «Охинское коммунальное хозяйство»	9,975	9,399	9,470	9,616	9,118
3	МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство»	2,544	1,986	1,982	1,567	1,679
«Центральный энергорайон»						
1	ООО «РСО «Универсал»	2,320	2,577	2,107	1,553	1,863
2	ООО «Солнцевский угольный разрез»	21,135	23,483	25,882	33,552	33,552
3	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	98,867	92,027	88,711	86,585	55,357
4	МУП «ПКК-1»	8,435	8,32	7,706	30,7	9,81
5	АО «Аэропорт Южно-Сахалинск»	3,535	3,941	4,356	4,872	4,78
6	Сахалинский Центр ОВД	1,273	1,123	1,232	1,237	1,24

№	Наименование потребителя	Годовой объем потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2016	2017	2018	2019	2020
7	АО «СКК»	н/д	40,43	40,77	42,62	н/д
8	АО «Совхоз Тепличный»	н/д	24,67	43,00	62,02	н/д
9	ООО «Сахалинский водоканал»	н/д	22,55	22,50	22,07	н/д
10	ООО «Угольный морской порт Шахтёрск»	4,446	3,899	4,415	4,775	4,775
11	МУП «Водоканал» МО «Городской округ Ногликский»	н/д	22,56	22,50	21,82	н/д
12	ООО «Теплосеть»	1,510	1,422	1,417	1,540	3,444
13	СПК РК «Дружба»	4,046	3,903	3,799	3,789	3,982
14	ФКУ «ИК №2»	3,102	3,097	2,956	2,994	2,440
15	«Специализированное конструкторское бюро средств автоматизации морских исследований» ДВО РАН	0,414	0,478	0,421	0,371	0,393
16	Эксон Нефтегаз Лимитед	10,254	9,280	8,647	8,676	9,608
17	ГБУЗ «Сахалинская областная клиническая больница»	2,987	3,202	4,928	4,750	4,345
18	ФКУ «ИК- I УФСИН России по Сахалинской области»	3,144	3,273	3,162	3,146	3,361
19	АО «Южно-Сахалинск хлебокомбинат»	4,415	4,128	3,989	4,011	3,813
20	ООО «Олимп»	0,268	0,656	1,677	2,559	2,064
21	ООО «Аллея»	0,080	0,315	1,136	2,139	3,207
22	ЗАО «Сахалинстройкомплекс»	0,190	0,191	0,192	0,783	0,924
23	АО «Молочный комбинат «Южно-Сахалинск»	3,749	3,573	3,404	3,507	3,665
24	АО «Фирма «Вилмаг и К»	0,742	0,671	0,640	0,694	0,747
25	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД»	17,637	17,076	16,822	17,557	17,109
26	ООО ТФ «Сахалинский бекон-2»	3,366	3,255	3,315	2,984	2,981
27	ЗАО «Пасифик»	1,374	1,282	1,246	1,235	1,114
28	АО Птицефабрика «Островная»	5,231	5,888	5,539	6,009	7,844
29	ООО «Рыбпромметалл»	0,354	0,324	0,374	0,372	0,280
30	ОАУ «СТК «Горный воздух»	2,436	2,353	2,377	4,418	4,240
31	АО Корсаковский завод пива и напитков «Северная звезда»	0,354	0,734	1,186	1,769	1,255
32	ООО «Арктик Интернейшнел»	0,702	0,667	0,764	0,835	0,779
33	ООО «МеталлПро»	0,091	0,520	0,716	0,700	0,770
34	ООО «Грин Агро-Сахалин»	0,000	0,267	0,792	2,690	3,500
35	ООО «СахГЭК»	0,327	0,219	1,425	1,169	2,416
36	ООО «Бриллиант»	13,706	13,570	13,524	14,435	12,620
37	КПСО «ПТУ»	2,221	2,971	3,217	3,495	2,649
38	ООО «ДВ Новый материк»	0,000	0,000	0,232	1,092	0,885
39	МКУ ГО «Город Южно-Сахалинск» «УКС»	0,000	0,000	0,000	0,195	1,658
40	ООО «Меридиан»	0,841	0,680	0,602	1,614	1,791
41	АО «Корсаковский морской торговый порт»	3,655	3,715	3,792	4,091	4,100
42	ООО «РК им. Кирова»	6,473	6,571	6,882	5,846	5,565
43	СП ООО «Сахалин-Шельф-Сервис»	3,470	3,392	2,463	3,629	4,095
44	ОАО «Российские железные дороги»	17,867	17,030	16,548	17,629	17,930
45	ООО «Компроспект» (градостроительный комплекс пр.Победы 9 (блок-секция №7,8,9,10))	1,086	0,185	0,156028	0,270	0,292

№	Наименование потребителя	Годовой объем потребления электроэнергии, млн. кВт*ч				
		2016	2017	2018	2019	2020
46	ООО «Армсахстрой» (С/о «Жилой квартал №1»)	н/д	н/д	1,326	1,853	1,348
47	ИП Михедов Андрей Николаевич	н/д	н/д	2,210	2,088	2,333
48	ООО «СЗ «АРТ ЭЛЬ» (Жилой комплекс «Зеленая планета» в с.Ново-Троицкое)	н/д	н/д	0,060	0,600994	0,748
49	Областное государственное автономное учреждение «Спортивная школа водных видов спорта»	н/д	н/д	н/д	н/д	2,219
50	МКП «ШКХ» УГО	н/д	н/д	0,987	2,871	2,699
51	МУП «Тепло» (ТЭЦ)	2,808	2,257	1,820	2,171	2,181
Энергорайон «Киришского ПКМ»						
1	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	9,645	9,979	9,683	8,854	9,476
«Северо-Курильский энергорайон»						
1	ОАО «Северо-Курильская база сейнерного флота»	н/д	2,20	2,80	4,09	н/д
2	ООО «Алаид»	н/д	1,32	1,49	1,12	н/д
Энергорайон «Курильский»						
1	АО «Гидрострой»	1,927	1,990	1,668	2,010	2,896
2	ЗАО «Курильский рыбак»	5,238	6,215	8,552	8,464	8,113
Энергорайон «Южно-Курильский»						
1	ООО ПКФ «Южно-Курильский рыбокомбинат»	н/д	2,73	3,06	3,21	н/д
Энергорайон «Малокурильское»						
1	ООО Рыбокомбинат «Островной»	0,870	3,097	3,161	3,248	5,139
Энергорайон «Крабозаводское»						
1	Филиал «Крабозаводск ЗАО «Курильский рыбак»	4,78	4,305	5,327	2,196	н/д

2.7. Баланс мощности

Балансы электрической мощности территориальной энергосистемы Сахалинской области за отчетный период 2016 – 2020 г.г. приведены в таблицах 2.7.1 - 2.7.22. На основании анализа баланса мощности можно сделать вывод о наличии резерва располагаемой мощности во всех энергорайонах Сахалинской области, кроме энергоузла «Малокурильское».

«Северный энергорайон»

Таблица 2.7.1.

Баланс электрической мощности «Северного энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00
Располагаемая мощность станций, МВт	86,60	86,60	86,60	86,60	86,60
Максимум потребления, МВт	33,7	33,00	32,10	31,30	29,4
Фактический резерв располагаемой мощности	52,9	53,6	54,5	55,3	57,2

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Число часов использования максимума мощности; час/год	6 722	6 442	6 460	6 646	6 097

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась с 52,9 МВт в 2016 г. до 57,2 МВт в 2020 г. в связи с уменьшением потребления мощности.

«Центральный энергорайон»

Таблица 2.7.2.

Баланс электрической мощности «Центрального энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций; МВт	610,74	610,74	598,74	634,74	634,74
В т.ч.:					
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС» с.Ильинское	0	0	0	120,00	120,00
«Сахалинская ГРЭС» с.Лермонтовка	84,00	84,00	84,00	0	0
«НГЭС»	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
«Томаринская ТЭЦ»	5,0	5,00	5,00	5,00	5,0
«Холмская ТЭЦ»	6,5	6,50	6,50	6,50	6,5
«Долинская ТЭЦ»	12	12	0	0	0
Располагаемая мощность станций; МВт	604,24	604,24	592,24	628,24	628,24
В т.ч.:					
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС» с.Ильинское	0	0	0	120,00	120,00
«Сахалинская ГРЭС» с.Лермонтовка	84,00	84,00	84,00	0	0
«НГЭС»	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
«Томаринская ТЭЦ»	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
«Холмская ТЭЦ»	6,5	6,50	6,50	6,50	6,5
«Долинская ТЭЦ»	12	12	0	0	0
Максимум потребления; МВт	404	395	415	445	447
Фактический резерв располагаемой мощности	200,24	209,24	177,24	183,24	181,24
Число часов использования максимума мощности; час/год	5 915	6 032	5 882	5 743	5 815

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носила переменный характер с максимумом 209,24 МВт в 2017 г. и минимумом 177,24 МВт в 2018 г.

Энергорайон «Кириновское ГКМ»

Таблица 2.7.3.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Киринского ГКМ»
за период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	9,28	9,28	9,28	9,28	9,28
Располагаемая мощность станций, МВт	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96
Максимум потребления, МВт	2,62	2,72	2,7	2,7	2,56
Фактический резерв располагаемой мощности	4,34	4,24	4,26	4,26	4,4
Число часов использования максимума мощности; час/год	4803	4767	4863	4587	5216

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носила переменный характер с максимумом 4,4 МВт в 2020 г. и минимумом 4,24 МВт в 2017 г.

Энергорайон «Ныш»

Таблица 2.7.4.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Ныш» за период
2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Располагаемая мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Максимум потребления, МВт	0,309	0,31	0,288	0,284	0,257
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,291	0,29	0,312	0,316	0,343
Число часов использования максимума мощности; час/год	4482	3865	5139	5120	5304

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась с 0,291 МВт в 2016 г. до 0,343 МВт в 2020 г. в связи с уменьшением потребления мощности.

Энергорайон «Виахту»

Таблица 2.7.5.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Виахту» за период
2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	н/д	0,8	1,2	0,75	0,75
Располагаемая мощность станций, МВт	н/д	0,5	0,8	0,75	0,75
Максимум потребления, МВт	н/д	0,19	0,21	0,205	0,21
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	0,31	0,59	0,545	0,54

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	4274	3790	3873	3843

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась в период с 2017 по 2018 г.г. с 0,31 МВт до 0,59 МВт за счет увеличения располагаемой мощности, а в период 2018 - 2020 г.г. резерв мощности практически не изменялся.

Энергорайон «Хоз»

Таблица 2.7.6.

Баланс электрической мощности энергорайона «Хоз» за период 2016 – 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	н/д	1,3	1,05	0,75	0,75
Располагаемая мощность станций, МВт	н/д	0,85	0,85	0,75	0,75
Максимум потребления, МВт	н/д	0,23	0,23	0,23	0,23
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	0,62	0,62	0,52	0,52
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	3965	4196	4161	3835

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2017 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва уменьшилась с 0,62 МВт в 2016 г. до 0,52 МВт в 2020 г. в связи с уменьшением генерирующей мощности.

«Первомайский энергорайон»

Таблица 2.7.7.

Баланс электрической мощности «Первомайского энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	1,694	1,694	1,694	0,842	0,842
Располагаемая мощность станций, МВт	0,800	0,800	0,800	0,842	0,842
Максимум потребления, МВт	н/д	н/д	н/д	0,37	0,38
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	0,472	0,462
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	н/д	н/д	4530	4516

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2019 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом

величина фактического резерва уменьшилась с 0,472 МВт в 2019 г. до 0,462 МВт в 2020 г. в связи с увеличением потребления мощности.

Энергорайон «Сфера»

Таблица 2.7.8.

Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Располагаемая мощность станций, МВт	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Максимум потребления, МВт	2,73	3,70	4,41	3,73	3,81
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	4,02	3,05	2,34	3,02	2,94
Число часов использования максимума мощности; час/год	6 015	4 527	4 283	5 115	5 058

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. Динамика изменения максимума носила переменный характер с максимумом 4,02 МВт в 2016 г. и минимумом 2,34 МВт в 2018 г.

Энергорайон «Сфера-2»

Таблица 2.7.9.

Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера-2» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Располагаемая мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Максимум потребления, МВт	0,43	0,49	0,35	0,35	0,28
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,53	0,47	0,61	0,61	0,68
Число часов использования максимума мощности; час/год	5607	5114	7414	6989	8579

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва увеличилась с 0,53 МВт в 2016 г. до 0,68 МВт в 2020 г. в связи с уменьшением потребления мощности.

Энергорайон «Пихтовое»

Таблица 2.7.10.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Пихтовое» за
период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	0,26	0,26	0,2	0,2	0,2
Располагаемая мощность станций, МВт	0,26	0,26	0,2	0,2	0,2
Максимум потребления, МВт	0,06	0,065	0,07	0,07	0,07
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,2	0,195	0,13	0,13	0,13
Число часов использования максимума мощности; час/год	5317	3662	3257	3243	3971

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва уменьшилась с 0,2 МВт в 2016 г. до 0,13 МВт в 2018-2020 гг. в связи с увеличением потребления мощности и отсутствием ввода генерирующих мощностей.

Энергорайон «Новиково»

Таблица 2.7.11.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Новиково» за
период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	4,764	5,214	5,214	5,214	4,666
Располагаемая мощность станций, МВт	4,764	5,214	5,214	5,214	4,666
Максимум потребления, МВт	0,38	0,42	0,41	0,39	0,37
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	4,384	4,794	4,804	4,824	4,296
Число часов использования максимума мощности; час/год	4384	3902	4154	4262	4332

В рассматриваемом ретроспективном периоде 2016 - 2020 г.г. баланс мощности складывался избыточно по располагаемой мощности. При этом величина фактического резерва носила переменный характер с максимумом 4,824 МВт в 2019 г. и минимумом 4,296 МВт в 2020 г.

Проведение анализа балансов электрической мощности энергорайонов Курильских островов некорректно, т.к. не учитывают перерывы энергоснабжения и использование резервных источников.

«Северо-Курильский энергорайон»

Таблица 2.7.12.

**Баланс электрической мощности «Северо-Курильского
энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	7,701	8,721	8,721	8,248	8,248
<i>В т.ч.:</i>					
<i>ДЭС «Северо-Курильская»</i>	6,301	7,321	7,321	6,848	6,848
<i>Мини ГЭС-1</i>	1	1	1	1	1
<i>Мини ГЭС-1</i>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Располагаемая мощность станций, МВт	6,801	7,821	7,821	7,348	7,348
<i>В т.ч.:</i>					
<i>ДЭС «Северо-Курильская»</i>	6,101	7,121	7,121	6,648	6,648
<i>Мини ГЭС-1</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>Мини ГЭС-1</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Максимум потребления, МВт	3,15	3,3	4,25	4,35	4,24
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	3,651	4,521	3,571	2,998	3,108
Число часов использования максимума мощности; час/год	5313	5696	4784	5151	5029

«Курильский энергорайон»

Таблица 2.7.13.

**Баланс электрической мощности «Курильского энергорайона» за
период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	10,816	10,816	10,816	14,016	14,016
<i>В т.ч.:</i>					
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	3,264	3,264	3,264	4,864	4,864
<i>ДЭС с. Китовая</i>	7,552	7,552	7,552	9,152	9,152
Располагаемая мощность станций, МВт	8,64	8,64	8,64	11,84	11,84
<i>В т.ч.:</i>					
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	2,176	2,176	2,176	3,776	3,776
<i>ДЭС с. Китовая</i>	6,464	6,464	6,464	8,064	8,064
Максимум потребления, МВт	4,8	6,78	7,23	7,66	8,12
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	3,84	1,86	1,41	4,18	3,72
Число часов использования максимума мощности; час/год	6429	4355	4682	4666	4818

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Таблица 2.7.14.

**Баланс электрической мощности энергорайона «РПЦ
Куйбышевский» за период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	0	0	0	2,041	2,234
Располагаемая мощность станций, МВт	0	0	0	2,041	2,234
Максимум потребления, МВт	0	0	0	1,7	1,6
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0	0	0	0,341	0,634
Число часов использования максимума мощности; час/год	-	-	-	686	794

Энергорайон «Горячий Ключ»

Таблица 2.7.15.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Горячий Ключ» за
период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	1,89	1,89	1,89	1,89	3,0
Располагаемая мощность станций, МВт	0,745	0,745	0,745	0,745	3,0
Максимум потребления, МВт	н/д	н/д	1,017	1,15	1,239
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	н/д	-0,272	-0,405	1,761
Число часов использования максимума мощности; час/год	-	-	н/д	8555	7653

В рассматриваемом ретроспективном периоде баланс мощности складывался с дефицитом по располагаемой мощности в период за 2018 - 2019 г.г. и профицитом в 2020 г. Это объясняется увеличением установленной и располагаемой мощности ДЭС с. Горячие Ключи (о. Итуруп) в 2020 г.

Энергорайон «Буревестник»

Таблица 2.7.16.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Буревестник» за
период 2016 - 2020 г.г.**

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Располагаемая мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,25	0,1	0,1

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Максимум потребления, МВт	0	0,09	0,09	0,09	0,09
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	-	0,16	0,16	0,01	0,01
Число часов использования максимума мощности, час/год	-	3656	3167	3433	3333

Энергорайон «Горное»

Таблица 2.7.17.

Баланс электрической мощности энергорайона «Горное» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	0	0	2,52	2,52	2,52
Располагаемая мощность станций, МВт	0	0	2,52	2,52	2,52
Максимум потребления, МВт	0	0	1,4	1,4	1,4
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	-	-	1,12	1,12	1,12
Число часов использования максимума мощности, час/год	-	-	351	3706	3286

«Южно-Курильский энергорайон»

Таблица 2.7.18.

Баланс электрической мощности «Южно-Курильского энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	17,49	11,76	13,643	22,62	23,125
<i>В т.ч.:</i>					
ДЭС «Южно-Курильская»	12,0	9,87	11,753 ¹⁵	13,33	13,835
«Менделеевская ГеоТЭС»	3,6	0	0	7,40	7,40
ДЭС «Лагунная»	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Располагаемая мощность станций, МВт	10,06	7,93	8,79	10,16	9,61
<i>В т.ч.:</i>					
ДЭС «Южно-Курильская»	8,17	6,04	6,90	8,27	7,72
«Менделеевская ГеоТЭС»	0	0	0	0	0
ДЭС «Лагунная»	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Максимум потребления, МВт	5,1	5,65	6,05	6,33	7,69
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	4,96	2,28	2,74	3,83	1,92

¹⁵ С учетом резервного ДГ САТ3512В мощностью 1088 кВт на «Менделеевской ГеоТЭС»

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Число часов использования максимума мощности; час/год	5082	5512	6203	6126	3689

Энергорайон «Головнино»

Таблица 2.7.19.

Баланс электрической мощности энергорайона «Головнино» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	2,245	2,245	2,245	2,245	1,685
Располагаемая мощность станций, МВт	1,795	1,795	1,795	1,795	0,85
Максимум потребления, МВт	0,5	0,41	0,43	0,48	0,56
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	1,295	1,385	1,365	1,315	0,29
Число часов использования максимума мощности; час/год	2280	4317	4302	4333	3268

Энергорайон «Малокурильское»

Таблица 2.7.20.

Баланс электрической мощности энергорайона «Малокурильское» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	4,25	4,25	4,25	4,25	3,25
Располагаемая мощность станций, МВт	3,25	3,25	3,25	3,25	3,25
Максимум потребления, МВт	н/д	2,4	2,75	2,65	3,9
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	0,85	0,5	0,6	-0,65
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	6034	4483	5376	4016

Следует обратить внимание на возникновение дефицита располагаемой мощности 2020 г.: максимум нагрузки превысил располагаемую мощность станции на 0,65 МВт.

Энергорайон «Крабозаводское»

Таблица 2.7.21.

Баланс электрической мощности энергорайона «Крабозаводское» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Располагаемая мощность станций, МВт	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Максимум потребления, МВт	1,84	2,0	1,83	1,5	1,3
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	0,26	0,1	0,27	0,6	0,8
Число часов использования максимума мощности; час/год	4090	3389	4198	5338	5492

Энергорайон «РПК «Курильский рыбац»

Таблица 2.7.22.

Баланс электрической мощности энергорайона «РПК «Курильский рыбац» за период 2016 - 2020 г.г.

Показатели	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Установленная мощность станций, МВт	н/д	н/д	н/д	3,65	3,65
Располагаемая мощность станций, МВт	н/д	н/д	н/д	3,65	3,65
Максимум потребления, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	3,827
Фактический резерв располагаемой мощности, МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	-0,177
Число часов использования максимума мощности; час/год	н/д	н/д	н/д	н/д	3909

Следует обратить внимание на возникновение дефицита располагаемой мощности 2020 г.: максимум нагрузки превысил располагаемую мощность станции на 0,177 МВт.

2.8. Динамика изменения максимума потребления

Помесячная динамика изменения максимума, минимума нагрузки по энергорайонам территориальной энергосистемы Сахалинской области за отчётный период 2016 – 2020 г.г. приведена в таблицах 2.8.1 - 2.8.22. На основании динамики изменения максимума и минимума нагрузки можно сделать вывод, что для большинства энергоузлов характерен зимний максимум и летний минимум нагрузки.

«Северный энергорайон»

Таблица 2.8.1.

Помесячная динамика изменения нагрузки «Северного энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	27,5	27,4	26,1	24,5	22,2	19,3	18	10,5	19,4	21,5	24	26,4
Макс.	33	33,3	33,7	29,4	27,7	26,6	23,7	24,5	25,7	28,8	32	33,3
2017 г.												
Мин.	27	26,8	25	23,2	20	18,3	17,2	18	18,3	20,4	23,2	22,1
Макс.	33	32,4	30,6	28,1	26,6	24,7	22,9	21,9	24,3	27,3	30,1	31,6

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2018 г.												
Мин.	25,3	25,8	25	21,2	19,9	19,5	16,9	16,7	17,3	19,6	21,1	24,4
Макс.	32,1	31	30,3	27,7	25,1	24,6	23,2	23,4	26,3	26,4	30,6	32
2019 г.												
Мин.	25,5	25	24,1	22	20,2	19,7	16,3	16	17,9	19,4	21,9	23,3
Макс.	31,1	31,3	30,2	30,3	27,1	26	23,1	22,8	26,3	27,1	29,4	30,2
2020 г.												
Мин.	23,3	24,5	23,8	22	20,9	19,7	11,1	9	9,2	11,9	13,5	15,1
Макс.	29,3	29,1	28,4	29,4	26,6	26	23	14,5	17,6	18,9	21,9	20

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. приходился на различные месяцы (с января по апрель в зависимости от года), а минимум – на летние (июль и август).

«Центральный энергорайон»

Таблица 2.8.2.

Помесячная динамика изменения нагрузки «Центрального энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	235	237	216	203	175	150	149	138	160	180	218	233
Макс.	395	398	376	326	315	303	273	291	320	356	380	404
2017 г.												
Мин.	246	240	216	200	183	165	142	146	155	182	199	234
Макс.	392	384	358	340	304	302	276	291	317	344	374	395
2018 г.												
Мин.	235	250	223	205	185	167	153	157	159	181	201	235
Макс.	400	391	375	355	318	314	302	291	318	335	382	415
2019 г.												
Мин.	256	257	233	190	187	177	163	162	162	192	221	268
Макс.	409	416	372	360	318	325	320	305	336	349	407	445
2020 г.												
Мин.	275	268	236	227	201	177	160	156	164	189	212	254
Макс.	426	427	403	360	330	334	299	310	330	351	391	447

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь), а минимум – на летние (июль и август).

Энергорайон «Кириное ГKM»

Таблица 2.8.3.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Кириное ГKM» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	1,64	1,76	1,31	1,12	0,95	0,69	0,68	0,72	0,72	0,93	1,38	1,60
Макс.	2,62	2,61	2,51	1,73	1,73	1,25	1,08	1,11	1,19	1,81	2,51	2,42
2017 г.												
Мин.	1,55	1,50	1,32	1,16	0,91	0,76	0,69	0,96	0,87	1,11	1,31	1,56
Макс.	2,58	2,53	2,42	1,74	1,57	1,39	1,07	1,13	1,18	1,62	2,39	2,72
2018 г.												
Мин.	1,57	1,75	1,46	1,35	1,06	0,80	0,88	0,75	0,89	0,84	1,21	1,76
Макс.	2,70	2,69	2,46	2,08	1,67	1,24	1,16	1,14	1,44	1,85	2,34	2,58
2019 г.												
Мин.	1,59	1,72	1,46	1,03	0,78	0,40	0,58	0,65	0,62	0,00	1,28	1,54
Макс.	2,63	2,70	2,49	1,94	1,60	1,10	0,96	0,96	1,20	1,68	2,46	2,45
2020 г.												
Мин.	1,69	1,62	1,41	1,20	0,74	0,77	0,62	0,62	1,23	1,25	1,82	1,96
Макс.	2,49	2,46	2,22	2,05	1,38	1,16	1,01	1,49	1,50	2,26	2,19	2,56

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь и февраль), а минимум – на летние (июль и август, за исключением 2019 г., когда в октябре была зафиксирована остановка станции).

Энергорайон «Ныш»

Таблица 2.8.4.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Ныш» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	0,201	0,18	0,173	0,16	0,126	0,1	0,088	0,101	0,14	0,15	0,157	0,201
Макс.	0,308	0,294	0,286	0,211	0,183	0,166	0,154	0,208	0,204	0,21	0,28	0,309
2017 г.												
Мин.	0,199	0,187	0,175	0,161	0,154	0,123	0,074	0,08	0,106	0,174	0,119	0,154
Макс.	0,31	0,297	0,28	0,193	0,187	0,159	0,158	0,183	0,211	0,227	0,268	0,281
2018 г.												
Мин.	0,163	0,206	0,179	0,155	0,125	0,122	0,082	0,093	0,121	0,103	0,152	0,168
Макс.	0,254	0,288	0,266	0,255	0,224	0,224	0,175	0,209	0,24	0,247	0,268	0,284
2019 г.												
Мин.	0,168	0,176	0,162	0,127	0,102	0,1	0,084	0,088	0,11	0,121	0,156	0,165
Макс.	0,266	0,268	0,232	0,223	0,203	0,203	0,171	0,177	0,223	0,22	0,241	0,284
2020 г.												
Мин.	0,169	0,16	0,142	0,129	0,104	0,094	0,083	0,081	0,096	0,117	0,135	0,152
Макс.	0,241	0,257	0,237	0,191	0,184	0,177	0,156	0,143	0,164	0,184	0,219	0,236

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь и февраль), а минимум – на летние (июль и август).

Энергорайон «Виахту»

Таблица 2.8.5.

**Динамика изменения нагрузки энергорайона «Виахту» за период
2016 - 2020 г.г.**

Год	2017	2018	2019	2020
Мин.	0,035	0,1	0,1	0,1
Макс.	0,19	0,21	0,205	0,21

Информация для анализа помесечной динамики изменения нагрузки отсутствует у собственника. На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что значения максимума и минимума нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2018 г.г. выросли, а в дальнейшем до 2020 г. практически не изменились.

Энергорайон «Хоз»

Таблица 2.8.6.

**Помесечная динамика изменения нагрузки энергорайона «Хоз» за
период 2016 - 2020 г.г.**

Год	2017	2018	2019	2020
Мин.	0,11	0,11	0,11	0,11
Макс.	0,23	0,23	0,23	0,23

Информация для анализа помесечной динамики изменения нагрузки отсутствует у собственника. На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что значения максимума и минимума нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2020 г.г. не изменились.

«Первомайский энергорайон»

Таблица 2.8.7.

**Помесечная динамика изменения нагрузки «Первомайского
энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016-2018 гг. – нет данных												
2019 г.												
Мин.	0,259	0,22	0,198	0,187	0,18	0,175	0,145	0,16	0,19	0,235	0,258	0,279
Макс.	0,365	0,33	0,295	0,281	0,28	0,195	0,19	0,205	0,23	0,29	0,33	0,37
2020 г.												
Мин.	0,265	0,21	0,2	0,196	0,194	0,176	0,141	0,168	0,182	0,24	0,26	0,28
Макс.	0,362	0,328	0,299	0,284	0,279	0,192	0,19	0,21	0,225	0,3	0,35	0,38

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2019 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь), а минимум – на летние (июль).

Энергорайон «Сфера»

Таблица 2.8.8.

**Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Сфера»
за период 2016 - 2020 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	2,01	2,10	2,00	1,95	1,44	1,34	1,26	1,22	1,34	1,41	1,77	1,99
Макс.	2,61	2,73	2,60	2,53	1,87	1,74	1,64	1,59	1,74	1,83	2,31	2,59
2017 г.												
Мин.	2,68	2,47	1,97	2,21	1,52	1,58	1,21	1,19	1,37	1,70	2,04	2,06
Макс.	3,70	3,41	2,72	3,05	2,10	2,18	1,66	1,64	1,89	2,34	2,82	2,84
2018 г.												
Мин.	2,87	2,86	2,33	2,10	1,87	1,58	1,15	1,11	1,32	1,38	2,00	1,98
Макс.	4,14	4,12	3,36	3,03	2,69	2,28	1,65	1,60	1,90	1,98	2,88	2,85
2019 г.												
Мин.	2,38	2,52	2,04	2,02	1,22	1,30	1,14	1,23	1,20	1,47	2,41	2,57
Макс.	3,46	3,65	2,96	2,93	1,77	1,89	1,65	1,78	1,74	2,14	3,50	3,73
2020 г.												
Мин.	2,41	2,59	2,07	2,16	2,06	1,41	1,17	1,38	1,30	1,89	2,10	2,18
Макс.	3,55	3,81	3,04	3,17	3,03	2,08	1,72	2,03	1,91	2,78	3,08	3,21

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь и февраль), а минимум – на летние (июль и август).

Энергорайон «Сфера-2»

Таблица 2.8.9.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Сфера-2» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	0,33	0,31	0,28	0,28	0,26	0,26	0,27	0,25	0,26	0,28	0,30	0,28
Макс.	0,43	0,40	0,36	0,37	0,34	0,34	0,35	0,33	0,33	0,36	0,39	0,36
2017 г.												
Мин.	0,36	0,33	0,27	0,31	0,28	0,25	0,27	0,27	0,27	0,27	0,29	0,31
Макс.	0,49	0,45	0,37	0,43	0,39	0,35	0,37	0,37	0,37	0,38	0,40	0,42
2018 г.												
Мин.	0,25	0,23	0,19	0,20	0,19	0,00	0,00	0,00	0,18	0,20	0,22	0,21
Макс.	0,35	0,34	0,27	0,28	0,27	0,00	0,00	0,00	0,26	0,29	0,32	0,30
2019 г.												
Мин.	0,22	0,22	0,19	0,21	0,19	0,14	0,00	0,09	0,21	0,20	0,24	0,13
Макс.	0,32	0,32	0,28	0,30	0,27	0,20	0,00	0,13	0,30	0,30	0,35	0,19
2020 г.												
Мин.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,08	0,00	0,00	0,01
Макс.	0,27	0,15	0,00	0,05	0,00	0,00	0,00	0,28	0,12	0,00	0,00	0,01

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2018 г.г. был характерным и приходился на зимние месяцы (январь), а в 2019

- 2020 г.г. максимум нагрузки был в нехарактерный период (август). Минимум нагрузки наблюдался преимущественно в летние месяцы, но, следует отметить, что в период 2018 – 2020 г.г. наблюдалась остановка станции в различные периоды.

Энергорайон «Пихтовое»

Таблица 2.8.10.

**Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона
«Пихтовое» за период 2016 - 2020 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,02	0,02	0,02
Макс.	0,06	0,06	0,06	0,06	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,06	0,06	0,06
2017 г.												
Мин.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,015	0,015	0,015	0,02	0,02	0,02	0,02
Макс.	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,04	0,035	0,04	0,04	0,045	0,06	0,065
2018 г.												
Мин.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,025	0,015	0,015	0,015	0,02	0,03	0,025	0,02
Макс.	0,06	0,06	0,06	0,06	0,065	0,045	0,03	0,04	0,045	0,04	0,06	0,07
2019 г.												
Мин.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,02	0,02	0,02
Макс.	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,05	0,05	0,045	0,04	0,065	0,065	0,07
2020 г.												
Мин.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,02	0,02	0,02
Макс.	0,065	0,065	0,065	0,065	0,05	0,05	0,04	0,045	0,045	0,065	0,065	0,07

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум и минимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. слабо меняется в течение года.

Энергорайон «Новиково»

Таблица 2.8.11.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Новиково» за период 2016 - 2020 г.г.

[illegible]

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Мин.	0,16	0,15	0,145	0,135	0,11	0,09	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13	0,15
Макс.	0,34	0,37	0,3	0,28	0,26	0,26	0,21	0,22	0,245	0,24	0,28	0,37

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь и февраль), а минимум в 2020 г. – на летний (июль).

«Северо-Курильский энергорайон»

Таблица 2.8.12.

**Помесячная динамика изменения нагрузки «Северо-Курильского
энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	1	1	1,1	0,88	0,86	1,13	0,95	0,6	0,4	0,8	0,87	1,1
Макс.	3	2,8	3,1	2,9	2,6	2,4	2,3	2,15	1,6	1,7	1,9	3,15
2017 г.												
Мин.	1,2	0,9	1,1	1,07	1	0,98	0,92	0,84	0,85	0,87	0,85	1,2
Макс.	3,25	3	3,3	3,05	2,85	2,6	2,5	2,3	2,1	2,15	2,2	3,3
2018 г.												
Мин.	1	2,1	1,85	2,15	1,82	1,8	1,25	1	0,95	0,85	1	1,7
Макс.	3,55	4	4,1	4,25	3,75	3,55	3,4	3,3	2,9	2,65	2,5	4,2
2019 г.												
Мин.	0,9	2,3	2	2,25	1,7	1,6	1,4	1,13	1,05	1,2	1,4	1,85
Макс.	3,6	4,2	4,3	4,35	3,6	3,58	3,3	3,4	2,98	2,6	2,95	3,8
2020 г.												
Мин.	1,4	1,3	1,2	1,41	1,2	1,1	1,4	1,2	1,15	1,25	1,5	1,25
Макс.	4,05	4,24	3	3,3	3,4	2,9	2,8	2,65	2,35	2,15	2,5	2,9

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2017 г.г. приходился на характерный зимний период (декабрь), а начиная с 2017 г. по 2020 г., максимум сместился на март, апрель и февраль. Минимум нагрузки приходился на различные месяцы лета и осени, а в 2019 г. минимум проходил в нехарактерный период – январь.

«Курильский энергорайон»

Таблица 2.8.13.

Помесячная динамика изменения нагрузки «Курильского энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.

[illegible]

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	1,21	2,83	3,17	2,15	2,15	1,73	1,43	1,44	1,63	2,15	1,95	2,44
Макс.	5,51	6,48	5,06	5,77	4,66	4,57	3,87	6,30	6,45	6,78	5,52	6,31
2018 г.												
Мин.	3,16	3,07	1,78	2,04	2,04	1,77	1,78	2,02	1,94	2,10	2,28	2,63
Макс.	5,30	5,94	5,16	5,18	5,32	4,44	5,00	6,84	7,03	7,09	6,42	5,68
2019 г.												
Мин.	3,08	3,34	2,99	2,52	1,92	1,65	1,78	1,81	1,38	2,73	2,68	3,14
Макс.	5,67	6,58	5,75	5,54	5,30	5,47	5,37	6,90	7,19	7,66	6,47	6,64
2020 г.												
Мин.	3,37	3,86	3,41	2,92	2,65	2,17	1,99	2,19	2,17	2,95	3,37	4,23
Макс.	7,09	6,47	7,23	6,49	5,63	5,11	5,63	6,90	7,55	8,07	6,97	6,66

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 – 2020 г.г. приходился на нехарактерный период (октябрь), а минимум – на различные нехарактерные периоды в зависимости от года (январь, февраль, март и июнь).

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Таблица 2.8.14.

**Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «РПЦ
Куйбышевский» за период 2016 - 2020 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016-2018 гг. – нет данных												
2019 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0,09	0,5	0,7	0,7	0,6	0,06
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0,3	1,1	1,6	1,7	1,1	0,2
2020 г.												
Мин.	0,01	0,01	0,01	0,06	0,1	0,1	0,2	0,5	0,3	0,6	0,5	0,06
Макс.	0,01	0,01	0,01	0,06	0,2	0,2	0,5	1,1	0,7	1,6	1,1	0,2

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2019 - 2020 г.г. приходился на октябрь, а минимум – на преимущественно зимние месяцы (декабрь, январь, февраль и март).

Энергорайон «Горячий Ключ»

Таблица 2.8.15.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Горячий Ключ» за период 2016 - 2020 г.г.

[illegible]

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2017 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2018 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	0,704	0,993	0,935	0,907	0,774	0,768	0,718	0,603	0,632	0,722	0,879	1,017
2019 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	1,046	1,115	0,906	0,807	0,727	0,740	0,661	0,589	0,599	0,662	0,926	1,059
2020 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	1,182	1,239	1,110	1,108	0,894	0,721	0,548	0,546	0,454	0,548	0,481	0,551

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2018 - 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь и февраль), а информация о минимуме нагрузки не предоставлена собственником.

Энергорайон «Буревестник»

Таблица 2.8.16.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Буревестник» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г. –выработка равна 0												
2017 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2018 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2019 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2020 г.												
Мин.	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Макс.	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум и минимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 - 2020 г.г. не изменялся в течение года на протяжении всего периода.

Энергорайон «Горное»

Таблица 2.8.17.

**Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Горное»
за период 2016 - 2020 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г. –выработка равна 0												
2017 г. –выработка равна 0												
2018 г.												
Мин.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,3
Макс.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,4
2019 г.												
Мин.	1,2	1,1	1	1,3	0,9	1,1	1	0,8	0,8	1	1,1	1,3
Макс.	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,4	1,4
2020 г.												
Мин.	1,3	1,3	1,3	1,2	1	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1,3
Макс.	1,4	1,4	1,4	1,4	1,2	1,3	1,2	0,9	1,2	1,2	1,3	1,4

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2019 - 2020 г.г. постоянен и приходится на большую часть холодного периода года, а минимум – на летние.

«Южно-Курильский энергорайон»

Таблица 2.8.18.

**Помесячная динамика изменения нагрузки «Южно-Курильского
энергорайона» за период 2016 - 2020 г.г.**

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016-2019 гг. – нет данных												
2020 г.												
Мин.	3,6	3,74	3,7	3,1	2,93	2,13	1,32	1,8	1,79	3,12	3,7	3,8
Макс.	7,692	7,406	6,998	7,194	7,241	5,994	5,712	4,628	5,379	5,483	6,002	6,200

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в 2020 г. приходился на январь, а минимум – на июль).

Энергорайон «Головнино»

Таблица 2.8.19.

**Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона
«Головнино» за период 2016 - 2020 г.г.**

[illegible]

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2017 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2018 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2019 г.												
Мин.	0,205	0,215	0,19	0,15	0,14	0,11	0,115	0,1	0,11	0,12	0,145	0,075
Макс.	0,48	0,38	0,35	0,33	0,312	0,285	0,255	0,255	0,27	0,27	0,35	0,38
2020 г.												
Мин.	0,23	0,25	0,23	0,195	0,084	0,03	0,08	0,105	0,105	0,14	0,16	0,2
Макс.	0,47	0,42	0,445	0,35	0,34	0,305	0,28	0,3	0,32	0,38	0,48	0,56

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2019 - 2020 гг. приходился на зимние месяцы (декабрь и январь), а минимум – на различные периоды (декабрь и июнь).

Энергорайон «Малокурильское»

Таблица 2.8.20.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Малокурильское» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Макс.	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2017 г.												
Мин.	1,35	1,2	1,2	1,2	1	1,25	0,8	0,8	0,75	1	1,35	1,4
Макс.	2,35	2,05	2,4	2,15	2,2	2,4	1,8	1,9	1,8	2,35	2,35	2,35
2018 г.												
Мин.	1,05	1,4	0,95	0,85	0,9	0,75	0,7	0,75	0,45	0,65	0,75	0,85
Макс.	2,15	2,75	2,1	2,3	2,15	2,2	2,15	2,2	1,65	1,65	1,7	1,7
2019 г.												
Мин.	1,05	1,1	1,2	1,1	0,8	1	0,75	0,7	0,9	0,9	1,05	1,45
Макс.	2,2	2,35	2,5	2,6	2,1	2,05	1,75	1,9	2,05	2,25	2,5	2,65
2020 г.												
Мин.	1,2	1,3	1,9	1,75	1,7	1,5	1,45	1,3	1,35	1,25	1,35	1,55
Макс.	2,25	3,2	3,9	3,8	3,8	3,7	3	2,9	3	3	2,9	3,85

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2017 - 2020 г.г. приходился на различные месяцы (март, июнь, февраль, декабрь). В период 2017 - 2019 г.г. минимум нагрузки проходил в август-сентябрь, а в 2020 г. – в нехарактерный период – январь.

Энергорайон «Крабозаводское»

Таблица 2.8.21.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «Крабозаводское» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016 г.												
Мин.	0,8	0,85	0,8	0,6	0,47	0,45	0,3	0,38	0,3	0,3	0,43	0,6
Макс.	1,84	1,5	1,65	1,67	1,13	1,53	0,86	1,2	1,38	1,67	1,68	1,83
2017 г.												
Мин.	0,6	0,6	0,6	0,45	0,33	0,37	0,3	0,3	0,3	0,4	0,45	0,55
Макс.	1,76	2	1,33	1,3	1,07	1,1	1,13	1,13	1,08	1,23	1,48	1,68
2018 г.												
Мин.	0,45	0,56	0,8	0,6	0,5	0,45	0,5	0,47	0,45	0,4	0,63	0,6
Макс.	1,28	1,37	1,59	1,33	1,24	1,23	1,23	1,33	1,13	1,43	1,53	1,83
2019 г.												
Мин.	0,6	0,6	0,7	0,45	0,48	0,4	0,41	0,38	0,46	0,5	0,53	0,6
Макс.	1,2	1,4	1,45	1	1,1	1,15	1,2	0,9	1,03	1,2	1,2	1,5
2020 г.												
Мин.	0,67	0,65	0,6	0,55	0,5	0,4	0,43	0,35	0,4	0,51	0,55	0,62
Макс.	1,03	1,07	1,03	0,93	0,83	0,85	0,83	0,73	0,93	1,1	1	1,3

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в период 2016 – 2020 г.г. приходился на зимние месяцы (декабрь, январь и февраль), а минимум – преимущественно на летние (июль, август), реже – на сентябрь, октябрь.

Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»

Таблица 2.8.22.

Помесячная динамика изменения нагрузки энергорайона «РПК «Курильский рыбак» за период 2016 - 2020 г.г.

Нагрузка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
2016-2019 гг. – нет данных												
2020 г.												
Мин.	0,664	0,657	0,601	0,55	0,608	0,512	0,613	0,566	0,65	0,534	0,58	0,747
Макс.	3,827	3,068	2,414	2,504	3,005	3,52	2,78	3,323	3,678	3,484	3,605	3,47

На основании анализа данных, представленных в таблице, можно сделать вывод, что максимум нагрузки в данном энергорайоне в 2020 г. приходился на январь, а минимум – на июнь.

2.9 Динамика экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию

В соответствии с информацией, предоставленной Региональной энергетической комиссией Сахалинской области письмом № 3.25-137/21 от 28.01.2021, в таблице 2.9.1 представлена динамика утвержденных

экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2016 - 2020 г.г.

Таблица 2.9.1.

Утвержденный экономически обоснованный тариф на электрическую энергию

№ п/ п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			2016	2017	2018	2019	2020
МО городской округ «Охинский»							
1	АО «Охинская ТЭЦ»	руб./ кВт*ч	3,93	4,39	4,87	5,37	5,64
МО «Городской округ Ногликский»							
2	АО НГЭС	руб./ кВт*ч	2,96	3,27	3,46	3,94	4,47
3	МУП Водоканал МО «ГО «Ногликский»	руб./ кВт*ч	8,09	8,76	10,61	11,97	11,93
4	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	руб./ кВт*ч	0,00	0,00	4,27	4,37	3,74
МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»							
5	ООО «Дизель»	руб./ кВт*ч	27,36	-	-	-	-
6	ООО «Энергетик»	руб./ кВт*ч	25,96	-	-	-	-
7	МУП «Транспорт»	руб./ кВт*ч	-	27,28	30,61	35,48	38,62
МО городской округ «Смирныховский»							
8	ООО «Энергетик	руб./ кВт*ч	25,19	25,73	26,80	36,63	35,61
МО Корсаковский городской округ							
9	ООО «Пихтовое»	руб./ кВт*ч	39,06	39,81	49,75	57,33	63,13
МО городской округ «Город Южно-Сахалинск»							
10	ПАО «Сахалинэнерго»	руб./ кВт*ч	5,20	5,26	5,80	6,00	7,06
11	ООО «СахГЭК»	руб./ кВт*ч	4,10	3,93	3,93	3,78	3,85
МО Северо-Курильский городской округ							
12	МП «Тепло-электросистемы Северо-Курильского городского округа»	руб./ кВт*ч	13,54	13,95	16,08	18,38	17,64
МО «Курильский городской округ»							
13	ООО «Дальэнергоинвест» (о. Итуруп)	руб./ кВт*ч	14,87	15,14	14,12	26,11	23,09
14	ООО «Синтегра»	руб./ кВт*ч	-	-	-	20,52	22,70
15	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Минобороны РФ	руб./ кВт*ч	-	-	12,71	17,33	18,22
16	МУП «Жилкомсервис»	руб./ кВт*ч	37,64	39,32	37,72	46,39	32,84
МО «Южно-Курильский городской округ»							
17	ЗАО «Энергия Южно-Курильская»	руб./кВт*ч	14,24	16,08	16,50	21,82	21,05
18	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» (о.Кунашир)	руб./ кВт*ч	-	-	-	-	22,26
19	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Кунашир)	руб./ кВт*ч	27,34	30,26	24,26	43,20	50,58
20	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Минобороны РФ	руб./ кВт*ч	-	-	12,71	17,33	18,22
21	МУП «Шикотанское жилищное управление»	руб./ кВт*ч	14,98	14,96	15,49	22,89	22,58
22	ООО «ДальЭнергоИнвест» (о. Шикотан)	руб./ кВт*ч	-	-	-	18,67	18,24

3. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Основные проблемы в сфере электроэнергетики Сахалинской области:

1) Технологическая изолированность территориальной энергосистемы Сахалинской области приводит к необходимости содержания повышенного резерва установленной мощности для обеспечения необходимого уровня надёжности энергоснабжения. Этот фактор является одной из причин более высокой стоимости электроэнергии для потребителей.

2) Территориальная энергосистема Сахалинской области функционирует в сложных природно-климатических условиях. В год на острове Сахалин фиксируется 200 - 240 обусловленных неблагоприятными погодными условиями технологических инцидентов. Это ведет к ускоренному износу оборудования и дополнительным затратам на его ремонт и восстановление. Механические характеристики воздушных линий электропередачи (ЛЭП) не соответствуют регламентируемым расчетно-климатическим требованиям к ветро- и гололедостойкости. Существующие объекты электроснабжения Сахалинской области были построены в 70-80-хх годах прошлого века по усредненным климатическим нормам и не учитывали реальных ветровых и гололедных нагрузок островного региона. Кроме того, большая часть системных воздушных ЛЭП проходит вдоль побережья и подвержена воздействию солевых отложений на конструкциях опор. Указанные факторы привели к повышенному износу несущих конструкций, а несоответствие реальным ветровым и гололедным нагрузкам - к частым обрывам проводов и падению опор.

3) Электроэнергетический комплекс территориальной энергосистемы Сахалинской области характеризуется высоким износом электросетевого оборудования. Полный перечень линий и ПС с указанием года ввода оборудования приведен в Приложении 1. По состоянию на 2020 год в эксплуатации свыше 40 лет находится 50,5% ВЛ-35 кВ и 57,9% ВЛ-110 кВ и выше. В эксплуатации свыше 25 лет находится 46,5% силовых трансформаторов в сети 35 кВ и 65,3% силовых трансформаторов сети 110 кВ и выше.

4) Схемы присоединения ряда подстанций 35 – 110 кВ территориальной энергосистемы Сахалинской области не соответствуют руководящим указаниям по проектированию энергосистем, так как присоединены к одноцепной линии с односторонним питанием.

«Северный энергорайон»

– Наличие однотрансформаторных подстанций 35 кВ с отсутствием резервирования и подстанций, питающихся по одной ВЛ-35 кВ с односторонним питанием: ПС «Москальво» - 36/6 кВ, ПС «28 км» - 35/6 кВ, ПС «Лагури» - 35/6 кВ, ПС «Новгородская» - 35/ кВ, ПС «Колендо» - 35/6 кВ, ПС «БКНС» - 35/6 кВ, ПС «Гиляко-Абунан» - 35/6 кВ, ПС «Мухто» - 35/6 кВ, ПС «Кадыланьи» - 35/6 кВ, ПС «Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Западное Сабо» - 35/6 кВ, ПС «НПС Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Нельма» - 35/6, ПС «Эхаби» - 35/6 кВ, ПС

«Южный Купол №1» - 35/6 кВ, ПС «УЗГ» - 35/0,4 кВ, ПС «РН-Бурение» - 35/6 кВ, ПС «Лебединское» - 35/6 кВ, ПС «Аэропорт» - 35 кВ, ПС «Медвежье озеро» - 35/6 кВ.

– Наличие подстанций, на которых распределительные устройства содержат только отделители и короткозамыкатели.

– Наличие однострансформаторных подстанций: ПС «Аэропорт» - 35/6 кВ, ПС «28 км» - 35/6 кВ, ПС «Лагури» - 35/6 кВ, ПС «Сахарная Сопка» - 35/6 кВ, ПС «Гиляково-Абунан» - 35/6 кВ, ПС «Нельма» - 35/6 кВ, ПС «УЗГ» - 35/0,4 кВ, ПС «НПС Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Сабо» - 35/6 кВ, ПС «Кыдыланы» - 35/6 кВ.

– На ряде подстанций энергосистемы находится в работе оборудование, выработавшее нормативный ресурс, устаревание существующей инфраструктуры и необходимость её реконструкции и её замены;

– Несоответствие требованиям нормативных документов, а именно:

ВЛ-35 кВ «Москальво» (1961 г.), ВЛ-35 кВ «Новгородская» (1973 г.) и ВЛ-35 кВ «Медвежье озеро» (1976 г.) выработали полностью свой ресурс по старению провода и фарфоровой изоляции. Вся линия строилась из нетиповых, неунифицированных опор, из отработанных бурильных труб. С момента ввода в эксплуатацию дефектоскопия опор не проводилась, имеются повреждения сварных соединений. Ввиду отсутствия закрепления опор в земле имели место падение опор в болотистой местности (1978 г., 1986 г.), выдавливание опор, многочисленные обрывы проводов при гололедах (1978 г., 1984 г., 1994 г., 2014 г.). Линейная арматура (спецболты) выполнена не из нержавеющей стали, кустарным способом, что ведет в процессе эксплуатации к ржавлению и истончению.

Проектирование указанных ВЛ-35 кВ выполнялось в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ) (6-е издание, 1976 г.). Согласно 6-му изданию ПУЭ, ВЛ-35 кВ рассчитаны и построены по III ветровому району (29 м/с 1 раз в 10 лет) и II району по гололеду (10 м 1 раз в 10 лет). В настоящее время изменены как нормы проектирования и строительства, так и климатические условия в Охинском районе. Ежегодно при штормовых предупреждениях скорость ветра достигает 30 м/с и более, а толщина стенки гололеда доходит до 120 мм (1984 г., 2014 г.). Таким образом, в соответствии с ПУЭ (7-е издание), территория Охинского района относится к V ветровому району (40 м/с) и VI району по гололеду (35 мм), следовательно, существующие ВЛ-35 кВ не удовлетворяют современным расчётно-климатическим требованиям к гололёдно-ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ.

– Отсутствие двухсекционной схемы ОРУ-35кВ «Охинской ТЭЦ» с возможностью вывода отходящих линий с нарушением режима на отдельную секцию:

В настоящее время ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ» выполнено по схеме одна рабочая секционированная выключателем система шин с обходной

системой шин. В случае вывода в ремонт (отключения) одной из секций 35 кВ станции будет потеряно питание всех отходящих от данной секции линий 35 кВ. Существующая схема позволяет перевести на соседнюю секцию шин с сохранением надёжности не более одного присоединения.

«Центральный энергорайон»

- Несоответствие реальным климатическим условиям ВЛ всех классов напряжения.
- Несоответствие категории надёжности электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ (на части ПС установлен один силовой трансформатор).
- Износ оборудования всех классов напряжения.
- Часть электрических сетей 6 (10) кВ не оптимизирована (большая протяженность, радиальность, отсутствие резервирования, большая разветвленность, избыточность сетей).
- Отсутствие выделенных фидеров для электроснабжения социально-важных потребителей.
- Недостаточная пропускная способность сети 35 кВ и выше:

ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ

В соответствии с данными зимнего контрольного замера в нормальной схеме сети токовая загрузка трансформатора Т1-20-110 составляет 88% (рисунок 3.1). Таким образом при данной загрузке трансформатора невозможно осуществление перевода нагрузки при аварийных (ремонтных) режимах в сети 110 кВ. Например, при аварийном отключении трансформатора 110 кВ ТЗ-16-110 на ПС «Петропавловская» - 110/35/10 кВ и переводе нагрузки по сети 35 кВ на ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ токовая загрузка трансформатора Т1-20-110 составит 131,6% (рисунок 3.2), что недопустимо, следовательно, возможность перевода нагрузки на ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ ограничена.

ПС «Соловьевка» - 35/10 кВ

В настоящий момент на ПС «Соловьевка» - 35/10 кВ установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 1,6 МВ*А каждый. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-1,6-35 составила 107 % (1,7 МВ*А), а загрузка трансформатора Т2-1,6-35 составила 36 % (0,57 МВ*А). Таким образом, при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора при переводе нагрузки на него составит 142,5% (2,28 МВ*А).

ПС «Петропавловская» - 110/35/10 кВ

В настоящий момент на ПС 110 кВ Петропавловская установлены два двухобмоточных трансформатора 35 кВ мощностью 2,5 МВ*А каждый и один трехобмоточный трансформатор 110 кВ мощностью 16 МВ*А. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-2,5-35 составила 156% (3,9 МВ*А) при отключенном трансформаторе Т2-2,5-35.

ПС «Тымовская» - 220/110/35/10 кВ

В настоящий момент на ПС «Тымовская» - 220/110/35/10 кВ установлены два трехобмоточных трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 и 10 МВ*А соответственно. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т2-16-110 составила 71% (11,32 МВ*А) при отключенном трансформаторе Т1-10-110. Таким образом, при аварийном отключении трансформатора Т2-16-110 и переводе нагрузки на трансформатор Т1-10-110, загрузка Т1-10-110 составит 113,2% (11,32 МВ*А).

ПС «Луговая» - 110/35/10 кВ

В настоящий момент на ПС «Луговая» - 110/35/10 кВ установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 40 МВ*А каждый. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-40-110 составила 57% (22,82 МВ*А), а загрузка трансформатора Т2-40-110 составила 48 % (19,17 МВ*А). Таким образом, при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора при переводе нагрузки на него составит 105% (41,99 МВ*А).

ПС «Быков» - 35/6 кВ

В настоящий момент на ПС «Быков» - 35/6 кВ установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 4 и 1,8 МВ*А соответственно. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-4,0-35 составила 53% (2,12 МВ*А) при отключенном трансформаторе Т2-1,8-35. Таким образом при аварийном отключении трансформатора Т1-4,0-35 и переводе нагрузки на трансформатор Т2-1,8-35, загрузка Т2-1,8-35 составит 117,9% (2,12 МВ*А).

ПС «Городская» - 35/0 кВ

В настоящий момент на ПС «Городская» - 35/10 кВ установлены два двухобмоточных трансформатора мощностью 10 МВ*А каждый. По данным зимнего контрольного замера 2020 г. загрузка трансформатора Т1-10-35 составила 50% (4,98 МВ*А), а загрузка трансформатора Т2-10-35 составила 76% (7,56 МВ*А). Таким образом при аварийном отключении одного из силовых трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора при переводе нагрузки на него составит 125,4% (12,54 МВ*А).

Расчет загрузки центров питания для всех подстанция «Центрального энергорайона» приведен в таблице 3.1.

Рисунок 3.1. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети «Центрального энергорайона» в режиме зимнего максимума 2019 г. Нормальная схема сети.

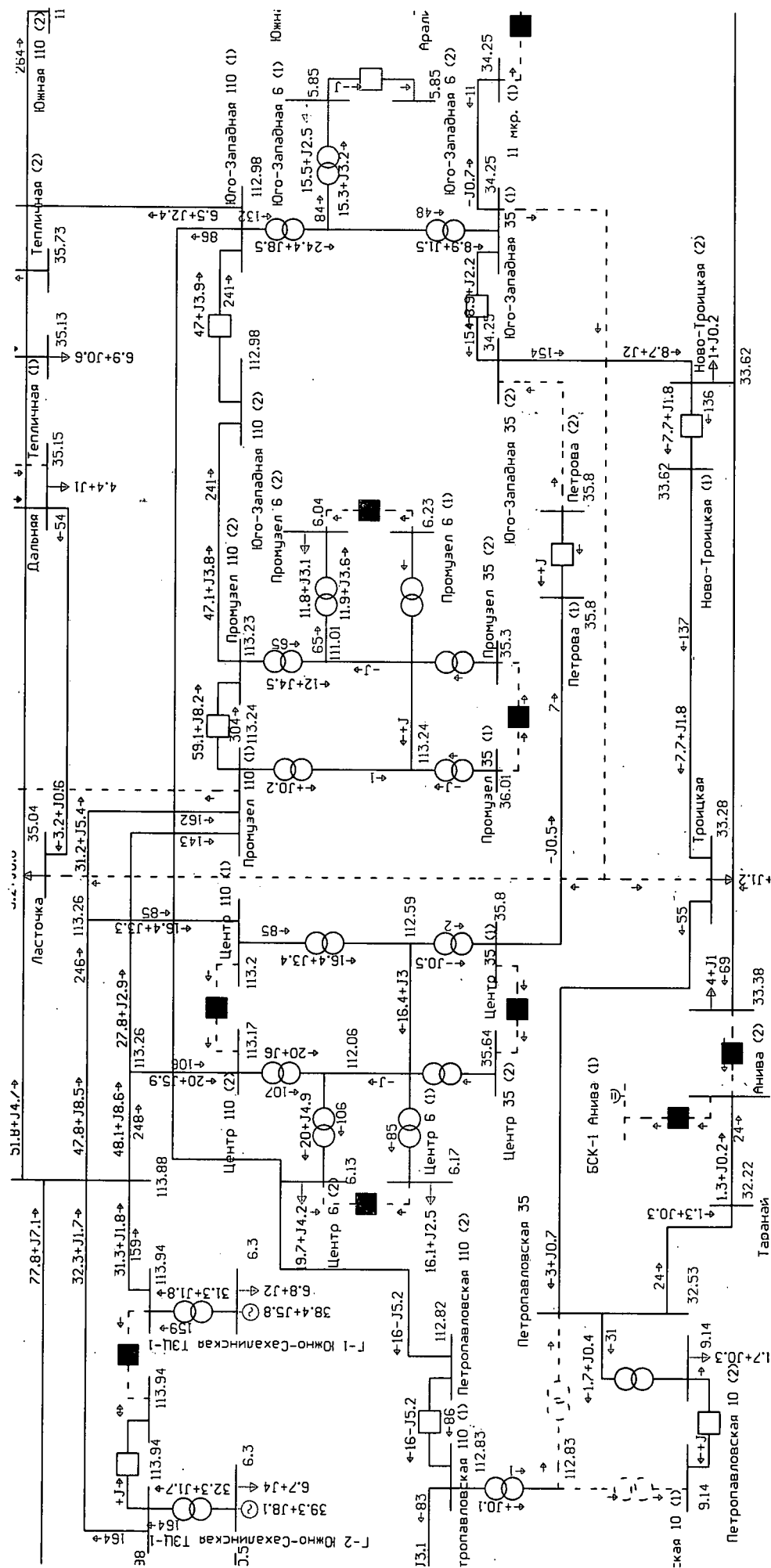


Рисунок 3.2. Фрагмент схемы потокораспределения в электрической сети «Центрального энергорайона» в режиме зимнего максимума 2019 г. Аварийное отключение трансформатора 110 кВ ТЗ-16-110 на ПС «Петропавловская» - 110/35/10 кВ и перевод нагрузки по сети 35 кВ на ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ.

Таблица 3.1.

Загрузка центров питания 35 кВ и выше «Центрального энергорайона»

№ п п	Наименование подстанций	Наименование трансформатора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ*А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузка ЦП в режиме п-1 ¹⁶ , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
1	«Смирных» 220/110/35/10 кВ	AT1-63,0-220	22,514	0,00	21,280	0,000	63	35,7	35,7
		T4-6,3-35	-	-	2,962	2,942	6,3	47,0	94,0
		T3-6,3-35	-	-	2,963	2,915	6,3	47,0	
2	«Макаровская» 220/35/10 кВ	T1-20,0-220	4,817	-	0,621	3,779	20	24,1	24,1
		T2-20,0-220	0,000	-	0,000	0,000	20	0,0	
3	«Онор» 220/10 кВ	T1-10,0-220	0,691	-	0,000	0,662	10	6,9	6,9
4	«Поронайская» 110/35/10 кВ	T1-25,0-110	-	-	-	-	25	-	51,0
		T2-25,0-110	-	12,754	3,032	9,437	25	51,0	
5	«Кошевое» 35/6 кВ	T1-0,380/35	-	-	0,013	0,008	0,38	3,5	3,5
6	«Буюклы» 35/6 кВ	T1-1,8-35	-	-	0,000	0,000	1,8	0,0	28,0
		T2-1,8-35	-	-	0,505	0,486	1,8	28,0	
7	«Малиновка» 35/10	T1-2,5-35	-	-	0,097	0,081	2,5	3,9	3,9
		T2-2,5-35	-	-	0,000	0,000	-	-	
8	«Забайкалец» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,111	0,097	2,5	4,5	4,5
		T2-2,5-35	-	-	0,000	0,000	-	-	
9	«Леонидово» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	0,000	0,000	4	-	14,1
		T2-4,0-35	-	-	0,564	0,553	4	14,1	
10	«Гастелло» 35/10 кВ	T2-2,5-35	-	-	0,392	0,382	2,5	15,7	15,7
11	«Город» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	1,643	1,619	4	41,1	41,1
12	«Лермонтово» 35/10 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,152	0,145	0,63	24,1	24,1
13	«Новое» 35/10 кВ	T2-2,5-35	-	-	0,690	0,682	2,5	27,6	27,6
14	«Заозерное» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,000	0,000	-	-	21,9
		T2-2,5-35	-	-	0,548	0,526	2,5	21,9	
15	«Восток» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,599	0,589	1,6	37,5	37,5
		T2-1,6-35	-	-	0,000	0,000	1,6	0	
16	«Тихменево» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,138	0,126	1,6	8,6	8,6
17	«Разрез» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,806	0,793	2,5	32,2	32,2
		T2-6,3-35	-	-	0,000	0,000	6,3	0,0	
18	«Ельники» 35/0,4 кВ	T1-0,250/35	-	-	0,013	0,011	0,25	5,2	5,2
19	«Красногорская» 220/35/10 кВ	T1-25-220	4,58	-	17,53	3,18	25,0	18	18,3
		AT1-32-220	11,25	6,31	-	4,87	32,0	35	70,2
		AT2-32-220	11,22	6,61	-	4,65	32,0	35	
20	«Углегорская» 110/35/10 кВ	T1-16-110	-	7,16	-	7,04	16,0	45	52,5
		T2-16-110	-	1,23	-	1,17	16,0	8	
21	«Шахтерская» 110/35/10/6 кВ	T1-16-110	-	1,91	1,85	0,00	16,0	12	54,0
		T2-15-110	-	6,19	2,13	3,78	15,0	41	
22	«Ударновская» 35/6 кВ	T1-4,0-35	-	-	0,29	0,27	4,0	7	8,9
		T2-4,0-35	-	-	0,07	0,40	4,0	2	

¹⁶ для однострансформаторных ПС загрузка приведена в нормальном режиме

№ п п	Наименование подстанций	Наименова ние трансформ атора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ* А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузк а ЦП в режиме п-1 ¹⁶ , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
2 3	«Районная» 35/6 кВ	T1-10-35	-	-	0,76	0,74	10,0	8	43,9
		T2-4,0-35	-	-	0,99	0,97	4,0	25	
2 4	«Тельновская» 35/3 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,20	0,20	1,0	20	20,2
2 5	«Лесогорская» 35/6 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,21	0,16	1,0	21	20,5
2 6	«Бошняково» 35/6 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,50	0,50	1,6	31	51,6
		T2-1,6-35	-	-	0,32	0,32	1,6	20	
2 7	«Тымовская» 220/110/35/10 кВ	AT2-63-220	8,94	8,87		0,00	63,0	14	14,2
		T2-16-110	-	11,32	3,60	7,16	16,0	71	113,2
		T1-10-110	-	0,00	0,00	0,00	10,0	0	
2 8	«Ноглики» 220/110/35/6 кВ	AT1-63-220	-	2,88	2,83	-	63,0	5	4,6
		T3-6,3-35	-	-	0,24	0,24	6,3	4	3,8
		T4-4,0-35	-	-	0,00	0,00	7,3	0	
2 9	«Александровс кая» 110/35/6 кВ	T2-16-110	-	5,56	3,69	1,87	16,0	35	34,8
		T1-16-110	-	0,00	0,00	0,00	16,0	0	
3 0	«Кировская» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	1,09	1,09	2,5	44	43,6
		T2-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	
3 1	«Воскресеновк а» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,53	0,53	1,6	33	33,3
		T2-1,6-35	-	-	0,00	0,00	1,6	0	
3 2	«Молодежная» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,47	0,47	2,5	19	18,9
3 3	«В/Ч» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,13	0,13	1,6	8	7,9
3 4	«Адо-Тымово» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,40	0,40	1,6	25	25,2
3 5	«Арги-Паги» 35/10 кВ	T2-1,6-35	-	-	0,44	0,44	1,6	27	27,2
		T1-1,6-35	-	-	0,00	0,00	1,6	0	
3 6	«Ясное» 35/10 кВ	T2-2,5-35	-	-	0,51	0,51	2,5	20	20,3
3 7	«Арково» 35/10 кВ	T1-0,25-35	-	-	0,19	0,19	0,25	76	75,7
3 8	«Мгачи» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,53	0,53	2,5	21	21,0
		T2-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	
3 9	«Александровс кая» 110/35/6 кВ	T1-4,0-35	-	-	3,03	3,03	4,0	76	75,7
		T2-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	
4 0	«Томаринская» 220/35/10 кВ	T1-25-220	2,64		0,09	2,49	25	10,6	0,1
4 1	«Чеховская» 220/35/10 кВ	T1-25-220	2,70		2,02	0,73	25	10,8	0,1
4 2	«Холмская» 220/110//35/10/ 6 кВ	AT1-63-220	15,87	13,37		2,48	63	25,2	50,2
		AT2-63-220	15,78	11,50		4,68	63	25,0	
		T1-25-110		9,02	8,86	откл	25	36,1	0,4
		T3-4,0-35			0,53	0,52	4	13,3	0,1
4 3	«Невельская» 110/35/10 кВ	T1-16-110		4,83	откл	4,76	16	30,2	96,8
		T2-16-110		10,66	3,60	6,81	16	66,6	
4 4	«Правдинская» 110/35/6 кВ	T1-10-110		1,78	откл	1,73	10	17,8	0,2
4 5	«Холмск- Южная» 110/35/6 кВ	T1-10-110		3,89	откл	3,80	10	38,9	38,9
		T2-10-110					10	в резерве	
4 6	«Горнозаводск ая»	T1-10-35		откл	3,56	3,53	10	35,6	0,4

№ п п	Наименование подстанций	Наименова ние трансформ атора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ* А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузк а ЦП в режиме п-1 ¹⁶ , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
	110/35/10 кВ								
4	«Ильинская» 35/10 кВ	T1-4,0-35			0,81	0,81	4	20,3	31,0
7		T2-4,0-35			0,43	0,43	4	10,8	
4	«Костромская» 35/10 кВ	T1-2,5-35					2,5	в резерве	52,0
8		T2-2,5-35			1,30	1,27	2,5	52,0	
4	«Ливадных» 35/6 кВ	T1-6,3-35			2,98	2,95	6,3	47,3	86,8
9		T2-6,3-35			2,49	2,45	6,3	39,5	
5	«Пензенская» 35/10 кВ	T1-2,5-35			0,38	0,37	2,5	15,2	15,2
0		T2-2,5-35					2,5	в резерве	
5	«Пятиречье» 35/10 кВ	T1-1,6-35					1,6	в резерве	81,9
1		T2-1,6-35			1,31	1,27	1,6	81,9	
5	«Симаково» 35/10 кВ	T1-1,8-35			0,68	0,67	1,8	37,8	0,4
5	«Фабричная» 35/10 кВ	T1-2,5-35			0,69	0,67	2,5	27,6	27,6
3		T2-2,5-35					2,5	в резерве	
5	«Красноярская» 35/10 кВ	T1-1,6-35			0,04	0,02	1,6	2,5	0,0
5									
5	«Чурай» 35/0,4 кВ	T1-0,025- 35/0,4			0,01	0,01	0,02 5	40,0	0,4
5	«Яблочная» 35/10 кВ	T1-2,5-35			1,15	1,12	2,5	46,0	46,0
7		T2-2,5-35					2,5	в резерве	
5	«Углезаводская» 220/35/10 кВ	T1-20-220	13,00	-	10,96	1,51	20,0	65	80,3
8		T2-20-220	3,07	-	2,14	0,51	20,0	15	
5	«Южно- Сахалинская» 220/110/6 кВ	AT1-125- 220	53,36	54,98	-	4,55	125, 0	43	74,6
9		AT2-125- 220	39,88	45,40	-	6,03	125, 0	32	
6	«Корсаковская» 110/35/10 кВ	T1-40-110	-	20,00	12,81	6,90	40,0	50	85,9
0		T2-40-110	-	14,36	10,66	3,57	40,0	36	
6	«Луговая» 110/35/10 кВ	T1-40-110	-	22,82	20,97	1,57	40,0	57	105,0
1		T2-40-110	-	19,17	15,47	3,47	40,0	48	
6	«Промузел» 110/35/6 кВ	T1-25-110	-	12,42	0,00	12,11	25,0	50	49,7
2		T2-25-110	-	0,00	0,00	0,00	25,0	0	
6	«Хомутово-2» 110/35/10 кВ	T1-40-110	-	10,49	4,17	6,28	40,0	26	84,7
3		T2-40-110	-	23,39	13,87	9,04	40,0	58	
6	«Центр» 110/35/6 кВ	T1-63-110	-	22,17	-	17,47	63,0	35	72,4
4		T2-63-110	-	23,44	-	23,19	63,0	37	
6	«Юго- Западная» 110/35/6 кВ	T1-20-110	-	17,63	0,00	16,82	20,0	88	88,2
5		T2-4,0-35/10		0,00	0,00	0,00	4,0	0	0,0
6	«Южная» 110/35/6 кВ	T1-40-110	-	19,09	6,34	12,45	40,0	48	77,7
6		T2-40-110	-	11,99	0,00	11,82	40,0	30	
6	«Агар» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	1,81	1,78	4,0	45	45,3
7		T2-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	
6	«Анива» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	3,45	3,38	6,3	55	68,3
8		T2-6,3-35	-	-	0,86	0,85	6,3	14	
6	«Аралия» 35/6 кВ	T1-10,0-35	-	-	6,65	6,56	10,0	66	94,6
9		T2-10,0-35	-	-	2,81	2,79	10,0	28	
7	«Березняки» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	18,0
0		T2-6,3-35	-	-	1,13	1,12	6,3	18	
7	«Быков» 35/6 кВ	T1-4,0-35	-	-	2,12	2,01	4,0	53	117,9
1		T2-1,8-35	-	-	0,00	0,00	1,8	0	
	«Городская»	T1-10-35	-	-	4,98	4,93	10,0	50	125,4

№ п п	Наименование подстанций	Наименова ние трансформ атора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ* А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузк а ЦП в режиме п-1 ¹⁶ , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
7 2	35/10 кВ	T2-10-35	-	-	7,56	7,43	10,0	76	
7 3	«Дальняя» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	0,00	0,00	4,0	0	98,8
		T2-4,0-35	-	-	3,95	3,87	4,0	99	
7 4	«Дачная» 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,98	0,97	2,5	39	39,1
7 5	«Долинская» 35/10 Кв	T1-10-35	-	-	2,99	2,96	10,0	30	80,6
		T2-10-35	-	-	5,08	5,01	10,0	51	
7 6	«Зима» 35/6 Кв	T1-10-35	-	-	2,22	2,20	10,0	22	35,3
		T2-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	
7 7	«Ласточка» 35/10/6 Кв	T1-16-35	-	-	0,00	0,00	16,0	0	27,1
		T2-16-35	-	-	4,33	4,33	16,0	27	
7 8	«Лесная» 35/10 Кв	T1-2,5-35	-	-	2,08	2,02	2,5	83	83,0
		T2-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	
7 9	«Олимпия» 35/10 Кв	T1-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	63,3
		T2-6,3-35	-	-	3,99	3,93	6,3	63	
8 0	«Науки» 35/10 кВ	T1-10-35	-	-	1,12	1,11	10,0	11	11,2
		T2-10-35	-	-	0,00	0,00	10,0	0	
8 1	«Ново- Александровка я» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	2,77	2,74	6,3	44	98,3
		T2-6,3-35	-	-	3,42	3,38	6,3	54	
8 2	«Новотроицкая » 35/10 кВ	T1-10,0-35	-	-	0,00	0,00	10,0	0	22,7
		T2-10,0-35	-	-	2,27	2,46	10,0	23	
8 3	«Новая Деревня» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	13,1
		T2-6,3-35	-	-	0,82	0,82	6,3	13	
8 4	«Озёрская» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	1,32	1,28	2,5	53	52,6
		T2-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	
8 5	«Первомайская » 35/6 кВ	T1-10,0-35	-	-	6,19	6,15	10,0	62	98,3
		T2-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	
8 6	«Петрова» 35/6 кВ	T1-10-35	-	-	0,00	0,00	10,0	0	44,8
		T2-10-35	-	-	4,48	4,44	10,0	45	
8 7	«Петропавловс кая» 110/35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	3,90	3,76	2,5	156,2	156,2
		T2-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	
		T3-16-110	-	15,03	14,98	0,00	16,0	94	93,6
8 8	«Радиоцентр» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	0,85	0,84	6,3	13	13,5
		T2-6,3-35	-	-	0,00	0,00	6,3	0	
8 9	«Санаторная» 35/10 кВ	T1-1,0-35	-	-	0,67	0,66	1,0	67	67,5
		T2-1,6-35	-	-	0,00	0,00	1,6	0	
9 0	«Синегорская» 35/6 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	45,2
		T2-1,6-35	-	-	0,72	0,71	1,6	45	
9 1	«Соловьевка» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	2,28	1,70	1,68	1,6	107	142,4
		T2-1,6-35	-	-	0,57	0,57	1,6	36	
9 2	«Сокол» 35/10 кВ	T1-4,0-35	-	-	1,40	1,39	4,0	35	92,1
		T2-4,0-35	-	-	2,28	2,23	4,0	57	
9 3	«Стародубская » 35/10 кВ	T1-2,5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	65,6
		T2-6,3-35	-	-	1,64	1,62	6,3	26	
9 4	«Сити-строй» 35/0,4 кВ	T1-0,63-35	-	-	0,01	0,00	0,63	2	1,7
9 5	«Тамбовка» 35/10 кВ	T2-1,0-35	-	-	0,62	0,60	1,0	62	61,8
	«Тепличная»	T1-16,0-35	-	-	9,10	0,00	16,0	57	56,9

№ п п	Наименование подстанций	Наименова ние трансформ атора	Загрузка обмоток тр-ра в день зимнего контрольного замера, МВ*А				S _{ном} , МВ* А	Загрузка тр-в в норм. режиме, %	Загрузк а ЦП в режиме п-1 ¹⁶ , %
			220 кВ	110 кВ	35 кВ	6 (10) кВ			
9 6	35/10 кВ	T2-16.0-35	-	-	0,00	0,00	16,0	0	
9 7	«Троицкая» 35/10 кВ	T1-6,3-35	-	-	1,29	1,27	6,3	21	69,6
		T2-6,3-35	-	-	3,09	3,05	6,3	49	
9 8	«Хомутово» 35/10 кВ	T1-10-35	-	-	2,67	2,64	10,0	27	56,9
		T2-10-35	-	-	3,02	2,98	10,0	30	
9 9	«Чапаево» 35/10 кВ	T1-1,6-35	-	-	0,51	0,49	1,6	32	31,9
1 0 0	«Эверон» 35/10 кВ	T1-2.5-35	-	-	0,00	0,00	2,5	0	40,9
		T2-2.5-35	-	-	1,02	1,01	2,5	41	
1 0 1	«Юнона» 35/0,4 кВ	T1-0,1-35	-	-	0,01	0,00	0,1	10	10,4

Изолированные энергорайоны

Как было указано выше, изолированность территориальной энергосистемы Сахалинской области приводит к необходимости содержания повышенного резерва установленной мощности для обеспечения необходимого уровня надёжности энергоснабжения. Кроме этого, сети изолированных районов характеризуются большим износом электросетевого комплекса. Таким образом все проблемы, описанные выше, характерны и для изолированных районов.

На основании баланса мощности была выявлена недостаточность генерирующих мощностей в энергорайоне «Малокурильское». Энергорайон «Малокурильское» относится к «Шикотанскому энергоузлу» совместно с энергорайоном «Крабозаводское». В с. Крабозаводское в 2013 г. была построена линия 10 кВ для объединения электрических сетей с. Малокурильское и с. Крабозаводское (о. Шикотан), которая в настоящее время не эксплуатируется. В качестве мероприятий по увеличению резерва генерирующих мощностей может быть рассмотрено объединение данных энергорайонов. Более детально мероприятия по устранению данного «узкого места» рассматриваются в разделе 4.5.

4. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

4.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Сахалинской области

Электроэнергетика Сахалинской области является базовой отраслью экономики. Её особенностями являются технологическая изолированность от Объединенной энергосистемы «Востока» и наличие локальных энергоузлов, обеспечивающих энергоснабжение районов и ряда населенных пунктов острова Сахалин и Курильских островов.

Для обеспечения и поддержания экономического роста в Сахалинской области необходимо сбалансированное развитие электроэнергетического комплекса, создание технических основ надёжного электроснабжения и гарантированного доступа всех субъектов экономической деятельности к источникам электрической энергии, а источников – к сетям. Опережающий характер развития электроэнергетики должен сочетаться с повышением эффективности производства и передачи электроэнергии с целью снижения тарифной нагрузки на потребителей и создания благоприятных условий для привлечения инвестиций.

В соответствии со «Стратегией социально-экономического развития Сахалинской области на период до 2035 года» (утверждена постановлением Правительства Сахалинской области № 618 от 24.12.2019), основная цель развития электроэнергетики Сахалинской области - создание устойчивой инфраструктуры, которая позволит обеспечить бесперебойное и надежное электроснабжение, а также снижение тарифной нагрузки на потребителей и

создание возможности подключения к централизованному электроснабжению новых потребителей.

Приоритетные мероприятия в рамках развития электроэнергетического комплекса Сахалинской области в среднесрочной перспективе включают:

- строительство новых электросетевых объектов и реконструкция существующих морально и физически устаревших электросетевых объектов, в том числе повышение пропускной способности ЛЭП, приведение механических характеристик ВЛ в соответствие с фактическими расчетно-климатическими требованиями по ветро- и гололедостойкости, а также увеличение трансформаторной мощности центров питания для создания возможности подключения новых потребителей;

- совершенствование систем мониторинга гололедообразования, схем и режимов плавки гололеда для ЛЭП- 35 - 220 кВ;

- приведение схем электроснабжения муниципальных образований в соответствие действующим требованиям, критериям надёжности и категоричности;

- создание условий для энергообеспечения резидентов на территориях опережающего развития «Южная», «Горный воздух» и «Курилы»;

- в отношении Курильских островов будет продолжена практика замещения, изношенного и морально устаревшего оборудования дизельных электростанций на современное. В 2019 - 2025 годах предусмотрена работа по обследованию энергопотенциала островов Шикотан, Кунашир, Итуруп, Парамушир с проектированием электростанций и схемы выдачи мощности, а также ввод в эксплуатацию дизельной электростанции в с. Крабозаводское (о. Шикотан).

Перспективными стратегическими инициативами в области развития энергетики региона являются:

- реализация проектов микросетей на основе автономных гибридных энергосистем (АГЭС). В рамках модернизации распределенной энергетики технологическая ставка будет сделана на технологии, использующие возобновляемые источники энергии (ветер, вода, термальная энергия) и на иные виды топлива, в числе которых водородное топливо;

- внедрение передовых цифровых технологий и стандартов умных сетей (Smart Grid, Microgrid) для мониторинга и учета потребления и перераспределения мощностей, снижения потребления энергетических и водных ресурсов за счет сокращения потерь и простоев, в целях снижения стоимости энергоснабжения. При реализации данной задачи потребуются привлечение экспертизы и поставщиков решений в области управления данными, цифровыми платформами, цифрового моделирования, планировании и управления ресурсами, системного инжиниринга и пр.;

- создание тестового полигона на территории Курильских островов для апробации и внедрения технологий в области распределенной энергетики на основе возобновляемых источников энергии и новых видов топлива (газ, водород) для децентрализованных энергорайонов (энергоузлов).

Схема и программа развития электроэнергетики Сахалинской области на период 2021 - 2025 г.г. определяет основные направления нового строительства, реконструкции и модернизации электрогенерирующей и электросетевой инфраструктуры Сахалинской области, обеспечивающей стабильное функционирование электроэнергетического комплекса в условиях реализации программ жилищного строительства, объектов социально-культурной сферы, развития промышленного комплекса.

4.2. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Сахалинской области

В соответствии с планами собственников, изменение установленной мощности объектов генерации на территории «Центрального энергорайона», энергорайонов «Ныш», «Виахту», «Хоэ», «Первомайский», «Сфера», «Сфера-2», «Пихтовое», «Новиково», «Северо-Курильский», «Курильское», «Горячий Ключ», «Буревестник», «Горное», «Крабозаводское» не планируется.

По информации АО «Охинская ТЭЦ» в «Северном энергорайоне» планируется снижение установленной мощности на 5 МВт за счет вывода двух двигателей на «Охинской ТЭЦ».

По информации ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в энергорайоне «Кириновское ГКМ» планируется увеличение установленной электрической мощности на 2,32 МВт и тепловой мощности на 2,3 Гкал за счёт ввода двух новых агрегатов.

По информации ООО «Синтегра» планируется увеличение установленной мощности на ДЭС «Синтегра», расположенной на территории энергорайона РПЦ «Куйбышевский», на 0,408 МВт в 2021 г. и на 0,321 МВт в 2024 г.

По информации МУП «Шикотанское жилищное управление» в 2021 г. планируется ввод в эксплуатацию ДГУ-6 после ремонта, в 2023 г. - замена ДГУ-5 по выработке ресурса, в 2024 г. замена ДГУ-1,2,3,4 по выработке ресурса.

По информации ООО «ДальЭнергоИнвест» в 2021 г. планируется строительство ДЭС в с. Крабозаводское (энергорайон «Курильский рыбак») установленной мощностью 7,2 МВт и электростанции на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца мощностью 250 кВт в с. Рейдово.

Таким образом, к концу рассматриваемого перспективного периода суммарная установленная мощность электростанций Сахалинской области увеличится на 32,979 МВт (4 %) и составит 856,045 МВт.

По информации АО «Мобильные ГТЭС» планируется увеличение установленной мощности на ДЭС «Южно-Курильская» и ВДЭС «Головнино» на 0,365 МВт за счёт установки на данных станциях дополнительного генератора.

Кроме этого, для гарантированного удовлетворения растущего спроса на электроэнергию, сочетающегося с сохранением экологического баланса, необходима модернизация энергетической системы с использованием

нетрадиционных источников получения электроэнергии, поэтому рекомендуется включение в федеральную целевую программу «Социально-экономическое развитие Курильских островов (Сахалинская область)», объектов, перечень которых приведен в таблице 4.2.2. Реализация данных проектов выходит за рамки прогнозирования.

Также на территории Сахалинской области АО «Мобильные ГТЭС» планируют строительство дизельной электростанции на о. Шикотан установленной мощностью 6,5 МВт с топливным хозяйством в 2021 г. и электростанции в с. Головнино установленной мощностью 2 МВт в 2022 - 2023 г.г. Данные объекты также приведены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.1.

Изменение установленной мощности объектов генерации территории энергосистемы Сахалинской области

Эксплуатирующая организация	Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт		Год изменения	Причина изменения
		До изм.	После изм.		
АО «Охинская ТЭЦ»	«Охинская ТЭЦ»	99	94	2021	Выход двух агрегатов АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель №1 и №2 мощностью 2,5 МВт каждый
ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	Электростанция собственных нужд	9,28	11,6	2021	Увеличение мощности с 2021 года, в связи с планируемым расширением электростанции в 2021 году установкой 2 (двух) агрегатов.
ООО «Синтегра»	ДЭС Синтегра	2,234	2,642	2021	Увеличение установленной мощности
		2,642	2,963	2024	
АО «Мобильные ГТЭС»	ДЭС «Южно-Курильская»	13,835	14,20	2021	Установка дополнительного генератора Caterpillar C15 мощностью 365 кВт.
АО «Мобильные ГТЭС»	ВДЭС «Головинно»	1,685	2,05	2021	Установка дополнительного генератора Caterpillar C15 мощностью 365 кВт.
АО «Мобильные ГТЭС»	Новая ЭС о. Кунашир	0	16	2024*	Строительство электростанции 16 МВт с системой утилизации тепла и использованием жидкого и газообразного топлива на о. Кунашир (выполнение проектных работ по указанному титулу)
АО «Мобильные ГТЭС»	Новая ВЭС о. Кунашир	0	5	2024*	Строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о. Кунашир – 5 МВт (выполнение проектных работ по указанному титулу)
МУП «Шикотанское жилищное управление»	ДЭС с. Малокурильское	3,25	4,25	2021	Ввод в эксплуатацию ДГУ-6 после ремонта
		4,25	4,25	2023	Замена ДГУ-5 по выработке ресурса
		4,25	4,25	2024	Замена ДГУ-1,2,3,4 по выработке ресурса
ООО «ДальЭнергоИнвест»	ДЭС «Курильский рыбак» в с. Крабовозаводское	0	7,2	2021	Строительство ДЭС в с. Крабовозаводское (о. Шикотан), 7,2 МВт
	ДЭС «Курильский рыбак»	3,65	0	2021	
	ДЭС с. Рейдово	4,864	5,114	2021	Строительство электростанции на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца мощностью 250 кВт в с. Рейдово о. Итуруп

*по указанным объектам в указанный срок планируется осуществление проектных работ. Данные мощности не учитываются при оценке перспективной установленной мощности и в прогнозных балансах.

Таблица 4.2.2.

Перечень перспективных объектов генерации, не имеющих утвержденного источника финансирования

№ п.п	Мероприятие капитального строительства	Пояснения
		Планируемые к включению в федеральную целевую программу «Социально-экономическое развитие Курильских островов (Сахалинская область)»
1	Строительство МинниГЭС 1,9 МВт, о. Парамушир	Развитие Северо-Курильского городского округа предусматривает создание ряда объектов, функционирование которых возможно при наличии условий стабильного, бесперебойного, экономически целесообразного, отвечающего современным экологическим требованиям обеспечения электроэнергией. Перспективы развития Северо-Курильского городского округа позволяют предположить устойчивый рост потребления энергии в ближайшие годы, чему способствует увеличение количества объектов капитального строительства на территории городского округа: жилых домов, здания школы, центральной больницы, здания МВД, зданий и сооружений глубоководного причального комплекса, инфраструктуры воздушного транспорта, инфраструктуры развития рекреационных ресурсов, предприятий рыбодобывающего комплекса. В последние годы, посещение района Северных Курильских островов рассматривается, в качестве перспективного туристского продукта. Экологическая обстановка, наряду с развитой инфраструктурой, в том числе энергетической, является одной из основных составляющих успешности любого туристского продукта. Существующая система генерации электроэнергии, в перспективе реализации поставленных задач, не сможет обеспечить достаточным объемом всю социальную, жилищно-коммунальную и коммерческую инфраструктуру. Увеличение потребления электроэнергии и соответствующее увеличение выработки неизбежно приведет к ухудшению состояния экологии на территории. Устранение подобной зависимости возможно с использованием нетрадиционных источников получения электроэнергии. Увеличение числа потребителей электроэнергии неизбежно приведет к повышению объемов закупуемых энергоресурсов в виде жидкого топлива, что, с учетом тенденции повышения стоимости углеводородных энергоносителей, приведет к дополнительным тратам местного и областного бюджетов. Для гарантированного удовлетворения растущего спроса на электроэнергию, сочетающегося с сохранением экологического баланса, необходима модернизация энергетической системы с использованием нетрадиционных источников получения электроэнергии. Вместе с тем, увеличение выработки электроэнергии, получаемой из невозобновляемых источников энергии, неизбежно приведет к ухудшению экологической обстановки на территории района.
2	Строительство ВЭС на 2,5 МВт, схемы выдачи мощности и сооружения электроэнергии мощностью 1 МВт, о. Парамушир.	
3	Строительство двухтопливной электростанции мощностью 25 МВт с утилизацией тепла на о. Шикотан	Целью строительства двухтопливной электростанции является повышение генерируемых мощностей в условиях изолированности энергосистемы острова Шикотан, внедрение передовых технологий в систему энергообеспечения потребителей, повышение надежности энергосистемы острова и качества предоставляемых услуг электрообеспечения для всех категорий потребителей. Развитие энергосистемы острова Шикотан будет стимулировать инвестиционную активность отечественной рыбной и строительной промышленности, сельского хозяйства и повысит инвестиционную привлекательность предприятий и организаций отрасли как Сахалинской области, так и в целом Российской Федерации. Проектом предусматривается генерация электрической энергии газообразном, жидком топливах. Так как на о. Шикотан отсутствует инфраструктура для обеспечения объектов природным газом (в том числе сжиженным), на первом этапе, генерация энергии будет производиться на дизельном топливе (ДТ) либо судовом маловязком топливе (СМТ). В дальнейшем, в соответствии с программой развития газовой инфраструктуры на территории Сахалинской области, планируется построить хранилища для сжиженного природного газа и использовать в качестве топлива для генерации электрической энергии сжиженный природный газ, как наиболее экономически выгодный и экологически чистый вид топлива.
4	Строительство электростанции 16 МВт с системой утилизации тепла на о.Кунашир	Целью строительства многотопливной электростанции является повышение генерируемых мощностей в условиях изолированности энергосистемы о. Кунашир, внедрение передовых технологий в систему энергообеспечения потребителей, повышение надежности энергосистемы острова и качества предоставляемых услуг электрообеспечения для всех категорий потребителей. Развитие энергосистемы острова Кунашир будет стимулировать инвестиционную активность отечественной

№ п.п	Мероприятие капитального строительства	Пояснения
5	Строительство ветряной электростанции мощностью 5 МВт для совместной работы с энергосистемой пгт Южно-Курильска, о. Кунашир	рыбной и строительной промышленности, сельского хозяйства и повысит инвестиционную привлекательность предприятий и организаций отрасли как Сахалинской области, так и в целом Российской Федерации. Планируется увеличение генерируемой мощности до 16 МВт. Проектом предусматривается генерация электрической энергии газообразным, жидким топливом. Так как на о. Кунашир отсутствует инфраструктура для обеспечения объектов природным газом (в том числе сжиженным), на первом этапе, генерация энергии будет производиться на дизельном топливе (ДТ) либо судовом маловязком топливе (СМТ). В дальнейшем, в соответствии с программой развития газовой инфраструктуры на территории Сахалинской области, планируется построить хранилища для сжиженного природного газа и использовать в качестве топлива для генерации электрической энергии сжиженный природный газ, как наиболее экономически выгодный и экологически чистый вид топлива.
Целью строительства ветряной электростанции является повышение генерирующей мощности в условиях изолированности энергосистемы острова Кунашир, внедрение передовых технологий в систему энергообеспечения потребителей, повышение надежности энергосистемы острова и качества предоставляемых услуг электроснабжения для всех категорий потребителей. Развитие энергосистемы острова Кунашир будет стимулировать инвестиционную активность отечественной рыбной и строительной промышленности, сельского хозяйства и повысит инвестиционную привлекательность предприятий и организаций отрасли как Сахалинской области, так и в целом Российской Федерации. Проектом предусматривается генерация электрической энергии за счет использования энергии ветра. Эксплуатация таких установок существенно дешевле соответствующего дизельного оборудования в первую очередь за счет «бесплатного» топлива.		
Планируемые к реализации АО «Мобильные ГТЭС»		
1	Строительство дизельной электростанции на о. Шикотан установленной мощностью 6,5 МВт с топливным хозяйством в 2021 г.	Планируется строительство станции для электроснабжения крупного потребителя электрической энергии - ООО «РК «Островной».
2	Строительство электростанции в с. Головинно установленной мощностью 2 МВт в 2022-2023 г.	В соответствии с прогнозным балансом мощности (раздел 4.5) в рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности энергорайона «Головинно» будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ВДЭС Головинно не менее чем на 1,475 МВт. Таким образом, строительство станции мощностью 2 МВт позволит устранить дефицит нормативного резерва мощности.

4.3. Прогноз потребления электроэнергии и мощности

При формировании прогноза потребления электроэнергии и мощности на период 2021 - 2025 г.г. учитывалась информация сетевых организаций о поданных заявках и заключенных договорах на технологическое присоединение к электрическим сетям новых потребителей, актах о технологическом присоединении к электрической сети, выданных после прохождения последнего зимнего контрольного замера, прогноз электропотребления по данным крупных потребителей, а также среднегодовой темп изменения максимума нагрузки.

«Северный энергорайон»

В таблице 4.3.1 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории «Северного энергорайона». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума. Кроме этого, при формировании данного прогноза учитывались:

1) фактическая динамика за период 2016 - 2020 г.г. и прогноз на 2021 – 2025 г.г. потребления электрической энергии и мощности крупными потребителями на территории «Северного энергорайона» по данным АО «Охинская ТЭЦ», приведенная в таблице 4.3.3.

В соответствии с приведенными данными в 2021 г. планируется значительное снижение потребления электроэнергии (на 23,8% по отношению к данным 2020 г.) и мощности (на 20,3% по отношению к данным 2020 г.) крупнейшим потребителем района – ООО «РН-Сахалинморнефтегаз».

2) информация об актах технологического присоединения к сети, выданных после прохождения зимнего контрольного замера, а также список действующих договоров на технологическое присоединение к электрической сети по данным ООО «Охинские электрические сети», приведенна в таблице 4.3.4.

В таблице 4.3.2 приведен альтернативный вариант прогноза потребления электрической энергии и мощности, учитывающий полную остановку деятельности ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» на территории «Северного энергорайона» начиная с 2022 г.

Таблица 4.3.1.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Северного энергорайона» (Вариант 1)

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ¹⁷	млн. кВт*ч	179,26	136,642	176,166	199,842	193,17	190,256
Годовые темпы прироста	%	-	-23,8	28,9	13,4	-3,3	-1,5
Собственный максимум потребления	МВт	29,4	23,4	29,3	32,0	30,8	29,6
Годовые темпы прироста	%	-	-20,3	25,1	9,2	-3,7	-3,8

¹⁷ В соответствии с информацией АО «Охинская ТЭЦ» о прогнозной выработке электрической энергии

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
«Северного энергорайона» (Вариант 2)**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	млн. кВт*ч	179,26	136,642	108,264	108,730	105,360	104,618
Годовые темпы прироста	%	-	-23,8	-20,8	0,4	-3,1	-0,7
Собственный максимум потребления	МВт	29,4	23,4	18,0	17,4	16,8	16,3
Годовые темпы прироста	%	-	-20,3	-23,0	-3,3	-3,4	-3,3

Динамика фактического потребления электрической энергии и мощности основными крупными потребителями за период 2016 - 2020 г.г., а также прогноз потребления с 2021 г. по 2025 г. на территории «Северного энергорайона»

Наименование потребителя (предприятия)	Показатель	фактический					планируемый				
		2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч	108,157	102,004	97,326	96,004	64,763	29,725	100,322	93,606	88,459	84,815
	Максимальная потребляемая активная мощность, МВт	16,09	15,84	15,07	14,49	10,36	4,6	11,25	14,92	14,82	14,69
Население	Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч	21,593	23,552	24,315	23,612	22,816	23,612	23,612	23,612	23,612	23,612
	Максимальная потребляемая активная мощность, МВт	3,21	3,66	3,76	3,55	3,74	3,88	3,88	3,88	3,87	3,87
МУП «Охинское коммунальное хозяйство»	Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч	9,975	9,399	9,470	9,616	9,118	9,616	9,616	9,616	9,616	9,616
	Максимальная потребляемая активная мощность, МВт	1,48	1,46	1,47	1,45	1,50	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство»	Годовой объем электропотребления, млн кВт*ч	2,544	1,986	1,982	1,567	1,679	1,567	1,567	1,567	1,567	1,567
	Максимальная потребляемая активная мощность, МВт	0,38	0,31	0,31	0,24	0,28	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26

Таблица 4.3.4.

Информация о договорах и актах технологического присоединения к электрической сети «Северного энергорайона»

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора
1	СП ООО «Сахалин-Шельф-Сервис»	порт Москальво	630	ПС 35/6 кВ «Москальво»	2020	№1883 ОЭС
2	Акты о технологическое присоединение к сети потребителей мощностью менее 670 кВт	Производственные здания, г. Оха, пос. Партизанский	472,6	-	2020	-
3	ООО «СахЭкоТранс»	земельный участок, г. Оха	30	ПС 35/6 кВ «Оха»	2021	№1884 ОЭС
4	Терещенко К.В.	земельный участок, г. Оха	15	ПС 35/6 кВ «Оха»	2021	№1909 ОЭС
5	Ветошкин К.А.	земельный участок, г. Оха	15	ПС 35/6 кВ «Оха»	2021	№1908 ОЭС
6	Юрзанова О.А.	земельный участок, г. Оха	15	ПС 35/6 кВ «Оха»	2021	№1910 ОЭС
7	Литвинцев В.Б.	Строительство жилого дома, г. Оха	5	ПС 35/6 кВ «Оха»	2021	№1913 ОЭС
8	МКУ УКС	Котельная, с. Восточное	60	ПС 35/6 кВ «2я Площадь»	2020	№1931 ОЭС
9	ООО «Импulse»	Стадион ОСП ДЮСШ	217,5	ПС 35/6 кВ «Новгородская»	2020	№1939 ОЭС

«Центральный энергорайон»

В таблице 4.3.5 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории «Центрального энергорайона». Прогноз приведён в соответствии с информацией ПАО «Сахалинэнерго», а также прогнозом выработки электрической энергии другими собственниками генерирующего оборудования. Кроме этого приведена информация о:

1) фактической динамике за период 2016 - 2020 г.г. и прогноз на 2021 - 2025 г.г. потребления электрической энергии и мощности крупными потребителями на территории «Центрального энергорайон» по данным ПАО «Сахалинэнерго» и информации, полученной непосредственно от самих потребителей (таблица 4.3.6.)

2) актах технологического присоединения к сети, выданных после прохождения зимнего контрольного замера, а также список действующих договоров на технологическое присоединение к электрической сети по данным ПАО «Сахалинэнерго» (таблица 4.3.7.).

Таблица 4.3.5.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Центрального энергорайона»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ¹⁸	млн. кВт*ч	2609,396	2600,864	2609,909	2616,798	2623,659	2630,558
Годовые темпы прироста	%	-	- 0,33	0,35	0,26	0,26	0,26
Покрывтие электроэнергии, в т.ч.	млн. кВт*ч	2609,396	2600,864	2609,909	2616,798	2623,659	2630,558
ЭС ПАО «Сахалинэнерго»	млн. кВт*ч	2406,467	2423,4	2432,443	2439,332	2446,193	2453,092
«НГЭС»	млн. кВт*ч	187,068	161,498	161,5	161,5	161,5	161,5
Блок-станции	млн. кВт*ч	15,861	15,966	15,966	15,966	15,966	15,966
Собственный максимум потребления	МВт	447	451	455	459	464	467
Годовые темпы прироста	%	-	0,9	0,9	0,9	1,1	0,6

¹⁸ В соответствии с информацией ПАО «Сахалинэнерго» о прогнозной выработке электрической энергии

Динамика фактического потребления электрической энергии и мощности основными крупными потребителями за период 2016 - 2020 г.г., а также прогноз потребления с 2021 г. по 2025 г. на территории «Центрального энергорайона»

[illegible]

Информация о договорах и актах технологического присоединения к электрической сети «Центрального энергорайона»

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора
1	ООО «Горняк-1»	КТП-Сахалинская область, МО ГО «Смирныховский», в кварталах 242 (часть выдела 9), 243 (часть выделов: 3,5,7), кад. № 65:18-0000000:359/6	670	ПС 220/35/10 «Опор»	2020	19052-20/18
2	МУП «Электросервис»	Жилая застройка 10 микрорайон-Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, 10-й микрорайон в границах пр. Мира, ул. Пограничная, ул. Держинского	890	ПС «Южная»	2020	22966-20/19
3	УПРАВЛЕНИЕ ЗАКАЗЧИКА КС МИНОБОРОНЫ РОССИИ ФКП	Строительство зданий функциональных подразделений 441 военного госпиталя Восточного военного округа (на 150 коек, г.Южно-Сахалинск)-Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, ул. Украинская, 1, на территории бывшего военного городка №4	3147,1	РУ-0,4кВ проект ТП-6/0,4	2020	23020-20/20
4	МУП «Электросервис»	Жилые дома (на основании права собственности №65-65/001-65/001/014/2016-159/1 от 22.04.2016г.)-Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, южная сторона пер.Матросский, в районе ул. Загородная, кад. № 65-01:0101001:2043	700	ПС «Промузел»	2020	24366-20/20
5	ЛЮБИТЕЛЬ ДНТ	300 Дачных домов-Сахалинская область, Корсаковский район, с.Вторая падь и Третья падь	700	ПС «Соловьевка»-35/10кВ	2020	24423-20/19
6	Акты о технологическое присоединение к сети потребителей мощностью менее 670 кВт		47663	-	2020	-
10	МУП «Электросервис»	Жилая застройка микрорайона «МЧС»-Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, земельный участок, расположенный севернее восточнее ул. Пограничная и ул. Комсомольская	5100	ПС «Южная»	2021	22974-20/19
11	ООО «Солнцевский угольный разрез»	Угольный разрез «Солнцевский»-Сахалинская область, Углегорский район, п. Прудный	12000	ПС «Краснополюская»-220/110/10кВ	2022	849-18-21024-20/18
12	МУП «Электросервис»	Обеспечение земельных участков, предназначенных под жилищное строительство, технологическим присоединением к инженерным сетям-Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, микрорайон «Поле-Чудес»	8040,8	ПС «Хомутово»-35/10кВ	2022	24124-20/20
13	«Аэропорт Южно-Сахалинск» АО	Аэропорт Южно-Сахалинск-Сахалинская область, г.Южно-Сахалинск, пл/р Хомутово, кад.№65:01:0000000:2750	7376	ПС «Хомутово-2»-110/35/10кВ	2022	25558
14	«Сахалинский агропромышленный парк»	Агропромышленный парк с оптово-распределительным центром (1 оптово-распределительный центр, 1 производственно-складской комплекс, 1 овощехранилище)-	7000	ПС «Науки»-35/10кВ	2021	26964

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора
		Сахалинская область, г. Южно-Сахалинск, кад. № 65:01:0000000:2474				
15	ООО «ВГК ТС»	Подстанция 35/6 кВ «Конвейерная-1» с трансформаторами 2*16 МВА-Сахалинская область, г. Углегорск, г. Шахтерск	22000	Новая ПС 35 кВ Конвейерная	2021	Д-07- 2019/021- 21813-20/19
16	ОАО «СТК Горный воздух»	Здания и сооружения Горной деревни, объекты системы искусственного снегообразования, канатные дороги в рамках программы: «Развитие спортивного комплекса «СТК Горный воздух»»	7500	Новая ПС 35 кВ Горная Деревня	2021	ТУ № С/Э-2- 13-2768 от 13.12.2018
17	Департамент имущественных отношений администрации Корсаковского городского округа	Электроподстанция до 35 кВ (ПС 35/10-1 шт.)-Сахалинская область, Корсаковский ГО, р-н с. Чапаево, чересполосный участок «Подорожное», р-н земельного участка № 1439 (кад. №65:03:0000001:305)	4500	Новая ПС 35 кВ Подорожка	2023	20275-20/18
18		Электроподстанция до 35 кВ (ПС 35/10-1 шт.)-Сахалинская область, Корсаковский район, с. Охотское, район земельного участка № 325 (кад. № 65:03:00000003:325)	10610	Новая ПС 35 кВ Охотская Строительство осуществляется в рамках реализации ФЗ от 01.05.2016 №119-ФЗ (Дальневосточный гектар)	2023	20276-20/18
19	ООО «Солнцевский угольный разрез»	Подстанция 110/6 кВ 2*16 МВА-Сахалинская область, Углегорский район, п. Прудный	16000	Новая ПС 110 кВ Солнечная	2021	20973-20/19
15		ДТП мощностью менее 5 МВт	58775,6	-	-	-

Энергорайон «Кириновское ГКМ»

В таблице 4.3.8 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Кириновское ГКМ». Прогноз основывается на информации ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ведущей освоение «Кириновского» газоконденсатного месторождения. По информации собственника увеличение выработки электрической энергии с 2021 года планируется в связи с присоединением ООО «НГКМ» (прочие потребители) мощностью 1660 кВт.

Таблица 4.3.8.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Кириновское ГКМ»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ¹⁹	млн.кВт*ч	13,35	23,59	23,59	23,59	23,59	23,59
Годовые темпы прироста	%	-	76,7	0	0	0	0
Собственный максимум потребления	МВт	2,56	3,17	3,53	3,76	3,74	3,72
Годовые темпы прироста	%	-	23,9	11,3	6,6	-0,5	-0,5

Энергорайон «Ныш»

В таблице 4.3.9 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Ныш». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок.

Таблица 4.3.9.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Ныш»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	1,363	1,303	1,245	1,190	1,138	1,087
Годовые темпы прироста	%	-	-4,4	-4,4	-4,4	-4,4	-4,4
Собственный максимум потребления	МВт	0,257	0,25	0,23	0,22	0,21	0,21
Годовые темпы прироста	%	-	-4,4	-4,4	-4,4	-4,4	-4,4

Энергорайон «Виахту»

В таблице 4.3.10 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Виахту». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок.

Таблица 4.3.10.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Виахту»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²⁰	млн.кВт*ч	0,807	0,807	0,807	0,807	0,807	0,807
Годовые темпы прироста	%	-	0	0	0	0	0
Собственный максимум потребления	МВт	0,21	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25
Годовые темпы прироста	%	-	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

¹⁹ В соответствии с информацией ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» о прогнозной выработке электрической энергии

²⁰ В соответствии с информацией МУП «Транспорт» о прогнозной выработке электрической энергии

Энергорайон «Хоэ»

В таблице 4.3.11 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Хоэ». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок.

Таблица 4.3.11.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Хоэ»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²¹	млн.кВт*ч	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882
Годовые темпы прироста	%	-	0	0	0	0	0
Собственный максимум потребления	МВт	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Годовые темпы прироста	%	-	0	0	0	0	0

Энергорайон «Первомайский»

В таблице 4.3.12 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Первомайский». Прогноз основывается на данных ООО «Энергетик» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.12.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Первомайский»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²²	млн.кВт*ч	1,7155	1,5848	1,58	1,58	1,58	1,58
Годовые темпы прироста	%	-	-7,6	-0,3	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум потребления	МВт	0,38	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Годовые темпы прироста	%	-	-7,6	-0,3	0,0	0,0	0,0

Энергорайон «Сфера»

В таблице 4.3.13 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Сфера». Прогноз основывается на данных ООО «СахГЭК» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.13.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Сфера»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²³	млн.кВт*ч	16,424	16,753	18,888	19,077	19,266	19,643
Годовые темпы прироста	%	-	2,0	12,7	1,0	1,0	2,0
Собственный максимум потребления	МВт	3,81	3,89	4,38	4,43	4,47	4,56
Годовые темпы прироста	%	-	2,0	12,7	1,0	1,0	2,0

Энергорайон «Сфера-2»

В таблице 4.3.14 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Сфера-2». Прогноз основывается на данных ООО «СахГЭК» о выработке электроэнергии.

²¹ В соответствии с информацией МУП «Транспорт» о прогнозной выработке электрической энергии

²² В соответствии с информацией ООО «Энергетик» о прогнозной выработке электрической энергии

²³ В соответствии с информацией ООО «СахГЭК» о прогнозной выработке электрической энергии

Таблица 4.3.14.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Сфера-2»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²⁴	млн.кВт*ч	2,044	2,556	2,568	2,606	2,619	2,631
Годовые темпы прироста	%	-	25,0	0,5	1,5	0,5	0,5
Собственный максимум потребления	МВт	0,28	0,35	0,35	0,36	0,36	0,36
Годовые темпы прироста	%	-	25,0	0,5	1,5	0,5	0,5

Энергорайон «Пихтовое»

В таблице 4.3.15 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Пихтовое». Прогноз основывается на данных ООО «Пихтовое» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.15.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Пихтовое»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²⁵	млн.кВт*ч	0,278	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332
Годовые темпы прироста	%	-	19,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум потребления	МВт	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Годовые темпы прироста	%	-	19,6	0,0	0,0	0,0	0,0

Энергорайон «Новиково»

В таблице 4.3.16 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Новиково». Прогноз приведён в соответствии с данными ПАО «Сахалинэнерго».

Таблица 4.3.16.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Новиково»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	1,603	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771
Годовые темпы прироста	%	-	10,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум потребления	МВт	0,37	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Годовые темпы прироста	%	-	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0

«Северо-Курильский энергорайон»

В таблице 4.3.17 приведён прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории «Северо-Курильского энергорайона». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок. Кроме этого, при формировании данного прогноза учитывалась информация о мощности энергопринимающих устройств, присоединенных к сети после прохождения контрольного замера. По информации МП «Тепло-

²⁴ В соответствии с информацией ООО «СахГЭК» о прогнозной выработке электрической энергии

²⁵ В соответствии с информацией ООО «Пихтовое» о прогнозной выработке электрической энергии

электросистемы Северо-Курильского городского округа» суммарная установленная мощность присоединенных потребителей составила 1,67 МВт (потребители менее 670 кВт).

Таблица 4.3.17.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Северо-Курильского энергорайона»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	21,324	22,49	22,84	23,19	23,55	23,91
Годовые темпы прироста	%	-	5,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Собственный максимум потребления	МВт	4,24	4,47	4,54	4,61	4,68	4,75
Годовые темпы прироста	%	-	5,5	1,5	1,5	1,5	1,5

«Курильский энергорайон»

В таблице 4.3.18 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории «Курильского энергорайона». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума. Кроме этого, при формировании данного прогноза учитывалась информация об актах технологического присоединения к сети, выданных после прохождения зимнего контрольного замера, а также список действующих договоров на технологическое присоединение к электрической сети по данным ООО «ДальЭнергоИнвест», приведенная в таблице 4.3.19.

Таблица 4.3.18.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Курильского энергорайона»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²⁶	млн. кВт.ч	39,12	40,29	41,5	42,75	44,03	45,35
Годовые темпы прироста	%	-	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Собственный максимум потребления	МВт	8,12	8,71	9,25	9,68	10,13	10,60
Годовые темпы прироста	%	-	7,3	6,1	4,6	4,6	4,6

Таблица 4.3.19.

Информация о договорах и актах технологического присоединения к электрической сети «Курильского энергорайона»

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	Год ввода	Номер договора
1	АО «Гидрострой»	с. Рейдово, ул. Заводская 9, 10	371,4	2020	ТПЭ-197/20
2	Акты о технологическое присоединение к сети потребителей мощностью менее 150 кВт		944,9	2020	-
3	ООО «Алси Строй»	с. Рейдово, ул. Заводская	250	2021	ТПЭ-204/20
4	ООО «Алси Строй»	г. Курильск, строительный городок	180	2021	ТПЭ-205/20
5	ДТП мощностью менее 150 кВт		295	-	-

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

²⁶ В соответствии с информацией ООО «ДальЭнергоИнвест» о прогнозной выработке электрической энергии

В таблице 4.3.20 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «РПЦ Куйбышевский». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок, по данным ООО «Синтегра» о выработке электроэнергии, а также присоединения консервного мини завода мощностью 390 кВт.

Таблица 4.3.20.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «РПЦ Куйбышевский»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²⁷	млн.кВт*ч	1,27	2,14	5,16	5,16	5,16	5,16
Годовые темпы прироста	%	-	68,3	141,6	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум потребления	МВт	1,6	1,62	1,80	1,80	1,80	1,80
Годовые темпы прироста	%	-	1,4	10,9	0,0	0,0	0,0

Энергорайон «Горячий Ключ»

В таблице 4.3.21 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Горячий Ключ». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок.

Таблица 4.3.21.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Горячий Ключ»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²⁸	млн.кВт*ч	9,482	9,745	9,745	9,745	9,745	9,745
Годовые темпы прироста	%	-	2,8	0	0	0	0
Собственный максимум потребления	МВт	1,239	1,36	1,50	1,64	1,81	1,99
Годовые темпы прироста	%	-	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9

Энергорайон «Буревестник»

В таблице 4.3.22 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Буревестник». Прогноз основывается на данных МУП «Жилкомсервис» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.22.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Буревестник»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ²⁹	млн.кВт*ч	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

²⁷ В соответствии с информацией ООО «Синтегра» о прогнозной выработке электрической энергии

²⁸ В соответствии с информацией ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны РФ о прогнозной выработке электрической энергии

²⁹ В соответствии с информацией МУП «Жилкомсервис» о прогнозной выработке электрической энергии

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Годовые темпы прироста	%	-	0	0	0	0	0
Собственный максимум потребления	МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Годовые темпы прироста	%	-	0	0	0	0	0

Энергорайон «Горное»

В таблице 4.3.23 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Горное». Прогноз основывается на данных МУП «Жилкомсервис» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.23.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Горное»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ³⁰	млн.кВт*ч	4,601	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Годовые темпы прироста	%	-	8,7	0	0	0	0
Собственный максимум потребления	МВт	1,4	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
Годовые темпы прироста	%	-	8,7	0	0	0	0

«Южно-Курильский энергорайон»

В таблице 4.3.24 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории «Южно-Курильского энергорайона». Прогноз основывается на данных РЭК Сахалинской области о выработке электроэнергии. Кроме этого, при формировании данного прогноза учитывалась информация об актах технологического присоединения к сети, выданных после прохождения зимнего контрольного замера, а также список действующих договоров на технологическое присоединение к электрической сети по данным АО «Мобильные ГТЭС», приведенная в таблице 4.3.25, а также учтена информация от АО «Мобильные ГТЭС Кунашир» по заявкам на технологическое присоединение к электрическим сетям на период до 2024 г. суммарной установленной мощностью 6,832 МВт.

Таблица 4.3.24.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности «Южно-Курильского энергорайона»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ³¹	млн.кВт*ч	42,98	53,35	60,40	64,72	79,17	82,42
Годовые темпы прироста	%	-	24,1	13,2	7,1	22,3	4,1
Собственный максимум потребления	МВт	7,69	9,55	10,81	11,58	14,17	14,75
Годовые темпы прироста	%	-	24,1	13,2	7,1	22,3	4,1

³⁰ В соответствии с информацией МУП «Жилкомсервис» о прогнозной выработке электрической энергии

³¹ В соответствии с информацией РЭК Сахалинской области о прогнозной выработке электрической энергии

Таблица 4.3.25.

Информация о договорах и актах технологического присоединения к электрической сети «Южно-Курильского энергорайона».

№ п / п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	ПС с высшим классом напряжения не менее 35 кВ	Год ввода	Номер договора
1	н/д	жилой дом	180	н/д	2020	ТУ №36
2	Акты о технологическое присоединение к сети потребителей мощностью менее 150 кВт		65	-	2020	-
3	ДТП мощностью менее 150 кВт		208	-	-	-

Энергорайон «Головнино»

В таблице 4.3.26 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Головнино». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума. Кроме этого, учтена информация от АО «Мобильные ГТЭС Кунашир» о заявках на период до 2024 г. суммарной установленной мощностью 1,181 МВт.

Таблица 4.3.26.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности энергорайона «Головнино»

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	1,83	2,75	4,18	4,86	5,05	5,24
- Годовые темпы прироста	%		50,4	52,0	16,3	3,8	3,8
Собственный максимум потребления	МВт	0,56	0,84	1,28	1,49	1,54	1,60
Годовые темпы прироста	%	-	50,4	52,0	16,3	3,8	3,8

Энергорайон «Малокурильское»

В таблице 4.3.27 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Малокурильское». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума. Кроме этого, при формировании данного прогноза учитывались:

1) фактическая динамика за период 2016 - 2020 г.г. и прогноз на 2021 - 2025 гг. потребления электрической энергии крупным потребителем на территории энергорайон «Малокурильское» по данным МУП «Шикотанское жилищное управление», приведенная в таблице 4.3.28.

В соответствии с приведенными данными видно, что в 2021 г. ожидается значительное снижение потребления электроэнергии ООО «Рыбокомбинат Островной» (на 37%), которое в 2020 г. составляло 33% всей выработки энергоузла.

2) информация о действующих договорах на технологическое присоединение к электрической сети по данным МУП «Шикотанское жилищное управление», приведенная в таблице 4.3.29.

Таблица 4.3.27.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Малокурильское»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	млн.кВт*ч	15,661	14,373	15,339	15,339	15,339	15,339
Годовые темпы прироста	%	-	-8,2	6,7	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум потребления	МВт	3,9	3,59	3,72	3,85	4,00	4,14
Годовые темпы прироста	%	-	-8,0	3,6	3,6	3,6	3,6

Таблица 4.3.28.

**Динамика фактического потребления электрической энергии
основным крупным потребителем за период 2016-2020 г.г., а также
прогноз потребления с 2021 г. по 2025 г. на территории энергорайона
«Малокурильское», млн. кВт*ч.**

Наименование потребителя (предприятия)	фактический					планируемый				
	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
ООО Рыбокомбинат «Островной»	0,870	3,097	3,161	3,248	5,139	3,248	3,304	3,304	3,304	3,304

Таблица 4.3.29.

**Информация о договорах технологического присоединения к
электрической сети энергорайона «Малокурильское».**

№ п/п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяемая мощность, кВт	Год ввода	Номер договора
1	ООО «Т2 Мобайл»	«БССС №SA000352» расположенного по адресу: Сахалинская область, Южно- Курильский район, с. Малокурильское, западнее участка с кадастровым номером 65:25:0000016:42.	5	2021	№07/2020
2	АО «Мобильные ГТЭС»	Сахалинская область, Южно- Курильский район, с. Малокурильское, ул. Нагорная. Земельный участок с кадастровым номером 65:25:0000016:863, 65:25:0000016:864.	80	2021	№01/2020
3	АО «Авиашельф»	Вертолетная площадка	15	2021	№02- 12/2020

Энергорайон «Крабозаводское»

В таблице 4.3.30 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «Крабозаводское». Прогноз основывается на среднегодовом темпе изменения максимума нагрузок. Кроме этого, при формировании данного прогноза учитывалась информация о действующих договорах на технологическое присоединение к электрической сети по данным МУП «Шикотанское жилищное управление», приведенная в таблице 4.3.31.

Таблица 4.3.30.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «Крабозаводское»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии	млн кВт.ч	7,140	5,155	5,155	5,155	5,155	5,155
Годовые темпы прироста	%	-	-27,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственный максимум потребления	МВт	1,3	1,24	1,26	1,20	1,21	1,16
Годовые темпы прироста	%	-	-4,3	1,1	-4,4	0,9	-4,4

Таблица 4.3.31.

**Информация о договорах технологического присоединения к
электрической сети энергорайона «Крабозаводское»**

№ п/ п	Наименование заявителя	Наименование объекта и адрес его местонахождения	Присоединяема я мощность, кВт	Год ввода	Номер договора
1	ГКУ «Дирекция по реализации Федеральной программы социально-экономического развития» Курильских островов»	Котельная в с.Крабозаводское (о. Шикотан)	295	2024	№ 02/2020
2	Администрация МО «Южно-Курильский ГО»	Универсальная спортивная площадка, с.Крабозаводское (о. Шикотан)	15	2021	№3-10/20
3	ООО «ПМК»	Строительство жилых домов, с.Крабозаводское (о. Шикотан), ул.Лесная	317	2022	№01-2/2020

Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»

В таблице 4.3.32 приведен прогноз потребления электрической энергии и мощности на территории энергорайона «РПК «Курильский рыбак». Прогноз основывается на данных ООО «ДальЭнергоИнвест» о выработке электроэнергии.

Таблица 4.3.32.

**Прогноз потребления электрической энергии и мощности
энергорайона «РПК «Курильский рыбак»**

Показатели	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии ³²	млн. кВт.ч	14,96	13,7	20,35	21,37	22,44	23,56
Годовые темпы прироста	%		-8,4	48,5	5,0	5,0	5,0
Собственный максимум потребления	МВт	3,827	3,50	5,21	5,47	5,74	6,03
Годовые темпы прироста	%		-8,4	48,5	5,0	5,0	5,0

³² В соответствии с информацией ООО «ДальЭнергоИнвест» о прогнозной выработке электрической энергии

4.4. Прогнозный баланс электроэнергии

Перспективные балансы электроэнергии на период 2021 - 2025 г.г. сформированы в соответствии со следующей информацией:

- прогнозом электропотребления энергорайонов территориальной энергосистемы Сахалинской области (глава 4.3);
- прогнозом выработки электроэнергии электростанциями территориальной энергосистемы Сахалинской области, предоставленным эксплуатирующими организациями и собственниками электрогенерирующего оборудования.

Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления электрической энергии по энергорайонам, энергоузлам, децентрализованным зонам на период 2021 – 2025 г.г. представлены в таблицах 4.4.1 - 4.4.24.

Таблица 4.4.1.

Прогнозный баланс электрической энергии территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2021-2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	2946,9	3009,8	3045,1	3050,1	3059,3
Собственные нужды ЭС	248,8	248,5	245,3	245,7	245,8
Хозяйственные нужды ЭС	3,8	3,9	3,9	3,9	4,0
Потери электроэнергии в электрических сетях	345,1	347,1	347,4	354,7	362,1
Полезный отпуск электроэнергии	2349,2	2410,4	2448,5	2445,8	2447,5
- промышленные потребители	371,8	412,6	435,7	436,1	436,2
- сельское хозяйство	128,3	129,4	132,0	132,2	132,2
- население	779,2	791,2	796,8	798,0	799,3
- прочие	1056,5	1063,7	1070,4	1065,9	1066,1

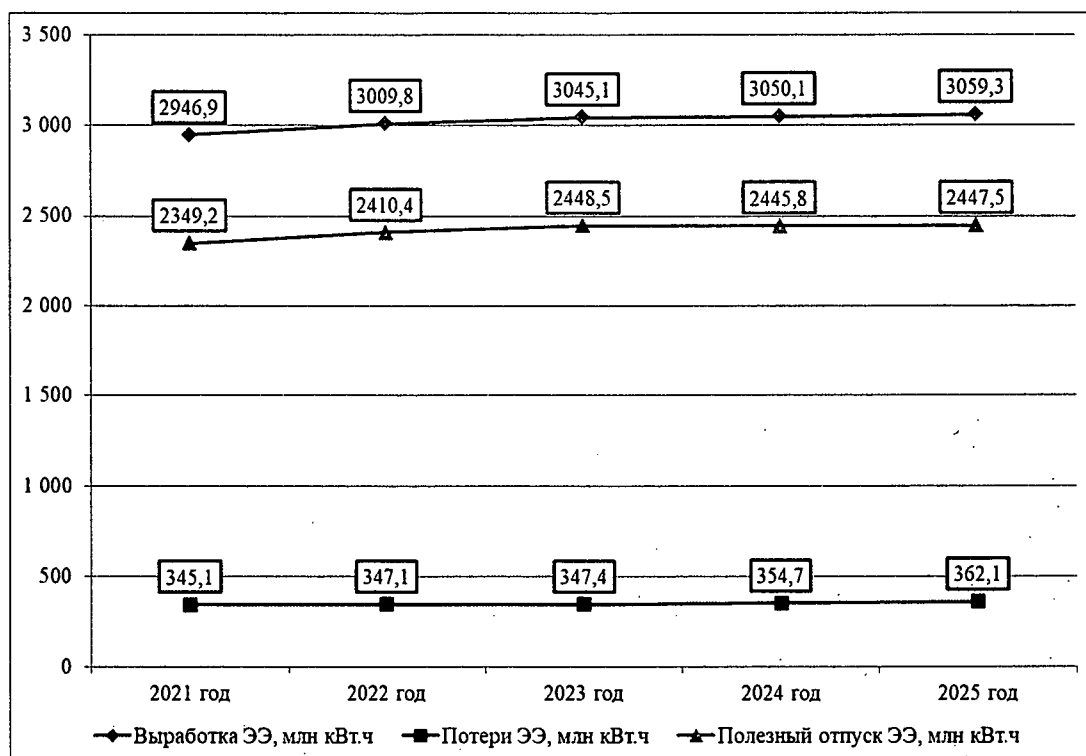


Рисунок 4.4.1. Динамика выработки электроэнергии Территориальной энергосистемы Сахалинской области в 2021 - 2025 гг., млн. кВт*ч.

«Северный энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории «Северного энергорайона» в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.2.

Прогнозный баланс электрической энергии «Северного энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г., млн.кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	136,642	176,166	199,842	193,170	190,256
Собственные нужды ЭС	28,072	28,903	28,890	28,977	28,816
Хозяйственные нужды ЭС	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251
Потери в трансформаторах	2,198	2,114	2,198	2,125	2,093
Производственные нужды ЭС	3,872	3,955	3,816	3,889	3,922
Потери электроэнергии в электрических сетях	10,828	10,911	10,972	10,972	10,962
Полезный отпуск электроэнергии	91,421	130,032	153,715	146,956	144,212
- промышленные потребители	27,998	68,403	90,693	90,339	89,585
- сельское хозяйство	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
- население	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
- прочие	63,368	61,575	62,967	56,562	54,572

«Центральный энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории Центрального энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.3.

Таблица 4.4.3.

Прогнозный баланс электрической энергии «Центрального энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	2600,864	2609,909	2616,798	2623,659	2630,558
- «НГЭС»	161,498	161,5	161,5	161,5	161,5
- «Сахалинская ГРЭС»	417,11	417,11	417,11	417,11	417,11
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	2006,29	2015,333	2022,222	2029,083	2035,982
- «Томаринская ТЭЦ»	2,970	2,970	2,970	2,970	2,970
- «Холмская ТЭЦ»	12,996	12,996	12,996	12,996	12,996
Собственные нужды ЭС	209,51	207,856	204,526	204,526	204,526
- «НГЭС»	7,682	7,682	7,682	7,682	7,682
- «Сахалинская ГРЭС»	59,148	59,148	59,148	59,148	59,148
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	137,284	135,63	132,3	132,3	132,3
- «Томаринская ТЭЦ»	1,443	1,443	1,443	1,443	1,443
- «Холмская ТЭЦ»	3,953	3,953	3,953	3,953	3,953
Хозяйственные нужды ЭС	2,143	2,143	2,143	2,143	2,143
- «НГЭС»	0,141	0,141	0,141	0,141	0,141
- «Сахалинская ГРЭС»	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508
- «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	0,544	0,544	0,544	0,544	0,544
- «Томаринская ТЭЦ»	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862
- «Холмская ТЭЦ»	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088
Потери электроэнергии в электрических сетях	292,071	293,05	293,499	300,36	307,259
Полезный отпуск электроэнергии	2097,14	2106,86	2116,63	2116,63	2116,63
- промышленные потребители	305,56	305,56	305,56	305,56	305,56
- сельское хозяйство	128,31	129,4	131,99	132,19	132,19
- население	723,3	731,78	736,28	736,28	736,28
- прочие	939,96	940,11	942,79	942,59	942,59
из них:					
АО «НГЭС»	153,67	153,67	153,67	153,67	153,67
- промышленные потребители	131,19	131,19	131,19	131,19	131,19
- сельское хозяйство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- население	12,28	12,28	12,28	12,28	12,28
- прочие	10,20	10,20	10,20	10,20	10,20
ПАО «Сахалинэнерго»	1943,47	1953,19	1962,96	1962,96	1962,96
- промышленные потребители	174,37	174,37	174,37	174,37	174,37
- сельское хозяйство	128,31	129,40	131,99	132,19	132,19
- население	711,02	719,50	724,00	724,00	724,00
- прочие	929,76	929,91	932,59	932,39	932,39

Децентрализованные энергорайоны

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии

на территории децентрализованных энергорайонов в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.4.

Таблица 4.4.4.

Прогнозный баланс электрической энергии децентрализованных энергорайонов Сахалинской области на период 2021 - 2025 г.г., млн.

кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	209,4	223,8	228,5	233,3	238,5
Собственные нужды ЭС	11,2	11,7	11,9	12,2	12,4
Хозяйственные нужды ЭС	1,4	1,5	1,5	1,5	1,6
Потери электроэнергии в электрических сетях	36,1	37,1	36,9	37,4	39,4
Полезный отпуск электроэнергии	160,7	173,6	178,2	182,2	186,6
- промышленные потребители	38,2	38,7	39,4	40,2	41,0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	55,9	59,3	60,5	61,7	63,0
- прочие	53,1	62,0	64,7	66,7	68,9

Энергорайон «Киринского ГКМ»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.5.

Таблица 4.4.5.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Киринского ГКМ» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	23,593	23,593	23,593	23,593	23,593
Собственные нужды ЭС	1,624	1,624	1,624	1,624	1,624
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,735	2,735	2,735	2,735	2,735
Полезный отпуск электроэнергии	19,234	19,234	19,234	19,234	19,234
- структура	9,284	9,284	9,284	9,284	9,284
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0	0	0	0	0
- прочие	9,950	9,950	9,950	9,950	9,950

Энергорайон «Ныш»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.6.

Таблица 4.4.6.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Ныш» на
период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,303	1,245	1,190	1,138	1,087
Собственные нужды ЭС	0,109	0,104	0,100	0,096	0,091
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,375	0,359	0,343	0,328	0,313
Полезный отпуск электроэнергии	0,818	0,781	0,747	0,714	0,682
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0,478	0,457	0,437	0,418	0,399
- прочие	0,340	0,325	0,310	0,297	0,283

Энергорайон «Виахту»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.7. Информация приведена в соответствии с данными собственника.

Таблица 4.4.7.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Виахту»
на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,807	0,807	0,807	0,807	0,807
Собственные нужды ЭС	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104
Полезный отпуск электроэнергии	0,665	0,665	0,665	0,665	0,665
- промышленные потребители	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0,318	0,318	0,318	0,318	0,318
- прочие	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222

Энергорайон «Хоз»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.8. Информация приведена в соответствии с данными собственника.

Таблица 4.4.8.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Хоз» на
период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,882	0,882	0,882	0,882	0,882

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Собственные нужды ЭС	0,044	0,044	0,044	0,044	0,044
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
Полезный отпуск электроэнергии	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725
- промышленные потребители	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0,495	0,495	0,495	0,495	0,495
- прочие	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145

«Первомайский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.9.

Таблица 4.4.9.

Прогнозный баланс электрической энергии «Первомайского энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,585	1,580	1,580	1,580	1,580
Собственные нужды ЭС	0,049	0,048	0,048	0,048	0,048
Хозяйственные нужды ЭС	0,053	0,052	0,052	0,052	0,052
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,309	0,330	0,330	0,330	0,330
Полезный отпуск электроэнергии	1,174	1,150	1,150	1,150	1,150
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,671	0,671	0,671	0,671	0,671
- прочие	0,503	0,479	0,479	0,479	0,479

Энергорайон «Сфера»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.10.

Таблица 4.4.10.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Сфера» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	16,753	18,888	19,077	19,266	19,643
Собственные нужды ЭС	1,098	1,237	1,250	1,262	1,287
Хозяйственные нужды ЭС	0,072	0,081	0,082	0,082	0,084

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,579	2,907	2,936	2,966	3,024
Полезный отпуск электроэнергии	13,005	14,662	14,809	14,956	15,249
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	9,444	10,647	10,754	10,860	11,073
- прочие	3,561	4,015	4,055	4,096	4,176

Энергорайон «Сфера-2»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.11.

Таблица 4.4.11.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Сфера-2» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	2,556	2,568	2,606	2,619	2,631
Собственные нужды ЭС	0,214	0,215	0,219	0,220	0,221
Хозяйственные нужды ЭС	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,189	0,190	0,193	0,194	0,195
Полезный отпуск электроэнергии	2,150	2,160	2,192	2,202	2,213
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	1,462	1,469	1,490	1,497	1,505
- прочие	0,688	0,691	0,702	0,705	0,708

Энергорайон «Пихтовое»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.12.

Таблица 4.4.12.

Баланс электрической энергии энергорайона «Пихтовое» на период 2021 – 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,332	0,332	0,332	0,332	0,332
Собственные нужды ЭС	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Хозяйственные нужды ЭС	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
Полезный отпуск электроэнергии	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290
- промышленные потребители	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- сельское хозяйство	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
- население	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
- прочие	0,120	0,120	0,120	0,120	0,120

Энергорайон «Новиково»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.13.

Таблица 4.4.13.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Новиково» на период 2021 - 2025 г.г., млн.кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771
Собственные нужды ЭС	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Хозяйственные нужды ЭС	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137
Полезный отпуск электроэнергии	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
- промышленные потребители	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
- сельское хозяйство	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- население	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
- прочие	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48

«Северо-Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.14.

Таблица 4.4.14.

Прогнозный баланс электрической энергии «Северо-Курильского энергорайона» на период 2021-2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	22,49	22,84	23,19	23,55	23,91
Собственные нужды ЭС	1,32	1,34	1,36	1,38	1,40
Хозяйственные нужды ЭС	0,20	0,21	0,21	0,21	0,22
Потери электроэнергии в электрических сетях	3,93	3,99	4,05	4,12	4,18
Полезный отпуск электроэнергии	17,04	17,31	17,57	17,84	18,12

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
- промышленные потребители	6,16	6,25	6,35	6,45	6,55
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	5,41	5,50	5,58	5,67	5,75
- прочие	2,46	2,50	2,54	2,58	2,62

«Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.15.

Таблица 4.4.15.

Прогнозный баланс электрической энергии «Курильского энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	40,29	41,50	42,75	44,03	45,35
ДЭС с. Рейдово	27,62	28,45	29,31	30,19	31,09
ДЭС с. Китовая	12,67	13,05	13,44	13,84	14,26
Собственные нужды ЭС	1,57	1,62	1,66	1,71	1,77
ДЭС с. Рейдово	1,05	1,09	1,12	1,15	1,19
ДЭС с. Китовая	0,51	0,53	0,55	0,56	0,58
Хозяйственные нужды ЭС	0,62	0,64	0,66	0,68	0,70
ДЭС с. Рейдово	0,44	0,45	0,47	0,48	0,49
ДЭС с. Китовая	0,18	0,19	0,19	0,20	0,20
Потери электроэнергии в электрических сетях	6,07	6,25	6,45	6,64	6,84
Полезный отпуск электроэнергии	32,03	32,99	33,98	35,00	36,04
- промышленные потребители	11,81	12,16	12,53	12,90	13,29
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	11,64	11,99	12,35	12,72	13,10
- прочие	8,58	8,84	9,10	9,38	9,66

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.16.

Таблица 4.4.16.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «РПЦ Куйбышевский» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	2,14	5,16	5,16	5,16	5,16
Собственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях³³	0	0	0	0	0

³³ Граница эксплуатационной ответственности устанавливается на отходящих линиях РП-0,4 кВ станции

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Полезный отпуск электроэнергии	2,14	5,16	5,16	5,16	5,16
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0,882	2,126	2,126	2,126	2,126
- прочие	1,258	3,034	3,034	3,034	3,034

Энергорайон «Горячий Ключ»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.17.

Таблица 4.4.17.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Горячий Ключ» на период 2021 - 2025 г.г., млн.кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	9,745	9,745	9,745	9,745	9,745
Собственные нужды ЭС	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	8,156	8,156	8,156	8,156	8,156
Полезный отпуск электроэнергии	1,559	1,559	1,559	1,559	1,559
- промышленные потребители	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331
- прочие	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152

Энергорайон «Буревестник»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.18.

Таблица 4.4.18.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Буревестник» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Собственные нужды ЭС	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,089	0,089	0,089	0,089	0,089
Полезный отпуск электроэнергии	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
- промышленные потребители	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
- прочие	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035

Энергорайон «Горное»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.19.

Таблица 4.4.19.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Горное» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	5	5	5	5	5
Собственные нужды ЭС	0,149	0,149	0,149	0,149	0,149
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,851	2,851	2,851	2,851	2,851
Полезный отпуск электроэнергии	1,998	1,998	1,998	1,998	1,998
- промышленные потребители	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	1,207	1,207	1,207	1,207	1,207
- прочие	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206

«Южно-Курильский энергорайон»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.20.

Таблица 4.4.20.

Прогнозный баланс электрической энергии «Южно-Курильского энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	53,35	60,4	64,72	79,17	82,42
ДЭС «Южно-Курильская»	46,30	52,42	56,17	68,71	71,53

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
«Менделеевская ГеоТЭС»	4,48	5,07	5,43	6,64	6,92
ДЭС «Лагунная»	2,57	2,91	3,12	3,81	3,97
Собственные нужды ЭС	2,83	3,20	3,43	4,19	4,37
ДЭС «Южно-Курильская»	2,49	2,82	3,02	3,69	3,85
«Менделеевская ГеоТЭС»	0,27	0,30	0,32	0,39	0,41
ДЭС «Лагунная»	0,07	0,08	0,09	0,11	0,11
Хозяйственные нужды ЭС	0,34	0,38	0,41	0,50	0,52
Потери электроэнергии в электрических сетях	4,58	5,18	5,56	6,80	7,07
Полезный отпуск электроэнергии	45,61	51,63	55,33	67,68	70,46
- промышленные потребители	9,45	10,70	11,46	14,02	14,60
- сельское хозяйство	0	1	2	3	4
- население	18,05	20,43	21,89	26,78	27,88
- прочие	18,11	20,50	21,97	26,87	27,98

Энергорайон «Головнино»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.21.

Таблица 4.4.21.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «Головнино» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	2,75	4,18	4,86	5,05	5,24
Собственные нужды ЭС	0,24	0,36	0,42	0,44	0,46
Хозяйственные нужды ЭС	0,10	0,15	0,18	0,18	0,19
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,27	0,41	0,48	0,49	0,51
Полезный отпуск электроэнергии	2,14	3,25	3,78	3,93	4,08
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население)	1,11	1,68	1,96	2,03	2,11
- прочие	1,03	1,57	1,83	1,90	1,97

Энергорайон «Малокурильское»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.22.

Таблица 4.4.22.

Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона

«Малокурильское» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	14,373	15,339	15,339	15,339	15,339
Собственные нужды ЭС	0,431	0,460	0,460	0,460	0,460
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	2,478	2,635	2,635	2,635	2,635
Полезный отпуск электроэнергии	11,464	12,244	12,244	12,244	12,244
- промышленные потребители	3,076	3,076	3,076	3,076	3,076
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	4,078	4,638	4,638	4,638	4,638
- прочие	4,309	4,530	4,530	4,530	4,530

Энергорайон «Крабозаводское»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.23.

Таблица 4.4.23.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона
«Крабозаводское» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	5,155	5,155	5,155	5,155	5,155
Собственные нужды ЭС	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
Хозяйственные нужды ЭС	0	0	0	0	0
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510
Полезный отпуск электроэнергии	4,560	4,560	4,560	4,560	4,560
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
- прочие	2,360	2,360	2,360	2,360	2,360

Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»

Динамика производства и структура полезного отпуска электроэнергии на территории данного энергорайона в 2021 – 2025 г.г. представлены в таблице 4.4.24.

Таблица 4.4.24.

**Прогнозный баланс электрической энергии энергорайона «РПК
«Курильский рыбак» на период 2021 - 2025 г.г., млн. кВт*ч**

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Выработка электрической энергии ЭС	13,70	20,35	21,37	22,44	23,56

Показатели	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Собственные нужды ЭС	0,55	0,81	0,81	0,81	0,81
Хозяйственные нужды ЭС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери электроэнергии в электрических сетях	0,44	0,65	0,00	0,00	0,00
Полезный отпуск электроэнергии	12,71	18,88	20,56	21,63	22,75
- промышленные потребители	0	0	0	0	0
- сельское хозяйство	0	0	0	0	0
- население	0	0	0	0	0
- прочие	12,71	18,88	20,56	21,63	22,75

4.5. Прогнозный баланс электрической мощности

Перспективные балансы мощности на период 2021 – 2025 г.г. сформированы в соответствии со следующей информацией:

- прогнозом максимального потребления мощности энергорайонов территориальной энергосистемы Сахалинской области (глава 4.3);
- прогнозом развития генерирующих мощностей электростанций территориальной энергосистемы Сахалинской области на период до 2025 г., принятым на основании планов эксплуатирующих организаций и собственников электрогенерирующего оборудования (глава 4.2).

В соответствии с п. 7.8 ГОСТ Р 58057-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Общие требования» (далее ГОСТ Р 58057-2018) величина перспективного нормативного резерва мощности технологически изолированной энергосистемы должна быть не менее величины установленной мощности двух самых крупных по мощности единиц генерирующего оборудования. При разработке балансов мощности величина перспективного нормативного резерва мощности учтена в соответствии с данным требованием.

Прогнозные балансы электрической мощности территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2021 – 2025 г.г. приведены в таблицах 4.5.1 - 4.5.23.

На основании анализа прогнозных балансов мощности сделаны вывод о необходимости/отсутствии необходимости ввода генерирующих мощностей, приведенный в таблице 4.5.24.

«Северный энергорайон»

Таблица 4.5.1.

Баланс электрической мощности «Северного энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	99,00	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Располагаемая мощность станций, МВт	86,60	84,4	84,4	84,4	84,4	84,4
Максимум потребления, МВт	29,4	23,4	29,3	32,0	30,8	29,6
Нормативный резерв мощности, МВт	50	50	50	50	50	50
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	73,4	79,3	82	80,8	79,6
Резерв мощности, МВт	-	11	5,1	2,4	3,6	4,8
<i>Альтернативный вариант (нулевое потребление ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»)</i>						
Максимум потребления, МВт	29,4	23,4	18,0	17,4	16,8	16,3
Нормативный резерв мощности, МВт	50	50	50	50	50	50

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	73,4	68	67,4	66,8	66,3
Резерв мощности, МВт	-	11	16,4	17	17,6	18,1

Баланс с учётом потребления ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учетом нормативного резерва) будет иметь переменный характер. Наименьшее значение будет достигнуто в 2023 г. (2,4 МВт), наибольшее – в 2021 г. (11 МВт). При рассматриваемом характере изменения резерва мощности рекомендаций по вводу/выдоду генерирующего оборудования нет.

Баланс с учётом нулевого потребления ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. альтернативный баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет иметь возрастающий характер. Наименьшее значение будет достигнуто в 2021 г. (11 МВт), наибольшее – в 2025 г. (18,1 МВт). При рассматриваемом характере изменения резерва мощности рекомендуется проработать возможность снижения генерирующей мощности «Охинской ТЭЦ». Данный вопрос должен рассматриваться в рамках отдельного титула.

«Центральный энергорайон»

Таблица 4.5.2.

Баланс электрической мощности «Центрального энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций; МВт	634,74	634,74	634,74	634,74	634,74	634,74
<i>в т.ч.:</i>						
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС»	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
«Ногликская газовая электрическая станция»	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0
«Томаринская ТЭЦ»	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
«Холмская ТЭЦ»	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность станций; МВт	628,24	628,24	628,24	628,24	628,24	628,24
<i>в т.ч.:</i>						
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1»	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24	455,24
«Сахалинская ГРЭС»	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
«Ногликская газовая электрическая станция»	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
«Томаринская ТЭЦ»	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
«Холмская ТЭЦ»	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Максимум потребления; МВт	447	451	455	459	464	467

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Нормативный резерв мощности, МВт	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	622	647	665	677	685
Резерв мощности, МВт	-	7,24	3,24	-0,76	-5,76	-8,76

В период 2021 - 2022 г.г. баланс мощности складывался убывающим профицитом располагаемой мощности. В период 2023 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности станций «Центрального энергорайона» не менее чем на 8,76 МВт.

Энергорайон «Кириновское ГКМ»

Таблица 4.5.3.

Баланс электрической мощности энергорайона «Кириновского ГКМ» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	9,28	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Располагаемая мощность станций, МВт	6,96	9,28	9,28	9,28	9,28	9,28
Максимум потребления, МВт	2,56	3,17	3,53	3,76	3,74	3,72
Нормативный резерв мощности, МВт	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	5,49	5,85	6,08	6,06	6,04
Резерв мощности, МВт	-	3,79	3,43	3,2	3,22	3,24

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учетом нормативного резерва) будет иметь переменный характер. Наименьшее значение будет достигнуто в 2023 г. (3,2 МВт), наибольшее – в 2021 г. (3,79 МВт). При рассматриваемом характере изменения резерва мощности рекомендаций по вводу/выдоду генерирующего оборудования нет.

Энергорайон «Ныш»

Таблица 4.5.4.

Баланс электрической мощности энергорайона «Ныш» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Располагаемая мощность станций, МВт	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Максимум потребления, МВт	0,257	0,25	0,23	0,22	0,21	0,21
Нормативный резерв мощности, МВт	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	0,65	0,63	0,62	0,61	0,61
Резерв мощности, МВт	-	-0,05	-0,03	-0,02	-0,01	-0,01

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Ныш» не менее чем на 0,05 МВт.

Энергорайон «Виахту»

Таблица 4.5.5.

Баланс электрической мощности энергорайона «Виахту» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Располагаемая мощность станций, МВт	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Максимум потребления, МВт	0,21	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25
Нормативный резерв мощности, МВт	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	0,62	0,63	0,63	0,64	0,65
Резерв мощности, МВт	-	-0,12	-0,13	-0,13	-0,14	-0,15

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Виахту» не менее чем на 0,15 МВт. Дефицит располагаемой мощности данного энергоузла обусловлен выходом из строя генераторов ДЭС «Виахту». Рекомендуется провести ремонт или замену оборудования.

Энергорайон «Хоз»

Таблица 4.5.6.

Баланс электрической мощности энергорайона «Хоз» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Располагаемая мощность станций, МВт	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Максимум потребления, МВт	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Нормативный резерв мощности, МВт	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Резерв мощности, МВт	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом величина резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет постоянной. При рассматриваемом характере изменения резерва мощности рекомендаций по вводу/выдоду генерирующего оборудования нет.

«Первомайский энергорайон»

Таблица 4.5.7.

Баланс электрической мощности «Первомайского энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	0,842	0,842	0,842	0,842	0,842	0,842
Располагаемая мощность станций, МВт	0,842	0,842	0,842	0,842	0,842	0,842
Максимум потребления, МВт	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Нормативный резерв мощности, МВт	0,842	0,842	0,842	0,842	0,842	0,842
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	1,192	1,192	1,192	1,192	1,192
Резерв мощности, МВт	-	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС с. Первомайск не менее чем на 0,35 МВт.

Энергорайон «Сфера»

Таблица 4.5.8.

Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Располагаемая мощность станций, МВт	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Максимум потребления, МВт	3,81	3,89	4,38	4,43	4,47	4,56
Нормативный резерв мощности, МВт	4	4	4	4	4	4

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	7,89	8,38	8,43	8,47	8,56
Резерв мощности, МВт	-	-1,14	-1,63	-1,68	-1,72	-1,81

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Сфера» не менее чем на 1,81 МВт.

Энергорайон «Сфера-2»

Таблица 4.5.9.

Баланс электрической мощности энергорайона «Сфера-2» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Располагаемая мощность станций, МВт	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Максимум потребления, МВт	0,28	0,35	0,35	0,36	0,36	0,36
Нормативный резерв мощности, МВт	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Итого спрос (с учетом резерва), МВт	-	0,81	0,81	0,82	0,82	0,82
Резерв мощности, МВт	-	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учетом нормативного резерва) будет иметь убывающий характер. Наименьшее значение будет достигнуто в 2025 г. (0,14 МВт), наибольшее – в 2021 г. (0,15 МВт). При рассматриваемом характере изменения резерва мощности рекомендаций по вводу/выдоду генерирующего оборудования нет.

Энергорайон «Пихтовое»

Таблица 4.5.10.

Баланс электрической мощности энергорайона «Пихтовое» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Располагаемая мощность станций, МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Максимум потребления, МВт	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Нормативный резерв мощности, МВт	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Резерв мощности, МВт	-	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде.

Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Пихтовое» не менее чем на 0,08 МВт с установкой дополнительных генераторов. По данным, предоставленным собственником, на станции установлено 2 генератора, следовательно, требования ГОСТ Р 58057-2018 невозможно соблюсти без установки дополнительных генераторов.

Энергорайон «Новиково»

Таблица 4.5.11.

Баланс электрической мощности энергорайона «Новиково» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 г.	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	4,666	4,666	4,666	4,666	4,666	4,666
Располагаемая мощность станций, МВт	4,666	4,666	4,666	4,666	4,666	4,666
Максимум потребления, МВт	0,37	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Нормативный резерв мощности, МВт	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Резерв мощности, МВт	-	2,666	2,666	2,666	2,666	2,666

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) во всём периоде остаётся постоянным. При рассматриваемом характере изменения нагрузки рекомендаций по вводу/выводу генерирующего оборудования нет.

«Северо-Курильский энергорайон»

Таблица 4.5.12.

Баланс электрической мощности «Северо-Курильского энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	8,248	8,248	8,248	8,248	8,248	8,248
В т.ч.:						
ДЭС «Северо-Курильская»	6,848	6,848	6,848	6,848	6,848	6,848
Мини ГЭС-1	1	1	1	1	1	1
Мини ГЭС-2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Располагаемая мощность станций, МВт	7,348	7,348	7,348	7,348	7,348	7,348
<i>В т.ч.:</i>						
<i>ДЭС «Северо-Курильская»</i>	6,648	6,648	6,648	6,648	6,648	6,648
<i>Мини ГЭС-1</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>Мини ГЭС-2</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Максимум потребления, МВт	4,24	4,47	4,54	4,61	4,68	4,75
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	7,67	7,74	7,81	7,88	7,95
Резерв мощности, МВт	-	-0,322	-0,392	-0,462	-0,532	-0,602

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности во всём периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности не менее чем на 0,602 МВт.

«Курильский энергорайон»

Таблица 4.5.13.

Баланс электрической мощности «Курильского энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	14,016	14,266	14,266	14,266	14,266	14,266
<i>В т.ч.:</i>						
<i>СЭС с. Рейдово</i>	0	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864	4,864
<i>ДЭС с. Китовая</i>	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
Располагаемая мощность станций, МВт	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84
<i>В т.ч.:</i>						
<i>СЭС с. Рейдово</i>	0	0	0	0	0	0
<i>ДЭС с. Рейдово</i>	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776
<i>ДЭС с. Китовая</i>	8,064	8,064	8,064	8,064	8,064	8,064
Максимум потребления, МВт	8,12	8,71	9,25	9,68	10,13	10,60
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	11,91	12,45	12,88	13,33	13,8
Резерв мощности, МВт	-	-0,07	-0,61	-1,04	-1,49	-1,96

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС с. Рейдово или ДЭС с. Китовый не менее чем на 1,96 МВт.

Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»

Таблица 4.5.14.

Баланс электрической мощности энергорайона «РПЦ Куйбышевский» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	2,234	2,642	2,642	2,642	2,963	2,963
Располагаемая мощность станций, МВт	2,234	2,642	2,642	2,642	2,963	2,963
Максимум потребления, МВт	1,6	1,62	1,80	1,80	1,80	1,80
Нормативный резерв мощности, МВт	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	2,66	2,84	2,84	2,84	2,84
Резерв мощности, МВт	-	-0,018	-0,198	-0,198	0,123	0,123

В период 2021 - 2023 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности. Увеличение генерирующих мощностей, планируемое в 2024 г., позволит устаранить данную проблему. В дальнейшем в 2024-2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности.

Энергорайон «Горячий Ключ»

Таблица 4.5.15.

Баланс электрической мощности энергорайона «Горячий Ключ» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Располагаемая мощность станций, МВт	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Максимум потребления, МВт	1,239	1,36	1,50	1,64	1,81	1,99
Нормативный резерв мощности, МВт	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	2,36	2,5	2,64	2,81	2,99
Резерв мощности, МВт	-	0,64	0,5	0,36	0,19	0,01

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом изменение величины резерва мощности (с учётом нормативного резерва) будет иметь убывающий характер. Наименьшее значение будет достигнуто в 2025 г. (0,01 МВт), наибольшее – в 2021 г. (0,64 МВт). При рассматриваемом характере изменения резерва мощности рекомендаций по вводу/выдоду генерирующего оборудования нет.

Энергорайон «Буревестник»

Таблица 4.5.16.

Баланс электрической мощности энергорайона «Буревестник» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Располагаемая мощность станций, МВт	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Максимум потребления, МВт	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Нормативный резерв мощности, МВт	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
Резерв мощности, МВт	-	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16	-0,16

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС Буревестник не менее чем на 0,16 МВт.

Энергорайон «Горное»

Таблица 4.5.17.

Баланс электрической мощности энергорайона «Горное» на в период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
Располагаемая мощность станций, МВт	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
Максимум потребления, МВт	1,4	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
Нормативный резерв мощности, МВт	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Резерв мощности, МВт	-	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться избыточно по располагаемой мощности. При этом величина резерва мощности (с учётом нормативного резерва) изменяться не будет. При рассматриваемом характере изменения резерва мощности рекомендаций по вводу/выдоду генерирующего оборудования нет.

«Южно-Курильский энергорайон»

**Баланс электрической мощности «Южно-Курильского
энергорайона» на период 2021-2025 г.г.**

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	23,125	23,49	23,49	23,49	23,49	23,49
<i>В т.ч.:</i>						
ДЭС «Южно-Курильская»	13,835	14,20	14,20	14,20	14,20	14,20
«Менделеевская ГеоТЭС»	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
ДЭС «Лагунная»	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Располагаемая мощность станций, МВт	10,71	11,01	11,01	11,01	11,01	11,01
<i>В т.ч.:</i>						
ДЭС «Южно-Курильская»	7,72	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
«Менделеевская ГеоТЭС»	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ДЭС «Лагунная»	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
Максимум потребления, МВт	7,69	8,05	8,40	8,75	9,11	9,48
Нормативный резерв мощности, МВт	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	11,55	12,81	13,58	16,17	16,75
Резерв мощности, МВт	-	-0,54	-1,8	-2,57	-5,16	-5,74

В период 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности не менее чем на 5,74 МВт.

Энергорайон «Головнино»

Таблица 4.5.19.

**Баланс электрической мощности энергорайона «Головнино» на
период 2021 - 2025 г.г.**

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	1,685	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
Располагаемая мощность станций, МВт	0,85	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Максимум потребления, МВт	0,56	0,84	1,28	1,49	1,54	1,60
Нормативный резерв мощности, МВт	1,025	1,025	1,025	1,025	1,025	1,025
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	1,865	2,305	2,515	2,565	2,625
Резерв мощности, МВт	-	-0,715	-1,155	-1,365	-1,415	-1,475

В рассматриваемом периоде 2021 - 2025 г.г. баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде.

Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ВДЭС Головинно не менее чем на 1,475 МВт.

Энергорайон «Малокурильское»

Таблица 4.5.20.

Баланс электрической мощности энергорайона «Малокурильское» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	3,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
Располагаемая мощность станций, МВт	3,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
Максимум потребления, МВт	3,9	3,59	3,72	3,85	4,00	4,14
Нормативный резерв мощности, МВт	1,3	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	5,24	5,37	5,5	5,65	5,79
Резерв мощности, МВт	-	-0,99	-1,12	-1,25	-1,4	-1,54

Баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Малокурильское» не менее чем на 1,54 МВт. Таким образом, предложение МУП «Шикотанское жилищное управление» по увеличению мощности ДЭС обосновано (в случае, если объединение энергорайонов не будет произведено).

Энергорайон «Крабозаводское»

Таблица 4.5.21.

Баланс электрической мощности энергорайона «Крабозаводское» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Располагаемая мощность станций, МВт	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Максимум потребления, МВт	1,3	1,24	1,26	1,2	1,21	1,16
Нормативный резерв мощности, МВт	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	2,84	2,86	2,8	2,81	2,76
Резерв мощности, МВт	-	-0,74	-0,76	-0,7	-0,71	-0,66

Баланс мощности будет складываться с дефицитом нормативного резерва мощности на всем периоде. Для выполнения требований ГОСТ Р 58057-2018 о

величине перспективного нормативного резерва мощности необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Крабозаводское» не менее чем на 0,76 МВт.

Объединение энергорайонов «Крабозаводское» и «Малокурильское» путём восстановления существующей межпоселковой связи позволит снизить нормативный резерв мощности. В таблице 4.5.22 представлен баланс мощности объединенных энергорайонов.

Таблица 4.5.22.

Баланс электрической мощности объединённого «Шикотанского энергорайона» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	-	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65
Располагаемая мощность станций, МВт	-	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35
Максимум потребления, МВт	-	4,83	4,98	5,05	5,21	5,3
Нормативный резерв мощности, МВт	-	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Итого спрос (с учётом резерва), МВт	-	6,63	6,78	6,85	7,01	7,1
Резерв мощности, МВт	-	-0,28	-0,43	-0,5	-0,66	-0,75

Кроме этого, в 2025 г. планируется строительство станции мощностью 25 МВт, работающей на объединенную нагрузку данных районов, которая покрывает полностью покрывает недостаточный резерв мощности рассматриваемых энергорайонов.

Энергорайон «РПК «Курильский рыбак»

Таблица 4.5.23.

Баланс электрической мощности энергорайона «РПК «Курильский рыбак» на период 2021 - 2025 г.г.

Показатели	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Установленная мощность станций, МВт	3,65	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Располагаемая мощность станций, МВт	3,65	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Максимум потребления, МВт	3,827	3,50	5,21	5,47	5,74	6,03
Нормативный резерв мощности, МВт	3,2	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Итого спрос (с учетом резерва), МВт	-	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Резерв мощности, МВт	-	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Т. к. неизвестен состав генераторного оборудования для строящейся станции, невозможно произвести оценку нормативного резерва мощности.

**Перечень выявленных проблем в генерирующем хозяйстве и
рекомендуемые мероприятия по их ликвидации на период 2021 – 2025
годы**

Энергорайон	Резерв мощности	Необходимые мероприятия
«Северный энергорайон»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
«Центральный энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности станций Центрального энергорайона не менее чем на 8,76 МВт.
Энергорайон «Кириновское ГКМ»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
Энергорайон «Ныш»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Ныш» не менее чем на 0,05 МВт.
Энергорайон «Виахту»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Виахту» не менее чем на 0,15 МВт. Дефицит располагаемой мощности данного энергоузла обусловлен выходом из строя генераторов. Рекомендуется провести ремонт или замену оборудования.
Энергорайон «Хоз»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
«Первомайский энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС с. Первомайск не менее чем на 0,35 МВт.
Энергорайон «Сфера»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности Мини ТЭЦ «Сфера» не менее чем на 1,81 МВт.
Энергорайон «Сфера-2»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
Энергорайон «Пихтовое»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС «Пихтовое» не менее чем на 0,08 МВт с установкой дополнительных генераторов.
Энергорайон «Новиково»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
«Северо-Курильский энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности не менее чем на 0,602 МВт.
«Курильский энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС с. Рейдово или ДЭС с. Китовый не менее чем на 1,96 МВт
Энергорайон «РПЦ Куйбышевский»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
Энергорайон «Горячий Ключ»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
Энергорайон «Буревестник»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ДЭС Буревестник не менее чем на 0,16 МВт
Энергорайон «Горное»	Превышает нормативное значение	Не требуются.
«Южно-Курильский энергорайон»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности не менее чем на 5,74 МВт.
Энергорайон «Головнино»	Недостаточен	Необходимо увеличение располагаемой мощности ВДЭС Головнино не менее чем на 1,475 МВт.
Энергорайон «Малокурильское»	Недостаточен	Объединение энергорайонов «Крабозаводское» и «Малокурильское» путем восстановления существующей межпоселковой связи. Строительство двухтопливной электростанции
Энергорайон «Крабозаводское»	Недостаточен	

Энергорайон	Резерв мощности	Необходимые мероприятия
		мощностью 25 МВт с утилизацией тепла на о. Шикотан
Энергорайон РПК «Курильский рыбак»	Т. к. неизвестен состав генераторного оборудования для строящейся станции, невозможно произвести оценку нормативного резерва мощности.	

4.6. Планы по развитию электрической сети в соответствии с инвестиционными программами субъектов электроэнергетики

При формировании предложений по развитию электрической сети 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2021 – 2025 г.г. вводы, реконструкция и техническое перевооружение объектов электроэнергетики определялись с учетом следующих документов (для изолированных энергорайонов 6 (10) кВ):

- Программа строительства и расширения объектов энергетики по ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» на 2019 и 2020 - 2024 г.г. (таблица 4.6.1);
- Проект программы строительства, капитального ремонта муниципальных электрических сетей Охинского района и оснащённости мобильных энергетических бригад ООО «Охинские электрические сети» (таблица 4.6.1);
- технические условия и действующие договоры на технологическое присоединение перспективных потребителей;
- Инвестиционная программа ПАО «Сахалинэнерго» на 2020 – 2024 г.г. (таблица 4.6.3, таблица 1 Приложения 2);
- Инвестиционная программа ОАО «РЖД» на 2020 - 2022 гг., утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 30.10.2020 № 57 (таблица 4.6.3, таблица 4 Приложения 2);
- Программа обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК) (таблица 4.6.5);
- Инвестиционная программа ООО «ДальЭнергоИнвест», утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 30.10.2020 №70 (таблица 4.6.6);
- Инвестиционная программа АО «Охинская ТЭЦ», утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 28.10.2019 № 86 (таблица 2 Приложения 2);
- Инвестиционная программа МУП «Электросервис», утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 08.10.2020 № 55 (таблица 3 Приложения 2);
- Инвестиционная программа АО «Мобильные газотурбинные электрические станции», утверждена приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 26.12.2020 № 88 (таблица 4.6.7, таблица 5 Приложения 2);
- планы сетевых организаций по реконструкции сетей.

В нижеприведенных таблицах указываются только основные мероприятия по реконструкции сетей 35 кВ и выше на территории

соответствующих энергорайонов. Полный перечень мероприятий, планируемых к реализации в соответствии с инвестиционными программами субъектов энергетики, приведен в Приложении 2.

«Северный энергорайон»

Перечень мероприятий, планируемых к вводу и реконструкции в соответствии с Программой строительства и расширения объектов энергетики по ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» на 2019 г. и 2020 - 2024 г.г., а также в соответствии с Проектом программы строительства, капитального ремонта муниципальных электрических сетей Охинского района и оснащённости мобильных энергетических бригад ООО «Охинские электрические сети» приведен в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1.

Перечень основных мероприятий по развитию электрической сети «Северного энергорайона» в соответствии с планами сетевых организаций.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, планируемые к реализации в соответствии с программой строительства и расширения объектов энергетики по ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»					
1	Второй заход ВЛ-35кВ на ПС «Эхаби» - 35/6 кВ	2024	Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Эхаби протяженностью порядка 3 км. Реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
2	ПС «Сабо» 35/6 кВ	2021	Строительство ПС 35 кВ Сабо (взамен существующих ПС) с трансформаторами 2х1,6 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме №35-4Н	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
3	ПС «Западное Сабо» 35/6 кВ	2021	Перевод ПС на напряжение 6 кВ с питанием от вновь сооружаемой ПС 35 кВ Сабо (взамен существующей)	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
4	ПС «НПС Сабо» 35/6 кВ				
5	ВЛ-35 кВ «НПС Сабо»	2021	Демонтаж ВЛ-35 кВ, перевод питания ПС на напряжение 6 кВ	Срок службы ЛЭП превысил нормативный	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
6	ВЛ-35 кВ «Западное Сабо»				
7	ПС «2 площадь» 35/6 кВ м/р. Восточное Эхаби	2024	Строительство ПС-35 кВ «2-я Площадь» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2х2,5 МВА		ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
8	ПС 35/6 кВ, ВЛ-35 кВ "Приемо-сдаточного пункта "Сахалин-1"	2022	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35/6 кВ "Вал" до ПС 35/6 кВ "ПСП" протяженностью 18 км. Строительство ПС 35/6 кВ "ПСП" 2х6,3 МВА	Реализация проекта ПСП "Сахалин-1"	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
Мероприятия по строительству и реконструкции объектов напряжением 35 кВ, планируемые к реализации в соответствии с Проектом программы строительства, капитального ремонта муниципальных электрических сетей Охинского района и оснащении мобильных энергетических бригад ООО «Охинские электрические сети»					
8	ПС «28 км» 35/6 кВ	2023	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х1 МВА взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
9	ПС «Лагури» 35/6 кВ	2023	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2×1 МВА взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
10	ПС «Аэропорт» 35/6 кВ	2024	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2×1 МВА взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
11	ПС «Медвежье озеро» 35/6 кВ	2021	Строительство новой ПС 35 кВ Медвежье Озеро (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2×2,5 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме №35-4Н	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «Охинские электрические сети»
12	ПС «Новгородская» 35/6 кВ	2022	Строительство новой ПС 35 кВ Новгородская (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2×6,3 МВА, сооружение РУ-35 кВ по схеме № 35-4Н	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «Охинские электрические сети»
13	ВЛ-35 кВ «Новгородская» (Т-601)	2023	Реконструкция ВЛ 35 кВ в части замены провода и линейной арматуры ЛЭП-35 кВ.Новгородская	Срок службы ЛЭП превысил нормативный, несоответствие требованиям ПУЭ	ООО «Охинские электрические сети»

«Центральный энергорайон»

В таблице 4.6.2 приведены мероприятия по строительству и реконструкции объектов электросетевого хозяйства, реализуемые в рамках выданных технических условий на технологическое присоединение.

В таблицах 4.6.3 - 4.6.4 приведены основные мероприятия по развитию электрической сети «Центрального энергорайона», соответствующие инвестиционным программам ПАО «Сахалинэнерго» и ОАО «РЖД».

В таблице 4.6.5 приведён перечень основных мероприятий в соответствии с программой обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК).

Таблица 4.6.2.

Перечень мероприятий, планируемых к реализации на территории «Центрального энергорайона» на период 2021 – 2025 г.г. в рамках осуществления технологического присоединения

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁴	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, планируемые к реализации в рамках технологического присоединения						
1	ПС «Краснопольская» 220/110/10 кВ	2022	K_511-K-Ф-036	Реконструкция ПС Краснопольская с заменой двух автотрансформаторов мощностью 2×32 МВА на новые мощностью 2×63 МВА	ТУ № С/Э-2-13-1646 от 12.08.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «ВГК ТС»	ПАО «Сахалинэнерго»
2	ПС «Шахтерская» 110/35/10/6 кВ	2022	K_511-K-Ф-037	Реконструкция ПС Шахтерская с заменой двух трансформаторов мощностью 15 и 16 МВА на новые мощностью 2×25 МВА		ПАО «Сахалинэнерго»
3	ПС «Конвейерная-1» 35 кВ	2022	-	Строительство ПС 35 кВ Конвейерная-1 с трансформаторами мощностью 2×16 МВА		ООО «ВГК ТС»
4	Заходы на ПС «Конвейерная-1» 35 кВ	2022	-	Строительство заходов ЛЭП-35 кВ от ближайших опор ВЛ 35 кВ Т-451 и Т-408 ПС Шахтерская до проектируемой ПС 35 кВ Конвейерная-1 протяженностью 2×0,5 км		ООО «ВГК ТС»
5	ПС «Хомутово» 35/10 кВ	2022	L_511-L-Ф-ТП041	Реконструкция ПС Хомутово с заменой двух трансформаторов мощностью 2×10 МВА на новые мощностью 2×16 МВА	ТУ № С/Э-2-13-934 от 04.06.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Сахкомстрой»	ПАО «Сахалинэнерго»
6	ВЛ-35 кВ (Т-150)	2021	J_511-J-Ф-ТП003	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-150 в двухцепную проводом АЕРО-Z 177 на металлических опорах от ПС Хомутово до ПС Хомутово-2 и заменой существующего провода АС-120 на провод АЕРО-Z 177.	ТУ № С/Э-2-13-2768 от 13.12.2018 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАУ «СТК «Горный воздух»	ПАО «Сахалинэнерго»
7	Новые КЛ до ПС «Горная деревня» 35 кВ	2021		Строительство двух КЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Т-127, Т-128 до проектируемой ПС 35 кВ Горная деревня протяженностью 2×3,9 км		ПАО «Сахалинэнерго»
8	ПС «Горная деревня» 35 кВ	2021		Строительство новой ПС 35 кВ Горная деревня трансформаторной мощностью 2×10 МВА		ПАО «Сахалинэнерго»

³⁴ В соответствии с инвестиционной программой ПАО «Сахалинэнерго» (для объектов, реализуемых ПАО «Сахалинэнерго»)

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁴	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
9	ПС «Стародубская» 35/10 кВ	2021	J_511-K-Ф-ТП058	Реконструкция ПС Стародубская с заменой Т1 мощностью 2,5 МВА на новый мощностью 4 МВА	ТУ № С/Э-2-13-1053 от 15.05.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Афалина»;	ПАО «Сахалинэнерго»
10	КВЛ-35 кВ от ПС Радиоцентр до ПС Охотская	2023	J_511-J-Ф-ТП004	Строительство КВЛ 35 кВ от ПС Радиоцентр до проектируемой ПС Охотская с организацией захода-выхода на ПС Подорожка протяженностью 22,5 км	ТУ № С/Э-19/1-13-122 от 29.01.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Департамента имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский» <i>Строительство осуществляется в рамках реализации ФЗ от 01.05.2016 №119-ФЗ (Дальневосточный сектор)</i>	ПАО «Сахалинэнерго»
11	КЛ-35 кВ от ПС «Лесная»	2023		Строительство КЛ 35 кВ от ПС Лесная до проектируемой ПС Охотская протяженностью 6 км		ПАО «Сахалинэнерго»
12	ПС «Подорожка» 35 кВ	2023	-	Строительство ПС 35 кВ Подорожка с двумя секциями 35 кВ проходного типа с двумя трансформаторами и БСК		Департамент имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский»
13	ПС «Охотская» 35 кВ	2023	-	Строительство ПС 35 кВ Охотская с трансформаторами мощностью 2х10 МВА и установкой БСК мощностью 2х1,6 Мвар	ТУ № С/Э-19/1-13-123 от 29.01.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Департамента имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский» <i>Строительство осуществляется в рамках реализации ФЗ от 01.05.2016 №119-ФЗ (Дальневосточный сектор)</i>	Департамент имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский»
14	Заходы на ПС «Солнечная» 110 кВ	2021	-	Строительство захода от опоры №10 действующей двухцепной ЛЭП-110 кВ С-41, С-42 проводом АЕРО-Z до проектируемой ПС 110 кВ протяженностью 1,8 км	ТУ № С/Э-2-13-1946 от 25.09.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Солнцевский угольный разрез»	ООО «Солнцевский угольный разрез»
15	ПС «Солнечная» 110 кВ	2021	-	Строительство телемеханизированной ПС 110 кВ с трансформаторами мощностью 2х16 МВА	ТУ № С/Э-2-13-1946 от 25.09.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Солнцевский угольный разрез»	ООО «Солнцевский угольный разрез»
16	ПС 35 кВ Науки	2023	-	Реконструкция ПС 35 кВ Науки с заменой существующих трансформаторов 2х10 МВА на новые мощностью 2х16 МВА	В настоящее время суммарная мощность в соответствии с закрытыми договорами	МУП «Электросервис»

№ п/ п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификац ионный номер ³⁴	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
					технологического присоединения (ДТП) на ПС 35 кВ Науки составляет 1,369 МВт. Ожидаемый прирост мощности в соответствии с заключенными ДТП на период до 2023 г. составляет 13,613 МВт. Ожидаемая нагрузка ПС 35 кВ Науки на этап 2023 г. составит 14,982 МВт (16,647 МВА). Таким образом, при аварийном отключении Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 166% от Sном, что недопустимо. Следовательно, для осуществления технологического присоединения необходимо выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Науки с увеличением трансформаторной мощности.	

Таблица 4.6.3.

**Перечень основных мероприятий по развитию электрической сети «Центрального энергорайона»,
соответствующие инвестиционной программе ПАО «Сахалинэнерго»**

Наименование мероприятия	Идентификационный номер	Год ввода
Модернизация ПС Промузел 110/6 кВ (устройство 7 ячеек 110кВ) с заменой масляных выключателей 110кВ - 2шт., монтажом элегазовых выключателей 110кВ – 2шт., монтажом трансформатора напряжения 110кВ - 1шт., монтажом ранее демонтированных силовых трансформаторов мощностью 2х25 МВа – 2 шт., в том числе разработка проектной документации	I_511-I-Ф-005	2021
Реконструкция ПС 220 кВ Тымовская (замена и установка оборудования ОРУ-220 - 3 ячейки, 110 кВ - по схеме 110-9, 35 кВ - 7 ячеек. Установка второго автотрансформатора 220/110/35 63 МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы. Разработка ПСД)	K_511-K-Ф-231	2030
Реконструкция ПС 220/35/10 ПС 220 кВ Чеховская (дооборудование ОРУ-220 - 5 ячеек, 35 кВ - 5 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-10 кВ - 14 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж второго трансформатора 10 МВА)	K_511-K-Ф-232	2030
Реконструкция ПС Правдинская 110/6 кВ (дооборудование ОРУ-110 - 3 ячейки (реконструкция по схеме «заход-выход»). Установка второго трансформатора 110/35/6 - 10 МВА)	K_511-K-Ф-233	2029
Реконструкция ПС Молодежная 35/10 кВ (замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки, КРУН-10 кВ - 2 ячейки, ТСН. Монтаж второго трансформатора 2,5МВА)	K_511-K-Ф-235	2026
Реконструкция ПС Ново-Александровская 35/10 кВ (замена и установка оборудования КРУН-35 кВ - 7 ячеек, замена трансформаторов на 2*10 МВА)	K_511-K-Ф-241	2025
Реконструкция ПС Первомайская 35/6 кВ (замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки, КРУН-6 кВ - 20 ячеек + 2-а ТСН монтаж трансформатора 10МВА)	K_511-K-Ф-243	2026
Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-139» ПС 110/35/10 «Корсаковская» - ПС 35/10 «Агар» протяженностью 2,08 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	J_511-K-Ф-005	2022
Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-129» ПС 35/10 «Соловьевка» - ПС 35/10 кВ «Дачная» протяженностью 5,67 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	J_511-K-Ф-006	2022
Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-121» ПС 35/10 «Дачная» - ПС 35/10 «Тамбовка» протяженностью 12,44 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Тамбовка.	J_511-K-Ф-007	2022
Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-122» ПС 35/10 «Агар» - ПС 35/10 «Соловьевка» протяженностью 11,1 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.	J_511-K-Ф-008	2022

Наименование мероприятия		Индивидуальный номер	Год ввода
Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-132» ПС 35/10 «Чапаево» протяженностью 5,92 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Чапаево 35/10 кВ и ПС Тамбовка 35/10 кВ.		J_511-K-Ф-009	2022
Реконструкция ВЛ 35 кВ «Т-133» ПС 35/10 «Лесная» протяженностью 15,43 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.		J_511-K-Ф-010	2022
Реконструкция ПС Южная 110/35/6 кВ путем замены ОРУ-110 - 6 ячеек, КРУН-35кВ - 6 ячеек, КРУН-6кВ - 50 ячеек, 4-е ТСН. Замена трансформаторов на 2*63 МВА. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. в т.ч. разработка проектной документации		J_511-K-Ф-014	2026
Реконструкция ПС 220 кВ Холмская (монтаж КРУЭ-220 - 5 ячеек, КРУЭ-110кВ - 6 ячеек, КРУЭ-35 - 7 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-6 кВ - 36 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж 2-го трансформатора 110/35/10 40 МВА. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА).		J_511-K-Ф-022	2030
Реконструкция ПС 220 кВ Ноглики (демонтаж ОРУ-220 кВ, автотрансформатора 220/110/35 63 МВА, ТМН-6300/35, ТМ-4000/35. Замена ОРУ-35 кВ - 7 ячеек на КРУН-35кВ. Монтаж 2-х трансформаторов 110/35/6 2*25 МВА. Установка 2-х ячеек 110 кВ. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы.		J_511-K-Ф-023	2023
Реконструкция ПС 220 кВ Смирных с установкой второго автотрансформатора 63 МВхА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей Восточный базовый сетевой район.		H_511-H550	2025
Реконструкция ПС 220 кВ Красногорская с установкой второго трансформатора 25 МВхА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей (перенос с ПС «Ильинская 220/35/10 кВ»), в т.ч. разработка проектной документации. Западный базовый сетевой район		H_511-H551	2024
Реконструкция ПС Горнозаводская 35/10 кВ с установкой второго трансформатора 10 МВхА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей Юго-западный базовый сетевой район.		H_511-H549	2027
Реконструкция ПС 35/10 кВ «Город» с заменой трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА и строительством маслоприемника объемом 11,4 куб.м. Восточный базовый сетевой район. ПСР.		L_511-L-Ф-013	2026
Реконструкция ПС 35/10 кВ «Гастелло» с заменой трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА и заменой маслоприемника объемом 0,75 куб. м на маслоприемник объемом 4 куб.м. Восточный базовый сетевой район. ПСР.		L_511-L-Ф-014	2026
Реконструкция ПС 35/6 кВ «Кошечное» с заменой трансформатора 35/6 кВ мощностью 0,38 МВА, разъединителя 35 кВ-1 шт., с установкой реклоузера 35 кВ-1 шт. и реклоузера 10 кВ - 1 шт. Восточный базовый сетевой район. ССР.		L_511-L-Ф-015	2026
Реконструкция ВЛ 220 кВ Красногорская – Сахалинская ГРЭС с заменой опор № 87, 89, 90, 139 158, 159, опор № 146,147,148,149,150,151 типа ППГВ-746, опор №97 типа СП-25МП, оп. № 152, 153, 154, 155, 156, 77 типа ППГВ-746, опоры № 71 типа У-36М, опор №72, 69 типа СП-25МП, №157, опор № 67,68,74,75 - 27шт. (6,75 км) Юго-Западный базовый сетевой район		F_511-321	2021

Наименование мероприятия		Идентификационный номер	Год ввода
Реконструкция ВЛ 220 кВ Южно-Сахалинская - Холмская с заменой опор № 141, 143, 146, монтажом дополнительной опоры промежуточного типа в пролете провода 9,1 км. трассы, заменой опор № 142, 144, 145, 137-140, 127 - 8 шт., заменой опор №128-136, 125, 124, 123-12 шт. Южно-Сахалинский сетевой район.		F_511-324	2021
Реконструкция ВЛ 220 кВ Д-12 с заменой металлической опоры №64 и фундамента -1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район, ХСР.		L_511-L-Ф-048	2022
Реконструкция ВЛ 110 кВ «С-21» Холмск - ПС «Холмск-Южная» замена провода АС на АСК в пролетах оп. №1-11 (2,7 км трассы - совместная подвеска с Д9), №21-36 (3,8 км трассы - совместная подвеска с С22), замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным сердечником сечением 150 мм2 на участке опор №18-21 (1,3 км).		H_511-H216	2021
Реконструкция ВЛ-110 кВ С-22 ПС «Холмск-Южная» - ПС «Невельская» замена провода АС на АСК и сцепной арматуры верхнего и нижнего узла крепления на участках опор: №№ 29-40 (4,8 км трассы); №№1-16 (3,7 км трассы - совместная подвеска с С21), - заменой провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участках опор №№ 40-64 (7,1 км трассы), №№16-21 (2,2 км) - замена опоры №156, замена промежуточной опоры №32 на анкерную, замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участке опор №№64-71 (2,1 км трассы) - замена оп.47 и замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником на участках опор №№ 71-83 (3,262 км трассы)		H_511-H1681	2025
Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ диспетчерский номер С18,19 с заменой провода АС на АСК протяженностью 2,5 км. Южно-сахалинский сетевой район.		I_511-I0194	2025
Реконструкция ВЛ-110 кВ С-22 ПС «Холмск-Южная» - ПС «Невельская» с заменой опоры №36 типа СП21М на анкерную опору типа У36М - 1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район.		I_511-I0195	2022
Реконструкция ВЛ 110 кВ С-31 ПС «Лермонтовка» - ПС «Поронайская», замена изоляции, провода АС на АСК и сцепной арматуры 110кВ на участке от опоры №1 до опоры №75 протяженностью 11,55 км.		I_511-I0196	2022
Реконструкция КВЛ 110 кВ С-11 ПС Южно-Сахалинская - ПС Корсаковская путем увеличения протяженности линии на 1,1 км с совместным подвесом на ВЛ 110 кВ С-2 (от ПС «Южная 110/35/6 кВ» до ПС «Хомутово-2 110/35/10 кВ») от опоры № 58 до №63 ПС «Южная 110/35/6 кВ. Южно-Сахалинский сетевой район		K_511-K-Ф-177	2022
Реконструкция ВЛ-35 кВ Т-141 ПС «Корсаковская» - ПС «Озерская» с заменой деревянных опор №25, 28, 34, 47, 54 - 5 шт., П-образных опор № 26, 27, 29-33, 35-46, 48-53, 55-57 - 28 шт., П-образных опор №58-106 - 49 шт., П-образных опор № 160, 162-169, 171-175, 177, 178 - 16 шт., П-образных опор № 179, 181-184, 186, 188, 189, 192, 193, АП-образных опор №161, 166, 180, 185, 187, 190, 191, АП-образных опор № 80, 81, 93, П-образных опор № 194-196, 198-202, 204, 205, 208, 209, 257-268 - 43 шт., АП-образных опор №197, 203, 256, 269, П-образных опор № 8-11, 13-16, 18, 19, 22, 23 - 16 шт. Корсаковский сетевой район		F_511-387	2023
Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-507 ПС Адо-Тымово - ПС Арги-Паги, с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 3,726 км. Центральный базовый сетевой район.		F_511-403	2021
Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский номер Т-312 ПС «Лермонтовка» - ПС «Разрез» с заменой металлических опор (36 шт) и провода, протяженностью 5 км		I_511-I0189	2024

Наименование мероприятия	Идентификационный номер	Год ввода
Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-208 с заменой провода протяженностью 3,6 км. Юго-западный базовый сетевой район.	I_511-I-0190	2024
Реконструкция линии электропередачи ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-126 от ПС «Хомутово-2» 110/35/10 кВ до ПС «Олимпия» 35/10 кВ (2 км)	J_511-J-Ф-143	2022
Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-134 от ПС «Корсаковская» 110/35/10 до ПС «Городская» 35/10 кВ, с заменой провода на АСК-120 протяженностью 4,3 км. Корсаковский сетевой район.	J_511-J-Ф-280	2024
Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-150 ПС «Хомутово» - ПС «Хомутово-2» с заменой провода на провод АЕРО-Z-177, монтажом второй цепи 35кВ (протяженность определяется при разработке ПСД). Южно-Сахалинский сетевой район.	K_511-K-Ф-066	2021
Реконструкция ПС «Тамбовка» 35/10 кВ замена трансформатора Т1 мощностью 1МВА на 2,5 МВА. Реконструкция ОРУ-35кВ ПС «Тамбовка» с заменой заменой ВМ-35 на ЭВ-35кВ, замена РНД-35 на РНД-35, реконструкция КРУН-10кВ ПС «Тамбовка» 35/10 кВ с монтажом линейного вакуумного выключателя 10кВ в ячейке №2, с заменой трансформаторов тока 100/5 на 150/5	K_511-K-Ф-067	2021
Реконструкция ОРУ-35 кВ ПС Березняки 35/10 кВ (замена двух силовых трансформаторов 2,5МВА на два силовых трансформатора 6,3МВА)	K_511-K-Ф-038	2021
Строительство ВЛ 35 кВ ПС Шахтерская - ПС Бошняково (63,31 км ВЛ, установка ВЭБ 35 кВ - 1 шт. на ПС Шахтерская, строительство ПС Тельновская-2 (трансформатор 1 МВА-1 шт., реклоузер 35 кВ - 1 шт), реконструкция ПС Бошняково (реклоузер 35 кВ - 1 шт), строительство ПС Лесогорская - 2 (трансформатор 1,6 МВА - 1шт, реклоузер 35 кВ - 1 шт, реклоузер 6 кВ - 2 шт)	I_511-I-Ф-008	2021
Строительство переключателя пункта «Тихменев 35 кВ» с установкой 4 выключателей 35 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.	J_511-J-Ф-373	2021
Строительство ПС 35/10 кВ «Тихменев-2» с трансформатором 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА, реклоузером 35 кВ - 1шт. и реклоузерами 10 кВ - 4 шт. Восточный базовый сетевой район. ВРЭС.	L_511-L-Ф-198	2026

Таблица 4.6.4.

Перечень основных мероприятий по развитию электрической сети «Центрального энергорайона», соответствующие инвестиционной программе ОАО «РЖД»

Наименование мероприятия	Идентификационный номер	Год ввода
Техническое перевооружение трансформаторной подстанции Взморье с заменой оборудования ОРУ-35	I ДВОСТ-1	2022

Таблица 4.6.5.

Перечень основных мероприятий в соответствии с программой обеспечения устойчивой работы электросетевого комплекса Сахалинской области (ПОУРЭК)

№ п/п	Объект	Рекомендуемые мероприятия	Наличие в ИП	Срок реализации
1.	ПС 220 кВ «Углезаводская»	Замена ОД-КЗ, замена 7 выключателей 35 кВ	-	2023-2025
2.	ПС 220 кВ «Южно-Сахалинская»	Замена 3 выключателей 220 кВ, замена 4 выключателей 110 кВ	+	2020-2024
3.	ПС 110 кВ «Холмск-Южная»	Замена 3 выключателей 110 кВ, замена 4 выключателей 35 кВ	-	2023-2024
4.	ПС 110 кВ «Промузел»	Замена оборудования 110 кВ - 2 ячейки и монтаж 2-х ячеек 110 кВ. Приведение схемы РУ 110 кВ к типовой схеме (№110-9)	+	2019-2020
5.	ПС 110 кВ «Ноглики»	Демонтаж РУ 220, АТ1, 3Т, 4Т, замена КОРУ 35 кВ на КРУН 35 кВ с образованием схемы № 35-9, установка двух трансформаторов 110 кВ мощность 2х25 МВА	+	2023-2024
6.	ПС 220 кВ «Тымовская»	Установка второго автотрансформатора мощностью 63 МВА, реконструкция РУ 110 кВ ПС с образованием схемы № 110-9	+	2026-2027
7.	ПС 220 кВ «Холмская»	Установка второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА, замена 2 выключателей 220 кВ, реконструкция РУ 110 кВ с образованием схемы № 110-9, реконструкция РУ 35 кВ с образованием схемы № 35-9	+	2026-2027
8.		Замена 1 выключателя 220 кВ (СВМ-220)	+	2020-2022
9.	ПС 220 кВ «Чеховская»	Установка второго трансформатора мощностью 10 МВА, замена ОД-КЗ, замена 2 выключателей 220 кВ, замена 3 выключателей 35 кВ	+	2027-2028
10.	ПС 110 кВ «Правдинская»	Установка второго трансформатора мощностью 10 МВА, реконструкция РУ 110 кВ ПС с образованием схемы №110-5АН	+	2026-2027
11.	ПС 35 кВ «Дачная»	Установка второго трансформатора мощностью 1,6 МВА, замена 6 выключателей 35 кВ	-	2026-2027
12.	ПС 110 кВ «Южная»	Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х63 МВА, реконструкция РУ 110 кВ с организацией «захода-выхода» ВЛ-110 кВ С-11 на ПС. Замена 1 выключателя 110 кВ, замена 4 выключателей 35 кВ	+	2022-2025
13.	ПС 35 кВ «Березники»	Замена 4 выключателей 35 кВ	+	2024-2025
14.	ПС 35 кВ «Дальняя»	Замена 6 выключателей 35 кВ	-	2022-2023
15.	ПС 35 кВ «Ново-Александровская»	Замена 1Т, 2Т на трансформаторы мощностью 2х10 МВА	+	2022-2023
16.		Замена 5 выключателей 35 кВ	+	2022-2023
17.	ПС 35 кВ «Первомайская»	Замена 2Т на трансформатор мощностью 10 МВА, замена оборудования 35 кВ	+	2024-2025
18.	ПС 35 кВ «Санаторная»	Замена 1 выключателя 35 кВ	-	2021-2023
19.	ПС 35 кВ «Бошняково»	Строительство новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» – ПС «Бошняково» с отпайками на вновь сооружаемые ПС 35 кВ «Тельновская-2» и ПС 35 кВ «Лесоторская-2»	+	2019-2022

№ п/п	Объект	Рекомендуемые мероприятия	Наличие в ИП	Срок реализации
20.	ПС 35 кВ «Лесогорская»	Строительство новой ПС 35 кВ «Лесогорская-2» с одним трансформатором мощностью 1,6 МВА; присоединение подстанции отпайкой от новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково»	+	2019-2022
21.	ПС 35 кВ «Молодежное»	Установка второго трансформатора мощностью 2,5 МВА, замена 1 выключателя 35 кВ, реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-5АН	+	2026-2027
22.	ПС 35 кВ «Тельновская»	Строительство новой ПС 35 кВ «Тельновская-2» с одним трансформатором мощностью 1 МВА; присоединение подстанции отпайкой от новой ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Бошняково»	+	2019-2022
23.	ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовка» - ПС «Макаровская» (Д-1)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2026-2028
24.	ВЛ-220 кВ ПС «Лермонтовка» - ПС «Краснопольская» (Д-2)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2023-2024
25.	ВЛ-220 кВ «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Макаровская» (Д-3)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	-	2021-2023
26.	ВЛ-220 кВ «Сахалинская ГРЭС» - ПС «Углезаводская» (Д-5)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	-	2022-2026
27.	ВЛ-220 кВ ПС «Углезаводская» - ПС «Южно-Сахалинская» (Д-7)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	-	2022-2023
28.	ВЛ-220 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Холмская» (Д-9)	Реконструкция ВЛ-220 кВ	+	2020-2022
29.	ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Корсаковская» с отпайкой на ПС «Южная» (С-11)	Реконструкция ВЛ-110 кВ	+	2026-2028
30.	ЛЭП-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Южная» (С-12)	Реконструкция ВЛ-110 кВ	-	2024-2025
31.	ВЛ-110 кВ ПС «Южно-Сахалинская» - ПС «Промузел» с отпайкой на ПС «Центр-2» (С-13, С-14)	Реконструкция ВЛ-110 кВ (с разделением 2-х цепной ВЛЭП на ВЛЭП и КЛ)	-	2026-2028
32.	ВЛ-35 кВ ПС «Леонидово» - ПС «Тихменев» (Т-320)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	-	2022-2024
33.	ВЛ-35 кВ ПС «Шахтерская» - ПС «Ударновская» (Т-406)	Реконструкция ВЛ-35 кВ	+	2022

№ п/п	Объект	Рекомендуемые мероприятия	Наличие в ИП	Срок реализации
34.	ВЛ-35 кВ ПС «Забайкалец» - ПС «Малиновка» (Т-325)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	+	2023-2025
35.	ВЛ-35 кВ ПС «Быков» - ПС «Загорская» (Т-106)	Реконструкция ВЛ-35 кВ	-	2026-2028
36.	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Леонидово» (Т-317)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	+	2022-2024
37.	ВЛ-35 кВ ПС «Поронайская» - ПС «Тихменев» (Т-318)	Реконструкция ВЛ-35 кВ (с заменой ВЛЭП на КЛЭП)	-	2023-2025

Децентрализованные энергорайоны **Энергорайоны «Крабозаводское» и «Малокурильское»**

В соответствии с информацией, предоставленной МУП «Шикотанское жилищное управление», основными задачами, направленными на развитие электроэнергетики на территории о. Шикотан, являются:

- Восстановление межпоселковой линии электропередачи.
- Увеличение мощности Малокурильской ДЭС на 2000 кВт;
- Увеличение ТП 6/0,4 в с. Малокурильское (ТП-2, ТП-4, ТП-5, ТП-7, ТП-9), в связи вводом новых домов;
- Замена понижающего трансформатора ТП «Центральная насосная» (с. Крабозаводское, ул. Торговая) в связи с превышением срока службы;
- Ремонт повышающего трансформатора 2000 кВ*А на Малокурильской ДЭС.

Энергорайон «Ныш»

В соответствии с информацией МУП «Водоканал» необходим капитальный ремонт ЛЭП-10 кВ протяжённостью 3350 метров (прогнили опоры ЛЭП).

Энергорайон «Новиково»

В соответствии с письмом ПАО «Сахалинэнерго» № С/Э-1-4/2-358 от 26.02.2021 выполнение мероприятий по реконструкции/модернизации дизельной электрической станции в с. Новиково в перспективе до 2025 г. не предусмотрено. В качестве мероприятий, разработанных для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей «Новиковского энергоузла» с учётом замещения выбывающих мощностей существующей «Новиковской ВДЭС», предлагается строительство ВЛ-35 кВ (Новиково – Береговое - Озёрская) с отпайкой на с. Муравьево (СИП-3×70, 50 км) со строительством ПС «Новиково» - 35/6 кВ, ПС «Береговая» - 35/6 кВ и ПС «Муравьёво» - 35/0,4 кВ и резервной ДЭС 500 кВт.

Реализация данного варианта требует привлечения дополнительных источников финансирования, в связи с чем включение в инвестиционную программу ПАО «Сахалинэнерго» соответствующих инвестиционных проектов возможно по результатам определения источников финансирования.

Энергообъекты ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны РФ

В соответствии с информацией ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации на территории Сахалинской области необходимо:

1. Строительство подстанции 35/10 кВ и строительство линии электропередач от с. Китовое до с. Горячие Ключи (о. Итуруп) Курильский р-н, о. Итуруп (присоединение энергорайона «Горячий Ключ» к «Курильскому энергорайону»).

2. Строительство ВЛЭП-10 кВ от ДЭС инв.№ 126 с. Буревестник до ДЭС инв.№ 9 с. Буревестник Курильский р-н, о. Итуруп.

3. Строительство трансформаторной подстанции 630 кВ*А в с. Лагунное, Южно-Курильский р-н, о. Кунашир, для подключения объектов МО РФ от АО «Мобильные ГТЭС».

Энергообъекты ООО «ДальЭнергоИнвест»

Перечень основных мероприятий, запланированных в соответствии с инвестиционной программой ООО «ДальЭнергоИнвест» приведен в таблице 4.6.6. Расширенный перечень мероприятий приведен в Приложении 2.

Таблица 4.6.6.

Перечень основных мероприятий по развитию электрической сети, соответствующие инвестиционной программе ООО «ДальЭнергоИнвест»

Наименование мероприятия	Идентификационный номер	Год ввода
Строительство ДЭС «Курильский рыбак» в с. Крабовозовское (о. Шикотан), 7,2 МВт	I_1SHK_DGS	2021
Модернизация системы электроснабжения о. Итуруп	K_3IKR_MES	2021
Строительство электростанции на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца мощностью 250 кВт в с. Рейдово о. Итуруп	K_6IR_SES	2021

«Южно-Курильский энергорайон»

Перечень мероприятий в сети 35 кВ, запланированных в соответствии с инвестиционной программой АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» приведен в таблице 4.6.7. Расширенный перечень мероприятий приведен в Приложении 2.

Кроме этого АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» планируют в 2022 - 2023 гг. выполнение проектных работ по титулу: «Строительство подстанций 35 кВ, ЛЭП-35 кВ в муниципальном образовании «Южно-Курильский городской округ» на о. Кунашир».

Таблица 4.6.7.

Перечень мероприятий по развитию электрической сети 35 кВ, соответствующих инвестиционной программе АО «Мобильные газотурбинные электрические станции»

Наименование мероприятия	Идентификационный номер	Год ввода
РП-3 «ПС- 35 Ю.-Курильск» - замена двух трансформаторов с 4 МВА на 6,3 МВА	M_2.2.1.	2023

Энергорайон «Киринского ГКМ»

В рамках перспективной реализации проекта «Обустройство Южно-Киринского месторождения» для технологического присоединения объекта по

1 категории электроснабжения максимальной мощностью 38 МВт может быть рассмотрено строительство одноцепной ВЛ-110 кВ от ПС «Ноглики» - 110/35/6 кВ и отпайки от ВЛ-110 кВ (ПС «Тымовская» - ПС «Ноглики») (С-55). При разработке проектной документации по данному проекту необходимо учесть возможную необходимость реконструкции ПС «Ноглики» - 110/35/6 кВ. Реализация данных мероприятий выходит за рамки прогнозирования. Также, в связи с выработкой ресурса ГТУ на «НГЭС» и в рамках реализации данного проекта для повышения надёжности электроснабжения рекомендуется выполнить модернизацию «НГЭС» с доведением установленной мощности станции до 50 - 60 МВт.

4.7. Уточнение «узких мест» в электрической сети напряжением 35 кВ и выше и мероприятия по их ликвидации на основании расчетов электрических режимов

В рамках уточнения «узких мест» в электрической сети напряжением 35 кВ и выше и разработке мероприятия по их ликвидации были проведены расчеты электрических режимов и анализ загрузки центров питания, представленные в Приложении 3.

В ходе анализа особенностей функционирования «Центрального» и «Северного» энергоузлов Сахалинской области на основании расчетов электрических режимов и анализа загрузки центров питания было выявлено, что мероприятий, предусмотренных в инвестиционных программах субъектов энергетики недостаточно для обеспечения надежного функционирования энергосистемы и присоединения новых потребителей электрической энергии. Перечень дополнительных предложений по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на период 2021 - 2025 г.г., с кратким техническим обоснованием приведен в таблице 4.7.1.

В таблице 4.7.2 приведен перечень мероприятий по развитию межпоселковых электрических связей напряжение 6 (10) – 35 кВ для укрупнения энергорайонов.

Таблица 4.7.1.

**Перечень мероприятий, необходимых к реализации в электрической сети 35 кВ и выше на территории
Сахалинской области в период до 2025 г. на основании расчётов**

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
«Центральный энергорайон»					
1	ПС «Быков» 35/6 кВ	2025	Реконструкция ПС с заменой трансформатора Т2-1,8-35 мощностью 1,8 МВА на новый мощностью 2,5 МВА	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
2	ПС «Городская» 35/10 кВ	2025	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2×10 МВА на новые мощностью 2×16 МВА	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
3	ПС «Петропавловская» 110/35/10 кВ	2025	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2×2,5 МВА на новые мощностью 2×6,3 МВА.	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
4	ПС «Соловьевка» 35/10 кВ	2025	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2×1,6 МВА на новые мощностью 2×2,5 МВА	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
5	ПС «Южно-Сахалинская» 220/110/6 кВ	2025	1) Замена ТТ ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц (С-13) на новый с номинальным током не менее 806 А; 2) Замена ТТ ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 2ц (С-14) на новый с номинальным током не менее 806 А; 3) Замена ТТ ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Южная (С-12) на новый с номинальным током не менее 656 А; 4) Установка устройства АОПО ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц (С-13) с действием на отключение нагрузки в районе ПС «Промузел» - 110/6 кВ объёмом 3 МВт;	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
			5) Установка устройства АОПО ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 2ц. (С-14) с действием на отключение нагрузки в районе ПС «Промузел» - 110/6 кВ объемом 3 МВт;		
6	ПС «Южная» 110/35/6 кВ	2025	1) Замена ошинок ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская – Южная (С-12) на новую с допустимым током не менее 656 А при температуре наружного воздуха -5°C; 2) Замена ВЧЗ ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская – Южная (С-12) на новый с номинальным током не менее 656 А.	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
7	ПС «Промузел» 110/6 кВ	2025	При проведении модернизации по проекту 1_511-I-Ф-005: 1) Допустимые токи оборудования ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц (С-13) при температуре наружного воздуха -5°C должны быть не ниже 620 А; 2) Допустимые токи оборудования ВЛ-110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 2ц (С-14) при температуре наружного воздуха -5°C должны быть не ниже 620 А; 3) Допустимые токи оборудования ВЛ-110 кВ Центр – Юго-Западная (С-3) при температуре наружного воздуха -5°C должны быть не ниже 806 А; 3) Установка устройства АОПО ВЛ-110 кВ Центр – Юго-Западная (С3) с действием на отключение нагрузки в районе ПС «Юго-Западная» - 110/35/6 кВ объемом 7 МВт.	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
8	ПС «Юго-Западная» 110/35/6 кВ	2025	1) Замена ТТ ВЛ-110 кВ Центр – Юго-Западная (С-3) на ПС 110 кВ Юго-Западная на новый с допустимым током не менее 806 А; 2) Замена ТТ ВЛ-110 кВ Юго-Западная – Хомутово (С-9) на новый с допустимым током не менее 663 А.	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
9	ПС «Хомутово-2» 110/35/10 кВ	2025	Замена ТТ ВЛ-110 кВ Юго-Западная – Хомутово (С-9) на новый с допустимым током не менее 663 А	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
10	ВЛ-110 кВ (ПС «Холмск-Южная» – ПС «Невельская-2») (С-22)	2025	Установка устройства АОПО ВЛ-110 кВ Холмск-Южная – Невельская-2 с отп. с действием на отключение генератора «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
«Северный энергорайон»					
1	Строительство сетей 6-35 кВ в районе ПС «Москальво» - 35/6 кВ	2023	Строительство второй цепи ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «28 км» с отпайкой на ПС «Лагури» длиной порядка 21,4 км проводом марки АС-70 Перевод участка существующей ВЛ-35 кВ ПС «28 км» – ПС «Москальво» на напряжение 6 кВ, перевод ПС «Москальво» - 35/6 кВ на напряжение 6 кВ с демонтажем РУ-35 кВ и трансформаторов Строительство второй цепи ВЛ-6 кВ ПС «28 км» – ПС «Москальво» длиной порядка 8,4 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей с. Москальво, с. Некрасовка и с. Лагури Несоответствие ВЛ-35 кВ Москальво современным расчетно-климатические требованиям к гололедно-ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ (Приложение 3)	ООО «Охинские электрические сети»
2	Строительство сетей 35 кВ в районе ПС «Новгородская» - 35/6 кВ	2022	Строительство ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Оха» (протяженностью 4,5 км, проводом АС-70) Строительство ВЛ-35 кВ ПС «Оха» – ПС «Новгородская» (протяженностью 6 км) Демонтаж отпайки от ВЛ-35 кВ ПС «Сахарная Сопка» на ПС «Оха»	Повышение надежности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Новгородская Несоответствие ВЛ 35 кВ Новгородская современным расчетно-климатические требованиям к гололедно-ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ (Приложение 3)	ООО «Охинские электрические сети»
3	Строительство сетей 35 кВ в районе ПС «Медвежье Озеро» - 35/6 кВ	2021	Строительство ВЛ-35 кВ «Охинская ТЭЦ» – ПС «Медвежье Озеро» протяженностью 4 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей ПС «Медвежье Озеро» - 35/6 кВ (Приложение 3)	ООО «Охинские электрические сети»
5	ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ»	2025	Реконструкция ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ», направленная на разработку схемы ОРУ, обеспечивающей надёжное электроснабжение потребителей при нарушении нормальной работы на одной из секций станции. В качестве мероприятия по устранению данного «узкого места» предлагается реконструкция ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ» с применением схемы выдачи мощности с двумя рабочими секционированными выключателями системами шин и обходной системы шин.	Отсутствие двухсекционной схемы ОРУ-35кВ «Охинской ТЭЦ» с возможностью вывода отходящих линий с нарушением режима на отдельную секцию	АО «Охинская ТЭЦ»

Таблица 4.7.2.

Перечень мероприятий по развитию межпоселковых электрических связей напряжением 6 (10) – 35 кВ для укрупнения энергоузлов

№ п/п	Энергорайон	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
1	Энергорайоны «Крабозаводское» и «Малокурильское»	За периодами прогнозирования	Объединение энергорайонов «Крабозаводское» и «Малокурильское» путем восстановления существующей межпоселковой связи	Недостаточный резерв генерирующей мощности, увеличение надежности электроснабжения о. Шикотан	МУП «Шикотанское жилищное управление»
2	Энергорайон «Горячий Ключ» и «Курильский энергорайон»	За периодами прогнозирования	Строительство ПС «Горячий Ключ» - 35/10 кВ и строительство ЛЭП-35 кВ от с. Китовое до с. Горячие Ключи (о. Итуруп) Курильский р-н	Перевод всех объектов Министерства обороны на промышленную электрическую сеть ООО «ДальЭнергоИнвест» в соответствии с планами ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации
3	«Южно-Курильский энергорайон»	За периодами прогнозирования	Строительство трансформаторной подстанции 630 кВА	Переключения объектов МО РФ на промышленную электрическую сеть с. Лагунное, Южно-Курильский р-н, о. Кунашир в соответствии с планами ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации

4.8. Прогноз динамики экономически обоснованного тарифа

В соответствии с информацией, представленной Региональной энергетической комиссией Сахалинской области письмом № 3.25-137/21 от 28.01.2021, в таблице 4.8.1 представлен прогноз динамики экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию в период 2021 - 2025 г.г.

Таблица 4.8.1.

Прогноз динамики экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию на период 2021 - 2025 г.г.

№ п/ п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			Утв. ³⁵	Прогнозное значение ³⁶			
			2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
МО городской округ «Охинский»							
1	АО «Охинская ТЭЦ»	руб./ кВт*ч	10,15	10,54	10,96	11,40	11,86
МО «Городской округ Ногликский»							
2	АО НГЭС	руб./ кВт*ч	6,06	6,30	6,55	6,81	7,08
3	МУП Водоканал МО «ГО «Ногликский»	руб./ кВт*ч	12,61	13,10	13,63	14,17	14,74
4	ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	руб./ кВт*ч	3,42	3,55	3,69	3,84	4,00
МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»							
5	МУП «Транспорт»	руб./ кВт*ч	40,04	41,60	43,26	44,99	46,79
МО городской округ «Смирныховский»							
6	ООО «Энергетик»	руб./ кВт*ч	35,92	37,33	38,82	40,37	41,99
МО Корсаковский городской округ							
7	ООО «Пихтовое»	руб./ кВт*ч	47,37	49,22	51,19	53,24	55,37
МО городской округ «Город Южно-Сахалинск»							
8	ПАО «Сахалинэнерго»	руб./ кВт*ч	7,05	7,32	7,61	7,92	8,24
9	ООО «СахГЭК»	руб./ кВт*ч	4,08	4,24	4,41	4,59	4,77
МО Северо-Курильский городской округ							
10	МП «Тепло-электросистемы Северо- Курильского городского округа»	руб./ кВт*ч	17,84	18,54	19,28	20,05	20,85
МО «Курильский городской округ»							
11	ООО «ДальЭнергоИнвест»	руб./ кВт*ч	23,35	24,26	25,23	26,24	27,29
12	ООО «Синтегра»	руб./ кВт*ч	0	0	0	0	0
13	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Минобороны РФ	руб./ кВт*ч	14,02	14,57	15,15	15,76	16,39
14	МУП «Жилкомсервис»	руб./ кВт*ч	25,31	26,30	27,35	28,45	29,58
МО «Южно-Курильский городской округ»							
15	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» (о.Кунашир)	руб./ кВт*ч	31,04	32,25	33,54	34,89	36,28
16	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции» (о.Шикотан)	руб./ кВт*ч	17,46	18,15	18,83	19,53	20,27
17	МУП «Шикотанское жилищное управление»	руб./ кВт*ч	20,80	21,61	22,47	23,37	24,31
18	ООО «ДальЭнергоИнвест»	руб./ кВт*ч	18,00	18,70	19,45	20,23	21,03

³⁵ утвержденный экономически обоснованный тариф

³⁶ учтены показатели инфляции согласно Прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год, одобренному Правительством Российской Федерации 16.09.2020.

№ п/ п	Наименование организации	Ед. измерения	Год				
			Утв. ³⁵	Прогнозное значение ³⁶			
			2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
19	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Минобороны РФ	руб./ кВт*ч	14,02	14,57	15,15	15,76	16,39

4.9. Прогноз развития энергетики Сахалинской области на базе распределенной генерации, включающей в себя генерацию на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ)

В рамках исполнения «Плана мероприятий по модернизации неэффективной дизельной (мазутной, угольной) генерации в изолированных и труднодоступных территориях», утвержденного Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации Д. Н. Козаком 15.08.2019 № 7456п-П9, на территории Сахалинской области ведутся работы по разработке и осуществлению проектов повышения эффективности генерации с использованием решений на базе распределенной генерации, в том числе за счет использования возобновляемых источников энергии и сжиженного природного газа (СПГ).

В соответствии с информацией, предоставленной АО «Мобильные ГТЭС», в 2023 г. планируется:

- строительство ветроэлектростанции для совместной параллельной работы с энергосистемой Южно-Курильского городского округа на о.Кунашир установленной мощностью 5 МВт;
- строительство электростанции с использованием жидкого и газообразного топлива и комплекса хранения и регазификации сжиженного природного газа в Южно-Курильском городском округе на о.Кунашир установленной мощностью 10 МВт.

Кроме этого, в соответствии инвестиционной программой ООО «ДальЭнергоИнвест», утвержденной приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 30.10.2020 № 70, в 2021 г. планируется строительство электростанции на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца мощностью 250 кВт в с. Рейдово о. Итуруп.

В рамках газификации Сахалинской области планируется модернизировать существующие ДЭС в с. Первомайск, с. Хоз, с. Виахту и с. Пихтовое. Данные планы выходят за рамки прогнозирования.

Также на перспективу после 2025 г. на территории Сахалинской области планируется осуществить работы по переводу на СПГ остальных дизельных электростанций, находящихся в изолированных районах.

5. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ В СФЕРЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

5.1. Существующее положение в сфере теплоэнергетики Сахалинской области

5.1.1. Состав (структура) существующих тепловых электрических станций и тепловых сетей

Основным производителем тепловой энергии в «Центральном энергорайоне» является ПАО «Сахалинэнерго», которое также является крупнейшим производителем электрической энергии в Сахалинской области.

В состав ПАО «Сахалинэнерго» входит объект генерации тепловой и электрической энергии «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», установленной электрической мощностью 455,24 МВт, тепловой мощностью – 783,5 Гкал/ч. Основным и резервным топливом для электростанции является природный газ, бурый уголь, мазут. «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» является основным поставщиком тепловой энергии для г. Южно-Сахалинска.

К источникам тепловой и электрической энергии относятся блок-станции бывших ЦБЗ, вырабатывающие электроэнергию только в отопительный период турбинами противодавления:

- «Томаринская ТЭЦ» (г. Томари) МУП «Водоканал», установленной электрической мощностью – 5,0 МВт, установленной тепловой мощностью 31,3 Гкал/ч;
- «Холмская ТЭЦ» (г. Холмск) МУП «Тепло», установленной электрической-мощностью 6,5 МВт, установленной тепловой мощностью - 71 Гкал/ч.

АО «Охинская ТЭЦ» является основным производителем электрической энергии (гарантирующим поставщиком) в «Северном энергорайоне», обеспечивающая выработку и сбыт электрической и тепловой энергии для потребителей МО городской округ «Охинский».

Установленная электрическая мощность «Охинской ТЭЦ» составляет 90,35 МВт, тепловая - 216 Гкал/ч. Основным видом топлива для электростанции является природный газ Сахалинских месторождений. АО «Охинская ТЭЦ» является основным поставщиком тепловой энергии для г. Оха.

В отдалённых населённых пунктах Сахалинской области по децентрализованной зоне, отпуск электрической и тепловой энергии осуществляется следующими источниками комбинированной выработки (установленная электрическая/тепловая мощность):

- Электростанция собственных нужд ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» - 9,28 МВт / 6,9 Гкал/ч;
- Мини-ТЭЦ «Ныш» МУП «Водоканал» - 0,6 МВт / 1,72 Гкал/ч;
- Мини-ТЭЦ «Сфера» ООО «СахГЭК» - 7,2 МВт / 7,32 Гкал/ч;
- Мини-ТЭЦ «Сфера-2» ООО «СахГЭК» - 0,96 МВт / 2,65 Гкал/ч;
- ДЭС г.Северо-Курильска МП «ТЭС» - 6,848 МВт / 7,3 Гкал/ч;

- ДЭС с.Рейдово ООО «ДальЭнергоИнвест» - 4,864 МВт / 4,18 Гкал/ч;
- ДЭС с.Китовый ООО «ДальЭнергоИнвест» - 9,152 МВт / 6 Гкал/ч;
- «Менделеевская ГеоТЭС» - 7,4 МВт / 23,1 Гкал/ч.

Полный перечень основного оборудования источников тепловой энергии приведен в таблицах 5.1.1.1 - 5.1.1.6.

ст. №	Тип, марка, производитель	Электрическая мощность турбоагрегата, МВт		Тепловая мощность, Гкал/час	Номинальные параметры противодавления				Номинальные параметры производственного отбора				Номинальные параметры теплостационарного отбора				Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Номинальная	Максимальная		Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Расход, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Расход, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Расход, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Расход, т/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	16		
1	ТГ№1 Тип Т2-26-2	2,5	2,5		11	307	41,9	4,2	260	8	4,20	260	30	1964	Ресурс не установлен			
2	ТГ№2 Тип Т2-26-2	4	4		6	247	44,8							1964				

Таблица 5.1.1.2.

Газотурбинные и газопоршневые установки

ст. №	Тип, марка, производитель	Электрическая мощность, МВт			Номинальные параметры уходящих газов				Расход природного газа в номинальном режиме, тыс.м3/час	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С	Расход, м3/ч	Давление, кгс/см ²	Температура, град.С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
«Охинская ТЭЦ», АО «Охинская ТЭЦ»											
ГТЭ-19	Газотурбинный энергоблок ГТЭ-19 (газотурбинная установка SGT-500) изготовитель фирма «Alstom», Швеция	18,75	19				7,07	2003	2116		
1	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель	1,1					дизтопливо	1984			
2	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель	1,1					дизтопливо	1984			
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», ПАО «Сахалинэнерго»											
4	LM6000 PD Sprint, General Electric	45,58						2012			
5	LM6000 PD Sprint, General Electric	45,58						2012			

ст. №	Тип, марка, производитель	Электрическая мощность, МВт		Номинальные параметры уходящих газов		Расход природного газа в номинальном режиме, тыс.м3/час	Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см2	Температура, град.С	Расход, м3/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	10
6	LM6000 PD Sprint, General Electric	46,36					2015	
7	LM6000 PD Sprint, General Electric	46,36					2014	
8	LM6000 PD Sprint, General Electric	46,36					2015	
Мини ТЭЦ с.Ныш, МУП «Водоканал»								
	Газотурбинный электроагрегат C1000, исполнение 600R-HD4-BUOX, CAPSTONE TURBINE CORPORATION, USA	0,6	0,6	н/д	280	н/д	2017	2035

Таблица 5.1.1.3.

Котлы-утилизаторы

ст. №	Тип, марка, производитель	Рабочие параметры пара		Водогрейный контур			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
		Давление, кгс/см²	Температура, град.С	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см²	Температура, град.С		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1», ПАО «Сахалинэнерго»								
КВ 6	КУВ-50-150, ЗАО «Энергомаш (Белгород)-БЗЭМ»				16,32	150	2015	
КВ 7	КУВ-50-150, ЗАО «Энергомаш (Белгород)-БЗЭМ»				16,32	150	2014	
КВ 8	КУВ-50-150, ЗАО «Энергомаш (Белгород)-БЗЭМ»				16,32	150	2014	
Мини ТЭЦ с.Ныш, МУП «Водоканал»								
1	Утилизационный теплообменник, УТ-65, ЗАО «Ухтинский					95-70	2017	2035

[illegible]

ДГ У 7	Котел утилизатор Artovis N-35.0-0550/3500-1Н (теплообменник AlfaLaval M10-BFM)					90/70	1,38	2019.	
-----------	--	--	--	--	--	-------	------	-------	--

Таблица 5.1.1.4.

Энергетические котлы

Котел	Тип (марка) котла	Параметры острого пара		Производительность (т/час)	Год ввода	Завод изготовитель	Год рекон. или модерн.	Характер реконстр. или модернизации	Топливо	
		Давление, кгс/ см2	Температура, град.С						основное	резервное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1», ПАО «Сахалинэнерго»										
№ 1	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1976	Барнаульский котельный завод	2012	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 2	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1977	Барнаульский котельный завод	2011	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 3	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1979	Барнаульский котельный завод	2010	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 4	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1982	Барнаульский котельный завод	2013	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь
№ 5	Е-320-13,8-560 КБТ	140	560	320	1986	Барнаульский котельный завод	2013	перевод на сжигание природного газа	газ	уголь

Таблица 5.1.1.5.

Паровые котлы источников тепловой энергии

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст. №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика			Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный/аварийный	температура, град.С	Давление, кгс/см2	Производительность, т/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
МО городской округ «Охинский»										
АО «Охинская ТЭЦ»	«Охинская ТЭЦ»		БКЗ-120-100 ГМ, Барнаульский кот.завод			540	90	120	ХП-1969	
			БКЗ-120-100 ГМ, Барнаульский кот.завод			540	90	120	ХП-1970	
			БКЗ-120-100 ГМ, Барнаульский кот.завод			540	90	120	П-1971	
			БКЗ-120-100 ГМ, Барнаульский кот.завод			540	90	120	ХП-1971	
МО «Холмский городской округ»										
МУП «Тепло»	«Холмская ТЭЦ»	1	ТП-35-У	Пылеугольная смесь (уголь)	Мазут, ТСМ, диз-топливо	110/70		23,66 Гкал/ч	1962	
		2	ТП-35-У	Пылеугольная смесь (уголь)	Мазут, ТСМ, диз-топливо	110/70		23,66 Гкал/ч	1963	
		3	ТП-35-У	Пылеугольная смесь (уголь)	Мазут, ТСМ, диз-топливо	110/70		23,66 Гкал/ч	1964	

Таблица 5.1.1.6.

Водогрейные котлы источников тепловой энергии

Теплоснабжающая организация	Наименование источника тепловой и электрической энергии	ст №	Тип, марка, производитель	Вид топлива		Техническая характеристика		Год ввода в эксплуатацию	Год достижения паркового ресурса
				основной	резервный	Температура горячей воды, град.С	Производительность, Гкал/ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
МО «Городской округ Ногликский»									
МУП «Водоканал»	Мини ТЭЦ с.Ныш	1	котёл водогрейный, Logano SK625тип410, Германия	природный газ	ДТ	до 115	0,365	2017	2037
		2	котёл водогрейный, Logano SK625тип410, Германия	природный газ	ДТ	до 115	0,365	2017	2037
МО «Томаринский городской округ»									
МУП «Водоканал»	«Томаринская ТЭЦ»						30		

5.1.2. Объём выработки (производства) тепловой энергии по электрическим станциям

На основании предоставленной субъектами теплоэнергетики информации сформированы сводные показатели отпуска тепловой энергии источников комбинированной выработки, а также разделение по типу, параметрам теплоносителя и категориям потребителей.

Данные по источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (ТЭЦ, ГРЭС) представлены в таблицах ниже с привязкой к отдельным муниципальным образованиям.

Таблица 5.1.2.1.

Отпуск тепловой энергии от источников комбинированной выработки по видам теплоносителя за 2016 - 2020 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал	В т.ч. за счет когенерации (от ст.8), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2016	104 582				79 986	184 568	
	2017	102 830				79 678	182 507	
	2018	98 938				82 184	181 122	
	2019	107 124				78 993	186 117	
	2020	105 844				79 503	185 347	
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	2016					1 521 751	1 521 751	1 521 751
	2017					1 470 217	1 470 217	1 470 217
	2018					1 432 596	1 432 596	1 432 596
	2019					1 435 642	1 435 642	1 435 642
	2020					1 441 979	1 441 979	1 441 979
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016					1 255 881	1 255 881	1 255 881
	2017					1 194 421	1 194 421	1 194 421
	2018					1 110 999	1 110 999	1 110 999
	2019					1 103 566	1 103 566	1 103 566
	2020					1 129 651	1 129 651	1 129 651
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016					265 870	265 870	265 870
	2017					275 796	275 796	275 796
	2018					321 597	321 597	321 597
	2019					332 076	332 076	332 076
	2020					312 328	312 328	312 328
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго» с.Лермонтовка)	2016					25 535	25 535	
	2017					26 122	26 122	
	2018					27 870	27 870	
	2019					15 430	15 430	
	2020					-	-	
«Охинский ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2016			58 970	44 271	267 100	370 341	
	2017			34 988	41 630	258 920	335 538	
	2018				33 716	268 240	301 956	
	2019				44 690	269 930	314 620	
	2020				2 125	269 930	272 055	
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой	2016	104 582	0	58 970	44 271	1 894 372	2 102 195	1 521 751
	2017	102 830	0	34 988	41 630	1 834 937	2 014 384	1 470 217
	2018	98 938	0	0	33 716	1 834 937	1 943 544	1 470 217
	2019	107 124	0	0	44 690	1 834 937	1 951 809	1 470 217

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал	В т.ч. за счет когенерации (от ст.8), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
энергии когенерационными источниками Сахалинской области	2020	105 844	0	0	2 125	1 791 412	1 899 381	1 441 979

За рассматриваемый период годовой объем отпуска тепловой энергии от источников комбинированной выработки снизился на 202 813 Гкал (-9,65%).

Преобладающим видом теплоносителя от источников комбинированной выработки по состоянию на 2020 год является горячая вода – более 94%.

Доля отпуска в комбинированном цикле от источников комбинированной выработки на 2020 год составляет 75,9%, что является хорошим показателем в плане эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Таблица 5.1.2.2.

Отпуск тепловой энергии от источников комбинированной выработки по типам потребителей за 2016 - 2020 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2016	70 934	104 582	9 052	184 568
	2017	71 448	102 830	8 230	182 507
	2018	74 718	98 938	7 466	181 122
	2019	72 119	107 124	6 874	186 117
	2020	73 046	105 844	6 457	185 347
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	2016			1 521 751	1 521 751
	2017			1 470 217	1 470 217
	2018			1 432 596	1 432 596
	2019			1 435 642	1 435 642
	2020			1 441 979	1 441 979
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016			1 255 881	1 255 881
	2017			1 194 421	1 194 421
	2018			1 110 999	1 110 999
	2019			1 103 566	1 103 566
	2020			1 129 651	1 129 651
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016			265 870	265 870
	2017			275 796	275 796
	2018			321 597	321 597

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
	2019			332 076	332 076
	2020			312 328	312 328
ОП "Сахалинская ГРЭС" (ПАО "Сахалинэнерго") с. Лермонтовка (до ноября 2019 года)	2016			25 535	25 535
	2017			26 122	26 122
	2018			27 870	27 870
	2019			15 430	15 430
	2020			0	0
«Охинская ТЭЦ» (АО "Охинская ТЭЦ")	2016	186 550	164 610	19 181	370 341
	2017	183 082	134 762	17 694	335 538
	2018	198 012	84 047	19 896	301 956
	2019	193 659	102 115	18 846	314 620
	2020	193 659	59 550	18 846	272 055
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии когенерационными источниками Сахалинской области	2016	257 484	269 192	2 831 400	2 402 195
	2017	254 530	237 592	2 716 684	2 014 384
	2018	272 730	182 985	2 598 827	1 943 544
	2019	265 778	209 239	2 580 358	1 951 809
	2020	266 705	165 395	2 596 933	1 899 381

Доли потребления тепловой энергии населения, промышленности и прочих потребителей от источников комбинированной выработки на 2020 год составляют 89,96 %, 8,7 % и 1,22 %, соответственно.

В отличие от системы электроснабжения, рассматриваемой в настоящей схеме и программе развития, системы теплоснабжения всегда носят локальный характер в объеме отдельных муниципальных образований.

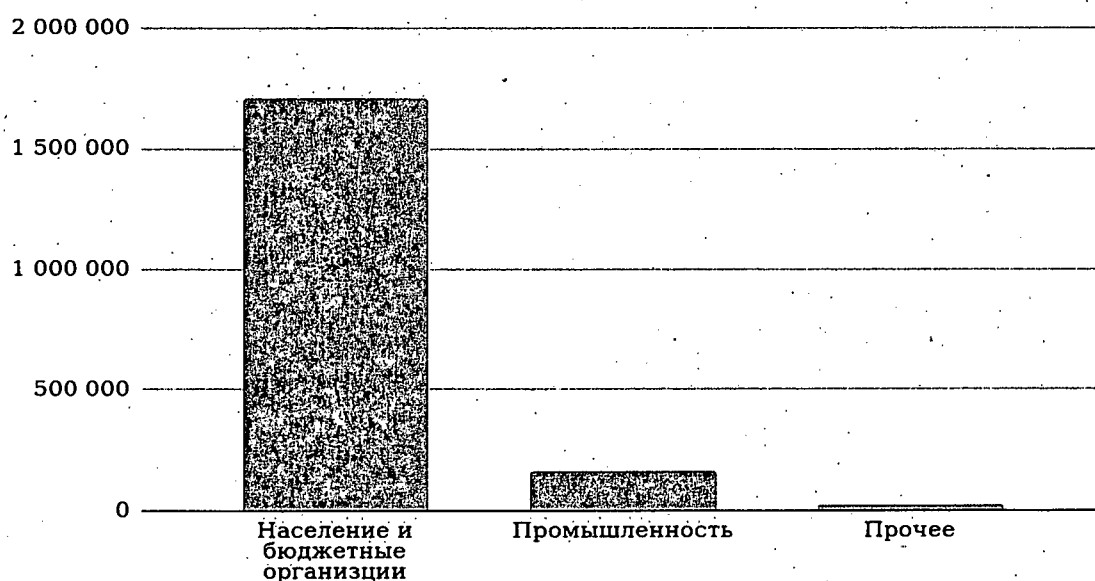


Рисунок 5.1.2.1. Структура отпуска тепловой энергии источниками комбинированной выработки по Сахалинской области на 2020 год

Дополнительно ниже приведена информация по отпуску тепловой энергии от малых источников комбинированной выработки (мини-ТЭЦ, ДЭС).

Таблица 5.1.2.3.

Отпуск тепловой энергии от малых источников комбинированной выработки по типам потребителей за 2016 - 2020 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Выработка тепловой энергии, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал	Потери тепловой энергии, Гкал	Собственные (хозяйственные) нужды, Гкал
Мини ТЭЦ с.Ныш (МУП «Водоканал»)	2016	-	-	-	-
	2017	1 889,7	1 853	241,7	37,1
	2018	1 963,6	1 925	251,1	38,5
	2019	1 852,2	1 816	236,9	36,3
	2020	1 841,6	1 806	235,5	36,1
ДЭС г. Северо-Курильска и Котельная ЦРБ (МП "ТЭС")	2016	8 220,0	8 059,0	1 047,5	161,0
	2017	6 709,2	6 559,9	854,9	149,3
	2018	6 608,1	6 461,2	865,6	146,8
	2019	7 259,0	6 428,0	323,4	831,0
	2020	5 795,8	5 634,1	502,5	161,6
ДЭС с. Рейдово (ООО "ДальЭнергоИнвест")	2016	2 000,0	1 853,9	191,2	146,1
	2017	1 489,5	1 403,1	141,7	86,4
	2018	1 766,6	1 692,5	172,9	74,1
	2019	1 717,5	1 622,7	166,4	94,8
	2020	1 926,3	1 834,4	187,7	91,9
ДЭС с. Китовая (ООО "ДальЭнергоИнвест")	2016	287,7	287,7	29,0	0,00
	2017	854,7	854,7	86,3	0,00
	2018	2 342,2	2 265,9	230,8	76,3
	2019	1 130,3	1 074,7	110,0	55,6
	2020	1 252,5	1 194,1	122,1	58,5
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2016	13 497,6	13 120,3	2 037,0	377,3
	2017	12 695,8	12 401,4	2 222,9	294,3
	2018	12 170,1	11 883,4	2 146,1	286,7
	2019	11 851,3	11 574,8	1 987,2	276,5
	2020	13 028,8	12 872,3	2 871,3	156,6
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2016	5 855,3	5 734,0	1 351,6	121,3
	2017	5 757,2	5 635,9	965,2	121,3
	2018	5 341,0	5 218,6	867,4	122,4
	2019	5 586,9	5 466,0	1 016,9	120,9
	2020	6 249,2	6 128,3	1 583,8	120,9
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии малыми когенерационными источниками Сахалинской области	2016	31750,3	30907,6	4898,0	842,7
	2017	29469,9	28780,1	4522,0	689,9
	2018	30080,0	29337,4	4519,7	742,7
	2019	29386,6	27971,7	3839,3	1414,9
	2020	36472,6	35722,1	6314,8	750,5

Сумарный отпуск тепловой энергии с коллекторов малыми источниками комбинированной выработки к 2020 году, относительно показателей 2016 года увеличился на 15,6%. При этом потери тепловой энергии при транспортировке

теплоносителя в связи с изношенным состоянием тепловых сетей, увеличились на 28,9%.

Таблица 5.1.2.4.

**Отпуск тепловой энергии от малых источников комбинированной
выработки по группам потребителей за 2016 - 2020 г.г.**

Наименование источника тепловой энергии	Год	Полезный отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал		Суммарный полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность и прочее	
Мини ТЭЦ с.Ныш (МУП «Водоканал»)	2016	-	-	-
	2017	1 404	207	1 611,0
	2018	1 424	250	1 674,0
	2019	1 379	200	1 579,0
	2020	1 390	180	1 570,0
ДЭС г. Северо-Курильска и Котельная ЦРБ (МП "ТЭС")	2016	6 308,9	702,6	7 011,5
	2017	5 375,1	329,9	5 705,0
	2018	5 477,5	118,1	5 595,6
	2019	5 959,4	145,2	6 104,6
	2020	5 063,1	68,5	5 131,6
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2016	1 658,6	4,2	1 662,8
	2017	1 256,0	5,5	1 261,4
	2018	1 505,6	14,1	1 519,7
	2019	1 443,4	13,0	1 456,3
	2020	1 633,2	13,5	1 646,7
ДЭС с. Китовая (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2016	258,6	0,0	258,6
	2017	768,4	0,0	768,4
	2018	2 035,0	0,0	2 035,0
	2019	964,8	0,0	964,8
	2020	1 064,5	7,5	1 072,0
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2016	8 371,2	2 712,2	11 083,4
	2017	7 598,3	2 580,2	10 178,5
	2018	7 040,4	2 696,9	9 737,3
	2019	7 724,0	1 863,7	9 587,7
	2020	7 596,3	2 404,7	10 001,0
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2016	4 131,9	250,5	4 382,4
	2017	4 474,8	196,0	4 670,7
	2018	4 165,6	185,5	4 351,1
	2019	4 238,6	210,5	4 449,1
	2020	4 338,6	205,9	4 544,5
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии малыми когенерационными источниками Сахалинской области	2016	22133,2	3876,4	26009,6
	2017	20896,5	3361,6	24258,1
	2018	21603,1	3214,6	24817,7
	2019	21720,0	2412,3	24132,4
	2020	26004,5	3402,7	29407,3

Доли потребления тепловой энергии населения и бюджетных организаций, а также промышленности и прочих потребителей от малых источников комбинированной выработки на 2020 год составляют 88 % и 12 %, соответственно.

При общем увеличении полезного отпуска на 13% наблюдается уменьшение по отдельным малым источникам. Наибольшее снижение потребления тепловой энергии наблюдается по потребителям котельной ЦРБ МКП «ТЭС» и составляет 26,8%. Также, значительное снижение в 9,8%, наблюдается по потребителям мини-ТЭЦ «Сфера». Это связано с переходом на индивидуальное отопление и отключением от тепловых сетей части жилой застройки.

Одним из основных направлений повышения энергетической эффективности систем централизованного теплоснабжения РФ, является постепенный перевод большей части потребителей от котельных на источники комбинированной выработки.

Это позволит повысить энергоэффективность систем теплоснабжения, их надежность и технико-экономические показатели, за счет сокращения затрат на топливо и снижение удельных показателей на выработку тепловой энергии.

Подробнее вопросы перевода нагрузки, реконструкции существующих источников тепловой энергии, включая локальные и районные котельные, модернизации тепловых сетей с учетом повышения надежности теплоснабжения и минимизации тарифных последствий рассматривается в рамках разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальных образований Сахалинской области.

5.2 Прогноз перспективной балансовой ситуации, объёмы выработки и потребления тепловой энергии на период 2021 – 2025 годы

На основании представленных исходных данных субъектов энергетики и материалов схем теплоснабжения муниципальных образований сформированы прогнозные показатели отпуска тепловой энергии, приведенные в таблицах 5.2.1 и 5.2.2.

Таблица 5.2.1.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников комбинированной выработки по видам теплоносителя на 2021 - 2025 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал	В т.ч. за счет когенерации (от ст.8), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2021	105 844				79 503	185 347	
	2022	105 844				79 503	185 347	
	2023	105 844				79 503	185 347	
	2024	105 844				79 503	185 347	
	2025	105 844				79 503	185 347	
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	2021					1 424 597	1 424 597	1 424 597
	2022					1 424 597	1 424 597	1 424 597
	2023					1 424 597	1 424 597	1 424 597
	2024					1 424 597	1 424 597	1 424 597
	2025					1 424 597	1 424 597	1 424 597
	2021					1 161 597	1 161 597	1 161 597

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепла в паре, Гкал				Отпуск тепла в горячей воде, Гкал	Итого суммарный отпуск тепла (ст.3-7), Гкал	В т.ч. за счет когенерации (от ст.8), Гкал
		пар 2,5-7,0	пар 7,0-13,0	пар свыше 13,0	острый и редуцированный пар			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2022					1 144 597	1 144 597	1 144 597
	2023					1 106 597	1 106 597	1 106 597
	2024					1 106 597	1 106 597	1 106 597
	2025					1 106 597	1 106 597	1 106 597
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021					263 000	263 000	263 000
	2022					280 000	280 000	280 000
	2023					318 000	318 000	318 000
	2024					318 000	318 000	318 000
	2025					318 000	318 000	318 000
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2021					269 930	269 930	
	2022					269 930	269 930	
	2023					269 930	269 930	
	2024					269 930	269 930	
	2025					269 930	269 930	
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии когенерационными источниками Сахалинской области	2021	105 844	0	0	0	1 775 657	1 881 501	1 426 224
	2022	105 844	0	0	0	1 775 600	1 881 444	1 426 167
	2023	105 844	0	0	0	1 775 600	1 881 444	1 426 167
	2024	105 844	0	0	0	1 775 600	1 881 444	1 426 167
	2025	105 844	0	0	0	1 775 600	1 881 444	1 426 167

Таблица 5.2.2.

Прогноз отпуска тепловой энергии от источников комбинированной выработки по типам потребителей на 2021 - 2025 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2021	73 046	105 844	6 457	185 347
	2022	73 046	105 844	6 457	185 347
	2023	73 046	105 844	6 457	185 347
	2024	73 046	105 844	6 457	185 347
	2025	73 046	105 844	6 457	185 347
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»), в т.ч.:	2021			1 424 597	1 424 597
	2022			1 424 597	1 424 597
	2023			1 424 597	1 424 597
	2024			1 424 597	1 424 597
	2025			1 424 597	1 424 597
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021			1 161 597	1 161 597
	2022			1 144 597	1 144 597
	2023			1 106 597	1 106 597
	2024			1 106 597	1 106 597
	2025			1 106 597	1 106 597
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021			263 000	263 000
	2022			280 000	280 000
	2023			318 000	318 000

Наименование источника тепловой энергии	Год	Отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал			Суммарный отпуск тепловой энергии, Гкал
		Население и бюджетные организации	Промышленность	Прочее	
1	2	3	4	5	6
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2024			318 000	318 000
	2025			318 000	318 000
	2021	193 659	57 425	18 846	269 930
	2022	193 659	57 425	18 846	269 930
	2023	193 659	57 425	18 846	269 930
	2024	193 659	57 425	18 846	269 930
	2025	193 659	57 425	18 846	269 930
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии когенерационными источниками Сахалинской области	2021	266,705	163,270	2,874,497	1,881,501
	2022	266,705	163,270	2,874,497	1,881,444
	2023	266,705	163,270	2,874,497	1,881,444
	2024	266,705	163,270	2,874,497	1,881,444
	2025	266,705	163,270	2,874,497	1,881,444

Данные по малым когенерационным источникам тепловой энергии на период до 2025 года не предоставлены. В связи с этим на рассматриваемый перспективный период принимаются показатели 2020 года.

Таблица 5.2.3.

Отпуск тепловой энергии от малых источников комбинированной выработки по группам потребителей за 2021 - 2025 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Полезный отпуск тепловой энергии по группам потребителей, Гкал		Суммарный полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
	Население и бюджетные организации	Промышленность и прочее	
Мини ТЭЦ с.Ныш (МУП «Водоканал»)	1 390	180	1 570,0
ДЭС г.Северо-Курильска / Котельная ЦРБ (МП «ТЭС»)	5 063,1	68,5	5 131,6
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	1 633,2	13,5	1 646,7
ДЭС с. Китовая (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	1 064,5	7,5	1 072,0
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	7 596,3	2 404,7	10 001,0
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	4 338,6	205,9	4 544,5
Суммарные показатели выработки и отпуска тепловой энергии малыми когенерационными источниками Сахалинской области	26004,5	3402,7	29407,3

5.3. Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию

В соответствии с представленной информацией Региональной энергетической комиссии Сахалинской области ниже представлена динамика

экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию с коллекторов, производимую в режиме комбинированной выработки.

Таблица 5.3.1.

Динамика экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию ТЭЦ за 2016 - 2020 г.г., руб./Гкал

Наименование организации	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	982,07	1255,04	1506,39	1692,97	1636,38
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	848,26	826,66	826,65	822,95	853,35

В соответствии с представленной информацией Региональной энергетической комиссии Сахалинской области ниже представлен прогноз экономически обоснованных тарифов на тепловую энергию с коллекторов, производимую в режиме комбинированной выработки.

Таблица 5.3.2.

Прогноз экономически обоснованного тарифа на тепловую энергию ТЭЦ на 2021 - 2025 г.г., руб./Гкал

Наименование организации	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2356,07	2447,96	2543,43	2642,62	2745,68
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	899,87	934,96	972,36	1011,26	1051,71

6. ТОПЛИВНЫЙ БАЛАНС САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

6.1. Топливный баланс Сахалинской области за период 2016 - 2020 г.г.

Топливный баланс Сахалинской области за период 2016 - 2020 г.г. сформирован по источникам комбинированной выработки, с разбивкой по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива.

Основой прогнозного баланса являлись фактические данные от субъектов теплоэнергетики.

Динамика по расходу топлива источниками комбинированной выработки аналогична динамике по отпуску тепловой энергии: потребление ТЭЦ снижается.

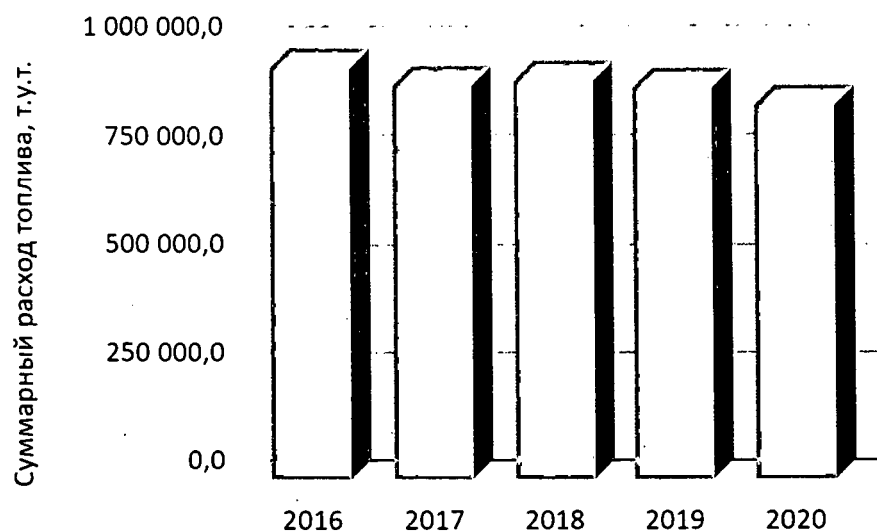


Рисунок 6.1.1. Суммарный расход топлива источниками комбинированной выработки

Снижение потребления топлива источниками комбинированной выработки за период 2016 - 2020 г.г. составит 134515,7 т.у.т. (-14%).

В структуре фактического потребления топлива ТЭЦ преобладает природный газ – более 73%.

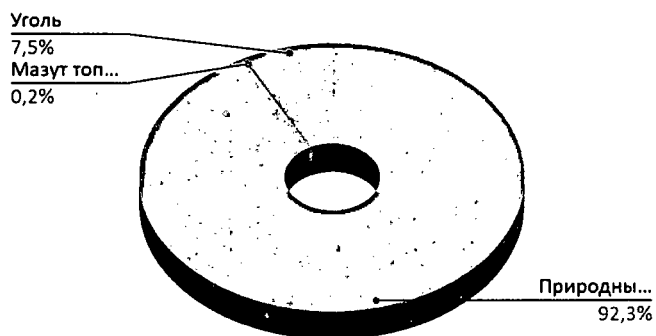


Рисунок 6.1.2. Структура потребления топлива источниками комбинированной выработки

Объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями, в т.ч. блок-станций, за период 2016 – 2020 г.г. приведены в таблице 6.1.1, удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 6.1.2.

Состав существующих топливных складов электрических станций

В соответствии с представленными данными ПАО «Сахалинэнерго» ниже приведено описание топливных складов предприятия.

Для хранения твёрдого топлива на «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» предусмотрен открытый угольный склад емкостью 200 тыс. м³.

Основание угольного склада имеет горизонтальную поверхность с небольшим уклоном на запад и север.

Вдоль западной части угольного склада проходит открытый дренаж, который соединен в общую дренажную систему.

Склад топлива механизирован бульдозерами.

Для хранения жидкого топлива (мазут топочный) на «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1» предусмотрены 3 цилиндрических вертикальных резервуара объемом 2 тыс. м³ каждый.

Для хранения твердого топлива на «Сахалинской ГРЭС» предусмотрен открытый угольный склад емкостью 50 тыс. тонн.

Склад топлива механизирован бульдозерами и дизель-электрическим грейферным краном.

Укатка штабеля производится прицепным катком.

Для хранения жидкого топлива (мазут топочный) на «Сахалинской ГРЭС» предусмотрены 3 цилиндрических вертикальных резервуара объемом 1 тыс. м³ каждый. Обогрев резервуаров - паровой.

На территории муниципального образования «Курильский городской округ» (Энергорайон «Курильский») имеется:

- склад хранения дизельного топлива ООО «КТК», на территории расположено 7 (семь) ёмкостей объемом 1000 м³ каждая и 2 (две) емкости по 500 м³;

- на территории ДЭС с. Рейдово 5 (пять) емкостей объемом 100 м³ каждая, для хранения дизельного топлива на выработку электрической энергии;

- на территории ДЭС с. Китовая 2 (две) ёмкости объемом 75 м³ каждая, для хранения дизельного топлива на выработку электрической энергии, дополнительно проложен магистральный топливопровод к складу хранения ООО «КТК».

Прочие собственники электрических станций информацию по имеющимся топливным складам в объеме исходных данных для СиПР не представили.

Таблица 6.1.1.

Фактическое потребление ТЭР источниками выработки электрической и тепловой энергии

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год											
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива			
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.		
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
1	2	3												
Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии														
Мини ТЭЦ с.Ныш (МУП «Водоканал»)	2016	0,0												
	2017	527,6	423,3	527,6										
	2018	975,9	807,7	975,9										
	2019	951,2	789,1	951,2										
	2020	728,8	604,3	728,8										
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»), в т.ч.:	2016	710 328,0	536 005,0	662 209,0	27,0	37,0	0,0	0,0	81 640,0	48 082,0				
	2017	672 003,0	524 367,0	647 532,0	70,0	97,0	0,0	0,0	42 432,0	24 374,0				
	2018	679 127,0	533 394,0	658 253,0	42,0	59,0	0,0	0,0	36 126,0	20 815,0				
	2019	699 438,0	539 921,0	667 598,0	25,0	34,0	0,0	0,0	53 885,0	31 806,0				
	2020	673 479,0	533 185,0	659 136,0	54,0	75,0	10,0	15,0	23 890,0	14 253,0				
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016	470 081,0	341 536,0	421 962,0	27,0	37,0			81 640,0	48 082,0				
	2017	466 108,0	357 629,0	441 637,0	70,0	97,0			42 432,0	24 374,0				
	2018	452 951,0	350 120,0	432 077,0	42,0	59,0			36 126,0	20 815,0				
	2019	471 545,0	355 597,0	439 705,0	25,0	34,0			53 885,0	31 806,0				
	2020	460 079,0	360 565,0	445 736,0	54,0	75,0	10,0	15,0	23 890,0	14 253,0				
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016	240 247,0	194 469,0	240 247,0										
	2017	205 895,0	166 738,0	205 895,0										
	2018	226 176,0	183 274,0	226 176,0										

³⁷ Данные по источнику «Томаринская ТЭЦ», МУП «Водоканал», г.Томари, ул.Ленина, 19А не предоставлены.

[illegible]

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2018	407,57	348,74	407,57								
	2019	436,95	371,23	436,95								
	2020	453,96	47,73	453,96								
Суммарные показатели расхода топлива по ТЭЦ Сахалинской области	2016	956 888,0	658 816,4	812 132,2	876,4	1 226,6	21,5	32,0	239 936,0	143 487,2	6,8	10,0
	2017	916 404,9	641 133,3	789 040,9	937,0	1 309,4	15,0	21,1	212 153,0	125 964,1	45,9	69,4
	2018	925 354,1	646 627,3	796 148,8	970,4	1 348,4	16,0	22,4	223 849,0	127 792,2	28,2	42,3
	2019	908 177,0	652 738,4	803 572,0	565,6	791,9	32,7	25,8	175 837,8	103 744,3	28,7	43,0
	2020	823 488,1	637 053,5	783 903,8	651,6	905,4	23,4	34,0	68 908,7	38 618,1	17,9	26,8
Источники электрической энергии												
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго») с.Ильинское	2016	-							-	-		
	2017	-							-	-		
	2018	-							-	-		
	2019	20 552,00							14 173,79	20 552,00		
	2020	137 690,00							94 958,62	137 690,00		
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2016	102 042,00	85 590,00	102 042,00								
	2017	101 062,00	85 495,00	101 062,00								
	2018	105 356,00	89 164,00	105 356,00								
	2019	99 732,00	83 742,00	99 732,00								
	2020	90 595,71	75 434,06	90 595,71								
Данные не предоставлены собственником												
Электростанция собственных нужд (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)	2016-2020											
	2016	н/д							н/д	н/д		
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2017	482,24							297,81	482,24		

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2018	487,58					273,52	487,58				
	2019	433,49					250,72	433,49				
	2020	483,73					310,73	483,73				
	2016	0					0	0				
	2017	675,14					416,94	675,14				
ДЭС «Хоз» (МУП «Транспорт»)	2018	682,61					382,93	682,61				
	2019	606,89					351,00	606,89				
	2020	677,22					435,02	677,22				
	2016	570,00					393,00	570,00				
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)	2017	549,00					379,00	549,00				
	2018	548,00					378,00	548,00				
	2019	551,00					380,00	551,00				
	2020	573,00					395,00	573,00				
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2016	139,45					96,17	139,45				
	2017	126,92					87,53	126,92				
	2018	138,19					95,30	138,19				
	2019	138,94					95,82	138,94				
	2020	162,18					111,85	162,18				
ВДЭС «Новиково» (ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2016	695,00					497,30	695,00				
	2017	595,00					410,30	595,00				
	2018	619,00					426,90	619,00				
	2019	616,00					424,80	616,00				
	2020	522,00					360,00	522,00				

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ДЭС г. Северо-Курильска (МП «ТЭС»)	2016	4 454,19					3 071,86	4 454,19				
	2017	4 955,87					3 417,84	4 955,87				
	2018	5 471,88					3 773,71	5 471,88				
	2019	6 341,13					4 373,19	6 341,13				
	2020	6 907,32					4 763,67	6 907,32				
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2016	2 979,78					2 055,02	2 979,78				
	2017	2 855,15					1 969,07	2 855,15				
	2018	3 276,61					2 259,73	3 276,61				
	2019	3 531,33					2 435,40	3 531,33				
	2020	3 953,73					2 726,71	3 953,73				
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2016	6 363,59					4 388,69	6 363,59				
	2017	6 097,45					4 205,14	6 097,45				
	2018	6 997,51					4 825,87	6 997,51				
	2019	7 541,49					5 201,03	7 541,49				
	2020	8 443,55					5 823,14	8 443,55				
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2016	-					-	-				
	2017	-					-	-				
	2018	-					-	-				
	2019	371,16					255,97	371,16				
	2020	452,07					311,77	452,07				
ДЭС с. Горячие Ключи (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России)	2016	н/д					н/д	н/д				
	2017	н/д					н/д	н/д				
	2018	3 329,20					2 296,61	3 329,20				

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь **		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2019	3 549,60					2 448,81	3 549,60				
	2020	3 445,20					2 376,31	3 445,20				
	2016	124,80					86,10	124,80				
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2017	128,00					88,28	128,00				
	2018	110,70					85,65	110,70				
	2019	140,92					97,19	140,92				
	2020	124,28					85,71	124,28				
	2016	н/д					н/д	н/д				
ДЭС «Горное-1», ДЭС «Горное-2» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	н/д					н/д	н/д				
	2018	1 447,00					997,93	1 447,00				
	2019	1 965,90					1 355,98	1 965,90				
	2020	1 837,23					1 267,06	1 837,23				
	2016	9 154,24					6 313,27	9 154,24				
ДЭС «Южно-Курильская» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2017	11 215,81					7 735,04	11 215,81				
	2018	12 205,70					8 417,73	12 205,70				
	2019	11 178,42					7 709,25	11 178,42				
	2020	10 741,96					7 408,25	10 741,96				
	2016	н/д					н/д	н/д				
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2017	н/д					н/д	н/д				
	2018	1816,85					1253,89	1816,85				
	2019	1925,6					1328,54	1925,6				
	2020	1842,95					1271,59	1842,95				
	2016	1502,72					1036,36	1502,72				
ДЭС «Малокурильское»	2016	1502,72					1036,36	1502,72				

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁷	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
(МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2017	4868,62					3357,66	4868,62				
	2018	4118,78					2840,54	4118,78				
	2019	4968,56					3426,59	4968,56				
	2020	4452,48					3070,67	4452,48				
	2016	3672,30					2532,62	3672,30				
ДЭС с. Крабозаводское (МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2017	3599,08					2482,12	3599,08				
	2018	4503,98					3106,19	4503,98				
	2019	2935,06					2024,18	2935,06				
	2020	3054,09					2106,27	3054,09				
	2016-2020											
ДЭС «Курильский рыбац» (ООО «Даль-ЭнергоИнвест»)	2016-2020											
Суммарные показатели расхода топлива по Сахалинской области	2016	1087 891,1	744 406,4	914 174,2	876,4	1 226,6	19 994,6	28 993,1	239 936,0	143 487,2	6,8	10,0
	2017	1 053 020,2	726 628,3	890 102,9	937,0	1 309,4	24 451,4	35 574,4	212 153,0	125 964,1	45,9	69,4
	2018	1 075 844,6	735 791,3	901 504,8	970,4	1 348,4	31 003,6	45 157,0	223 849,0	127 792,2	28,2	42,3
	2019	1 074 640,5	736 480,4	903 304,0	565,6	791,9	31 766,4	46 205,3	190 011,6	124 296,3	28,7	43,0
	2020	1 099 015,8	712 487,6	874 499,5	651,6	905,4	32 565,9	47 276,0	163 867,3	176 308,1	17,9	26,8

Данные не предоставлены собственником

Таблица 6.1.2.

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии за 2016 - 2020 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2016	228,8	184,9
	2017	215,65	54,11
	2018	193,32	73,05
	2019	210,36	59,44
	2020	222,36	63,61
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2016	158,52	452,2
	2017	158,4	459,7
	2018	158,86	456,6
	2019	160,36	456,8
	2020	160,58	483,9
Мини ТЭЦ с.Ныш (МУП «Волоканал»)	2016	-	-
	2017	193,3	н/д
	2018	174,439	318,229
	2019	200,745	282,929
	2020	194,89	352,55
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»)	2016	139,3	329,3
	2017	138,9	326,7
	2018	138,8	325,6
	2019	138,4	326,3
	2020	139,5	328,3
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016	141,6	381,4
	2017	142,4	368,0
	2018	143	376,6
	2019	143,2	374,3
	2020	143,5	377,1
5-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016	-	323,5
	2017	-	323,8

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии		Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	
		кг.у.т./Гкал		г.у.т./кВт*ч	
	2018	-		323,1	
	2019	-		325,8	
	2020	-		326,8	
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2016	128,9		278,1	
	2017	124		275,2	
	2018	124,1		269,4	
	2019	122,6		268,8	
	2020	124,8		269,6	
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго») <i>с.Лермонтовка (до ноября 2019 года)</i>	2016	231,3		599,5	
	2017	232,1		594,5	
	2018	232,6		589,6	
	2019	232,5		587,5	
	2020	-		-	
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго») <i>с.Ильинское</i>	2016	-		-	
	2017	-		-	
	2018	-		-	
	2019	-		482,20	
	2020	-		450,60	
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2016	-		495,00	
	2017	-		507,00	
	2018	-		512,10	
	2019	-		507,50	
	2020	-		506,00	
Электростанция собственных нужд (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)	2016-2020	-		Данные не предоставлены собственником	
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2016	-		н/д	
	2017	-		617,56	
	2018	-		560,98	
	2019	-		578,37	
	2020	-		642,36	
ДЭС «Хоз»	2016	-		0	

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
(МУП «Транспорт»)	2017	-	617,56
	2018	-	560,98
	2019	-	578,37
	2020	-	642,36
	2016	-	345,00
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)	2017	-	336,00
	2018	-	320,00
	2019	-	329,00
	2020	-	334,00
	2016	-	233,48
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2017	-	220,07
	2018	-	254,74
	2019	-	289,01
	2020	-	310,40
	2016	-	348,43
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2017	-	366,36
	2018	-	187,83
	2019	-	190,30
	2020	-	199,23
	2016	-	437,24
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2017	-	532,90
	2018	-	605,66
	2019	-	613,39
	2020	-	583,70
	2016	-	н/д
ВДЭС «Новиково» (ОП «Ожно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2017	-	н/д
	2018	-	н/д
	2019	-	н/д
	2020	-	333,30
	2016	-	268,18
ДЭС г. Северо-Курильска			

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива		Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч	
(МП «ТЭС»)	2017	-	263,64	
	2018	-	269,12	
	2019	-	282,98	
	2020	-	323,92	
	2016	-	302,79	
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	-	303,12	
	2018	-	303,48	
	2019	-	309,79	
	2020	-	316,91	
	2016	-	302,79	
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	-	303,12	
	2018	-	303,48	
	2019	-	309,79	
	2020	-	316,91	
	2016	-	-	
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2017	-	-	
	2018	-	-	
	2019	-	317,99	
	2020	-	355,51	
	2016	-	н/д	
ДЭС с. Горячие Ключи (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2017	-	н/д	
	2018	-	495,30	
	2019	-	415,78	
	2020	-	417,79	
	2016	-	407,92	
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2017	-	387,96	
	2018	-	388,42	
	2019	-	455,56	
	2020	-	413,75	
	2016	-	н/д	
ДЭС «Горное-1»,	2016	-	н/д	

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
ДЭС «Горное-2» (МУП «Жилкомсервис»)	2017	-	н/д
	2018	-	295,25
	2019	-	378,90
	2020	-	399,30
	2016	-	359,67
ДЭС «Южно-Курильская» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2017	-	360,14
	2018	-	357,56
	2019	-	361,52
	2020	-	357,67
	2016	-	н/д
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2017	-	н/д
	2018	-	571,73
	2019	-	655,86
	2020	-	734,48
	2016	-	338,25
ДЭС «Малокурильское» (МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2017	-	336,18
	2018	-	334,10
	2019	-	348,74
	2020	-	359,70
	2016	-	364,25
ДЭС с. Крабовозовское (о. Шикотан) (МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2017	-	362,34
	2018	-	361,27
	2019	-	366,58
	2020	-	373,01
	2016	-	364,25
ДЭС «Курильский рыбац» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2017	-	362,34
	2018	-	361,27
	2019	-	366,58
	2020	-	373,01
	2016	-	364,25
2016-2020		-	Данные не предоставлены собственником

6.2. Прогноз топливного баланса Сахалинской области на период 2021 – 2025 г.г.

Прогнозный топливный баланс Сахалинской области на период 2021 - 2025 г.г. сформирован по источникам комбинированной выработки с разделением по видам топлива, как в натуральном выражении, так и в единицах условного топлива.

Основой прогнозного баланса являлись данные по прогнозным показателям от субъектов теплоэнергетики.

На рассматриваемый период существенных изменений в структуре потребления топлива не предполагается.

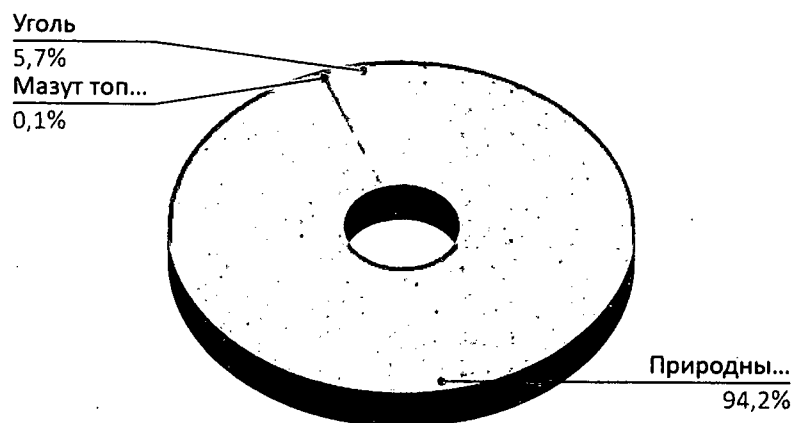


Рисунок 6.2.1. Структура перспективного потребления топлива источниками комбинированной выработки

Общее изменение годового потребления топлива с учетом прогнозных показателей по сравнению с 2020 годом для источников комбинированной выработки уменьшится на 4 287 т.у.т. (-0,51%).

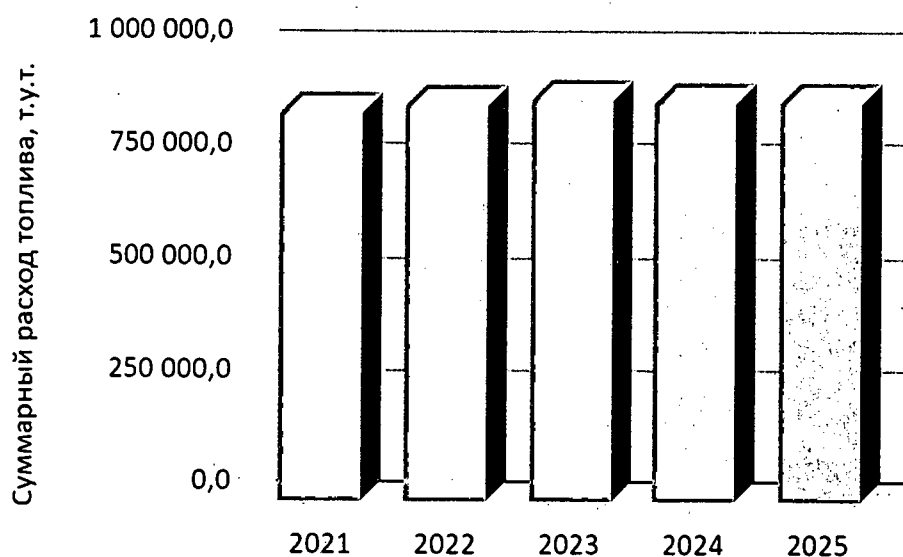


Рисунок 6.2.2. Прогнозное потребление топлива источниками тепловой энергии Сахалинской области на период 2021 - 2025 г.г.

Объёмы потребления топливных ресурсов электрическими станциями, в т.ч. блок-станций, за период 2016 – 2020 г.г. приведены в таблице 6.1.1, удельный расход условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 6.1.2.

Прогноз объёмов потребления топливных ресурсов электрическими станциями, в т.ч. блок-станций, за период 2021 – 2020 г.г. приведен в таблице 6.2.1, а прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии приведен в таблице 6.2.2.

Таблица 6.2.1.

Прогнозный топливный баланс источников электрической и тепловой энергии на период 2021 - 2025 г.г.

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁸	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии												
Мини ТЭЦ с.Ныш (МУП «Водоканал»)	2021	728,8	604,3	728,8								
	2022	728,8	604,3	728,8								
	2023	728,8	604,3	728,8								
	2024	728,8	604,3	728,8								
	2025	728,8	604,3	728,8								
«Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго»), в т.ч.:	2021	682 032,0	534 237,0	658 636,0	100,0	139,0	0,0	0,0	40 000,0	23 257,0		
	2022	682 858,0	534 906,0	659 462,0	100,0	139,0	0,0	0,0	40 000,0	23 257,0		
	2023	689 486,0	540 281,0	666 090,0	100,0	139,0	0,0	0,0	40 000,0	23 257,0		
	2024	689 486,0	540 281,0	666 090,0	100,0	139,0	0,0	0,0	40 000,0	23 257,0		
	2025	689 486,0	540 281,0	666 090,0	100,0	139,0	0,0	0,0	40 000,0	23 257,0		
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021	493 860,0	381 605,0	470 464,0	100,0	139,0			40 000,0	23 257,0		
	2022	481 461,0	371 548,0	458 065,0	100,0	139,0			40 000,0	23 257,0		
	2023	458 590,0	352 996,0	435 194,0	100,0	139,0			40 000,0	23 257,0		
	2024	458 590,0	352 996,0	435 194,0	100,0	139,0			40 000,0	23 257,0		
	2025	458 590,0	352 996,0	435 194,0	100,0	139,0			40 000,0	23 257,0		
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021	188 172,0	152 632,0	188 172,0								
	2022	201 397,0	163 358,0	201 397,0								
	2023	230 896,0	187 285,0	230 896,0								
	2024	230 896,0	187 285,0	230 896,0								
	2025	230 896,0	187 285,0	230 896,0								
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2021	109 335,5	90 167,0	109 325,6			14,4	9,9				
	2022	126 091,5	103 344,0	126 081,6			14,4	9,9				

³⁸ Данные по источнику «Томаринская ТЭЦ», МУП «Водоканал», г.Томари, ул.Ленина, 19А не предоставлены.

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁸	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год																
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива								
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
	2023	127 912,6	106 055,0	127 902,6				14,4	10,0										
	2024	125 931,6	104 412,0	125 921,6				14,4	10,0										
	2025	123 767,6	102 618,0	123 757,6				14,4	10,0										
	2021	25 222,3			597,6	830,4			45 018,7	24 365,1	17,9	26,8							
	2022	25 222,3			597,6	830,4			45 018,7	24 365,1	17,9	26,8							
«Холмская ТЭЦ» : (МУП «Тепло»)	2023	25 222,3			597,6	830,4			45 018,7	24 365,1	17,9	26,8							
	2024	25 222,3			597,6	830,4			45 018,7	24 365,1	17,9	26,8							
	2025	25 222,3			597,6	830,4			45 018,7	24 365,1	17,9	26,8							
	2021	4 555,00	3 886,52	4 555,00															
	2022	4 691,65	4 003,11	4 691,65															
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2023	4 738,57	4 043,15	4 738,57															
	2024	4 833,34	4 124,01	4 833,34															
	2025	4 930,00	4 206,49	4 930,00															
	2021	776,57	662,61	776,57															
	2022	780,46	665,92	780,46															
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2023	788,26	672,58	788,26															
	2024	792,20	675,94	792,20															
	2025	808,05	689,46	808,05															
	2021	1 504 682,17	1 163 794,4	1 432 657,97	797,60	1 108,40	14,40	9,90	125 018,70	70 879,10	17,90	26,80							
	2022	1 523 230,71	1 178 429,3	1 451 206,51	797,60	1 108,40	14,40	9,90	125 018,70	70 879,10	17,90	26,80							
Суммарные показатели расхода топлива по ТЭЦ Сахалинской области	2023	1 538 362,53	1 191 937,0	1 466 338,23	797,60	1 108,40	14,40	10,00	125 018,70	70 879,10	17,90	26,80							
	2024	1 536 480,24	1 190 378,3	1 464 455,94	797,60	1 108,40	14,40	10,00	125 018,70	70 879,10	17,90	26,80							
	2025	1 534 428,75	1 188 680,3	1 462 404,45	797,60	1 108,40	14,40	10,00	125 018,70	70 879,10	17,90	26,80							
Источники электрической энергии																			
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго») с. Ильинское	2021	155 878,00							107 502,1	155 878,0									
	2022	155 878,00							107 502,1	155 878,0									
	2023	155 878,00							107 502,1	155 878,0									
	2024	155 878,00							107 502,1	155 878,0									
	2025	155 878,00							107 502,1	155 878,0									

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁸	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год									
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2021	81 621,09	68 534,81	81 621,09								
	2022	81 622,10	68 535,65	81 622,10								
	2023	81 622,10	68 535,65	81 622,10								
	2024	81 622,10	68 535,65	81 622,10								
	2025	81 622,10	68 535,65	81 622,10								
Электростанция собственных нужд (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)	2021-2025											
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2021	451,69						290,15	451,69			
	2022	451,69						290,15	451,69			
	2023	451,69						290,15	451,69			
	2024	451,69						290,15	451,69			
	2025	451,69						290,15	451,69			
ДЭС «Хоз» (МУП «Транспорт»)	2021	632,36						406,21	632,36			
	2022	632,36						406,21	632,36			
	2023	632,36						406,21	632,36			
	2024	632,36						406,21	632,36			
	2025	632,36						406,21	632,36			
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)	2021	545,00						376,00	545,00			
	2022	543,35						374,86	543,35			
	2023	543,35						374,86	543,35			
	2024	543,35						374,86	543,35			
	2025	543,35						374,86	543,35			
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2021	175,10						120,76	175,10			
	2022	173,35						119,55	173,35			
	2023	173,10						119,38	173,10			
	2024	171,92						118,56	171,92			
	2025	169,65						117,18	169,65			

Отсутствуют ретроспективные данные, прогнозирование невозможно

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁸	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год										Уголь**		Прочие виды топлива	
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо									
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13				
ВДЭС «Новиково» (ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2021	647,00					446,21	647,00								
	2022	647,00					446,21	647,00								
	2023	647,00					446,21	647,00								
	2024	647,00					446,21	647,00								
	2025	647,00					446,21	647,00								
ДЭС г. Северо-Курильска (МП «ТЭС»)	2021	6 439,04					4 440,72	6 439,04								
	2022	6 539,25					4 509,83	6 539,25								
	2023	6 639,46					4 578,93	6 639,46								
	2024	6 742,53					4 650,02	6 742,53								
	2025	6 845,60					4 721,10	6 845,60								
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2021	4 072,34					2 808,51	4 072,34								
	2022	4 194,51					2 892,76	4 194,51								
	2023	4 320,34					2 979,55	4 320,34								
	2024	4 449,95					3 068,93	4 449,95								
	2025	4 583,45					3 161,00	4 583,45								
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2021	8 696,86					5 997,83	8 696,86								
	2022	8 957,76					6 177,77	8 957,76								
	2023	9 226,50					6 363,10	9 226,50								
	2024	9 503,29					6 554,00	9 503,29								
	2025	9 788,39					6 750,62	9 788,39								
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2021	653,32					450,56	653,32								
	2022	1 575,28					1 086,40	1 575,28								
	2023	1 575,28					1 086,40	1 575,28								
	2024	1 575,28					1 086,40	1 575,28								
	2025	1 575,28					1 086,40	1 575,28								
ДЭС с. Горячие Ключи (Филиал «ЦРКУ» по ВВО Минобороны России)	2021	3 652,74					2 519,46	3 652,74								
	2022	3 652,74					2 519,46	3 652,74								
	2023	3 652,74					2 519,46	3 652,74								

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁸	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год				Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**		Прочие виды топлива	
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.
1 ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2024	3 652,74					2 519,46	3 652,74				
	2025	3 652,74					2 519,46	3 652,74				
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2021	118,08					81,43	118,08				
	2022	118,08					81,43	118,08				
	2023	118,08					81,43	118,08				
	2024	118,08					81,43	118,08				
	2025	118,08					81,43	118,08				
ДЭС «Горное-1», ДЭС «Горное-2» (МУП «Жилкомсервис»)	2021	1 663,74					1 147,41	1 663,74				
	2022	1 663,74					1 147,41	1 663,74				
	2023	1 663,74					1 147,41	1 663,74				
	2024	1 663,74					1 147,41	1 663,74				
	2025	1 663,74					1 147,41	1 663,74				
ДЭС «Южно-Курильская» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2021	16 084,04					11 092,43	16 084,04				
	2022	16 084,04					11 092,43	16 084,04				
	2023	16 741,92					11 546,15	16 741,92				
	2024	17 428,57					12 019,70	17 428,57				
	2025	18 143,97					12 513,08	18 143,97				
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2021	1 708,26					1 178,66	1 708,26				
	2022	1 708,26					1 178,66	1 708,26				
	2023	1 778,13					1 226,87	1 778,13				
	2024	1 851,06					1 277,19	1 851,06				
	2025	1 927,04					1 329,61	1 927,04				
ДЭС «Малокурильское» (МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2021	5 016,124					3 459,40	5 016,124				
	2022	5 016,124					3 459,40	5 016,124				
	2023	5 016,124					3 459,40	5 016,124				
	2024	5 016,124					3 459,40	5 016,124				
	2025	5 016,124					3 459,40	5 016,124				
ДЭС с. Крабозаводское	2021	2 152,96					1 484,80	2 152,96				

Источник электрической (тепловой) энергии ³⁸	Год	Суммарный расход топлива, т.у.т.	Расход топлива в натуральном выражении и в тоннах условного топлива в год										Прочие виды топлива
			Природный газ		Мазут топочный		Дизельное топливо		Уголь**				
			тыс. м³	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.	т.н.т.	т.у.т.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
(МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2022	2 152,96					1 484,80	2 152,96					
	2023	2 152,96					1 484,80	2 152,96					
	2024	2 152,96					1 484,80	2 152,96					
	2025	2 152,96					1 484,80	2 152,96					
Отсутствуют ретроспективные данные, прогнозирование невозможно													
ДЭС «Курильский рыбац» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2021-2025												
Суммарные показатели расхода топлива по Сахалинской области	2021	1 794 889,9	1 232 329,2	1 514 279,1	797,6	1 108,4	36 314,9	52 718,6	232 520,8	226 757,1	17,9	26,8	
	2022	1 814 841,3	1 246 965,0	1 532 828,6	797,6	1 108,4	37 281,7	54 120,4	232 520,8	226 757,1	17,9	26,8	
	2023	1 831 195,4	1 260 472,7	1 547 960,3	797,6	1 108,4	38 124,7	55 342,8	232 520,8	226 757,1	17,9	26,8	
	2024	1 830 581,0	1 258 913,9	1 546 078,0	797,6	1 108,4	38 999,1	56 610,6	232 520,8	226 757,1	17,9	26,8	
	2025	1 829 840,3	1 257 215,9	1 544 026,6	797,6	1 108,4	39 903,3	57 921,4	232 520,8	226 757,1	17,9	26,8	

Таблица 6.2.2.

Прогноз удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой и электрической энергии в период 2021 - 2025 г.г.

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
«Холмская ТЭЦ» (МУП «Тепло»)	2021	225,1	54,66
	2022	225,1	54,66
	2023	225,1	54,66
	2024	225,1	54,66
	2025	225,1	54,66
«Охинская ТЭЦ» (АО «Охинская ТЭЦ»)	2021	165,9	482,8
	2022	164,9	482,8
	2023	163,7	482,8
	2024	165,5	482,8
	2025	165,5	482,8
Мини ТЭЦ с.Ныш (МУП «Водоканал»)	2021	193,3	212,7
	2022	193,3	212,7
	2023	193,3	212,7
	2024	193,3	212,7
	2025	193,3	212,7
ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» (ПАО «Сахалинэнерго») в т.ч.:	2021	139,8	335,7
	2022	139,7	333,8
	2023	139,3	328,5
	2024	139,3	328,5
	2025	139,3	328,5
Паросиловое оборудование «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021	143,0	380,5
	2022	143,0	380,1
	2023	143,7	378,4
	2024	143,7	378,4
	2025	143,7	378,4
5-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021	-	328,6
	2022	-	328,6
	2023	-	329,0
	2024	-	329,0
	2025	-	329,0
4-й энергоблок «Южно-Сахалинской ТЭЦ-1»	2021	125,8	272,6
	2022	126,0	273,5
	2023	124,2	272,1
	2024	124,2	272,1
	2025	124,2	272,1
«Сахалинская ГРЭС» (ПАО «Сахалинэнерго») <i>с. Ильинское</i>	2021	-	450,00
	2022	-	450,00
	2023	-	450,00
	2024	-	450,00
	2025	-	450,00
«Ногликская газовая электрическая станция» (АО «НГЭС»)	2021	-	505,40
	2022	-	505,40
	2023	-	505,40
	2024	-	505,40
	2025	-	505,40

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
Электростанция собственных нужд (ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»)	2021-2025	-	Отсутствуют ретроспективные данные, прогнозирование невозможно
ДЭС «Виахту» (МУП «Транспорт»)	2021	-	599,82
	2022	-	599,82
	2023	-	599,82
	2024	-	599,82
	2025	-	599,82
ДЭС «Хоз» (МУП «Транспорт»)	2021	-	599,82
	2022	-	599,82
	2023	-	599,82
	2024	-	599,82
	2025	-	599,82
ДЭС с. Первомайск (ООО «Энергетик»)	2021	-	345,00
	2022	-	345,00
	2023	-	345,00
	2024	-	345,00
	2025	-	345,00
Мини ТЭЦ «Сфера» (ООО «СахГЭК»)	2021	-	296,92
	2022	-	291,27
	2023	-	288,68
	2024	-	288,68
	2025	-	285,88
Мини ТЭЦ «Сфера-2» (ООО «СахГЭК»)	2021	-	389,15
	2022	-	387,22
	2023	-	383,42
	2024	-	383,42
	2025	-	383,43
ДЭС с. Пихтовое (ООО «Пихтовое»)	2021	-	527,41
	2022	-	522,14
	2023	-	521,39
	2024	-	517,82
	2025	-	510,99
ВДЭС «Новиково» (ОП «Южно-Сахалинская ТЭЦ-1» ПАО «Сахалинэнерго»)	2021	-	372,50
	2022	-	372,50
	2023	-	372,50
	2024	-	372,50
	2025	-	372,50
ДЭС г. Северо-Курильска (МП «ТЭС»)	2021	-	286,31
	2022	-	286,31
	2023	-	286,31
	2024	-	286,31
	2025	-	286,31
ДЭС с. Рейдово (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2021	-	317,23
	2022	-	317,54
	2023	-	317,86

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
	2024	-	318,18
	2025	-	318,50
ДЭС с. Китовый (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2021	-	317,23
	2022	-	317,54
	2023	-	317,86
	2024	-	318,18
	2025	-	318,50
ДЭС «Синтегра» (ООО «Синтегра»)	2021	-	305,29
	2022	-	305,29
	2023	-	305,29
	2024	-	305,29
	2025	-	305,29
ДЭС с. Горячие Ключи (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2021	-	442,95
	2022	-	442,95
	2023	-	442,95
	2024	-	442,95
	2025	-	442,95
ДЭС с. Буревестник (МУП «Жилкомсервис»)	2021	-	413,01
	2022	-	413,01
	2023	-	413,01
	2024	-	413,01
	2025	-	413,01
ДЭС «Горное-1» (МУП «Жилкомсервис»)	2021	-	376,22
	2022	-	376,22
	2023	-	376,22
	2024	-	376,22
	2025	-	376,22
ДЭС «Южно-Курильская» (ОП «Мобильные ГТЭС Кунашир» АО «Мобильные ГТЭС»)	2021	-	359,50
	2022	-	359,50
	2023	-	359,50
	2024	-	359,50
	2025	-	359,50
ДЭС «Лагунная» (Филиал «ЦЖКУ» по ВВО Минобороны России ФГБУ «ЦЖКУ» Министерства обороны Российской Федерации)	2021	-	654,02
	2022	-	654,02
	2023	-	654,02
	2024	-	654,02
	2025	-	654,02
ДЭС «Малокурильское» (МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2021	-	348,91
	2022	-	348,91
	2023	-	348,91
	2024	-	348,91
	2025	-	348,91
ДЭС с. Крабозаводск (МУП «Шикотанское жилищное управление»)	2021	-	367,12
	2022	-	367,12
	2023	-	367,12
	2024	-	367,12
	2025	-	367,12

Наименование источника тепловой энергии	Год	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
		кг.у.т./Гкал	г.у.т./кВт*ч
ДЭС «Курильский рыбак» (ООО «ДальЭнергоИнвест»)	2021- 2025	-	Отсутствуют ретроспективные данные, прогнозирование невозможно

6.3 Топливные ресурсы

Углеводородное сырье

Сахалинская область – старейший регион на Дальнем Востоке, добывающий нефть, газ и газовый конденсат.

Территория Сахалинской области относится к Сахалинской нефтегазоносной области входящая в Охотскую нефтегазоносную провинцию.

На о. Сахалин открыто более 71 месторождения углеводородов, в том числе на прилегающем шельфе Охотского и Японского морей. Почти все разведанные месторождения углеводородного сырья расположены в северо-восточной части о. Сахалин.

Нефти Сахалинских месторождений характеризуются разнообразием физико-химических свойств и группового углеводородного состава. Преобладают запасы легких (64,7%), маловязких (82%), малосернистых (98.7%) и малопарафинистых (70%) нефтей. Отличаются они высокими выходами светлых нефтепродуктов, значительным удельным весом высокооктановых бензинов и ценных масел, низкими потерями в процессе переработки. Основной объем тяжелой высоковязкой нефти содержат пласты месторождений суши. Свободные газы по своему составу, в основном, метановые.

Суммарные геологические ресурсы углеводородов Сахалинской нефтегазоносной области оцениваются в 7.8 млрд. т.у.т., в том числе нефти – 3800 млн. т, свободного газа – 3300 млрд. м³, конденсата – 250.5 млн.т. На Сахалинский шельф приходится 76% ресурсов нефти или 2 900 млн. т, 90% или 2970 млрд. м³ свободного газа, 96% конденсата или 238 млн.т.

Основной объем добычи углеводородного сырья сосредоточен на северо-восточном шельфе о. Сахалин, где реализуется проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» по соглашению о разделе продукции (СРП).

В настоящий момент большинство месторождений суши о. Сахалин находится в завершающей стадии разработки, которая характеризуется падением уровня добычи нефти, ростом её обводнённости и ухудшении технологических свойств газовых залежей.

Добычу углеводородного сырья на территории Сахалинской области по состоянию на 01.01.2021 года осуществляют следующие предприятия:

1. **ООО «РН-Сахалиморнефтегаз»** (старейшее нефтегазодобывающая компания России, ведёт свою историю с 1928 года), на территории МО городской округ «Охинский» и МО «Городской округ Ногликский»;

2. **АО «Сахалинская нефтяная компания»**, на территории МО «Анивский городской округ»;

3. **АО «Петросах»**, на территории МО городской округ «Смирныховский» и МО «Городской округ Ногликский»;

4. **«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»** (проект «Сахалин-2»), на территории МО городской округ «Охинский» и МО «Городской округ Ногликский»;

5. **«Эксон Нефтегаз Лимитед»** (проект «Сахалин-1»), на территории МО городской округ «Охинский» и МО «Городской округ Ногликский»;

6. **АО «РН-Шельф-Дальний Восток»**, на территории МО «Городской округ Ногликский»;

7. **ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»**, на территории МО «Городской округ Ногликский».

Таблица 6.3.1.

Добыча углеводородного сырья за 2016 – 2020 г.г.

Добыча	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Нефть	тыс.тонн	15 817,3	15 692,2	17 129,25	17 748,2	16 128,8
Газовый конденсат	тыс.тонн	2 208,2	2 078,7	2 134,8	2 011,8	2 115,3
Попутный нефтяной газ	млн.м³	2 004,3	2 143,0	2 394,8	2 518,9	2 650,0
Природный газ	млн.м³	27 848,9	28 176,2	30 106,6	29 265,9	28 448,6

Основной объём нефти поставляется на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, лишь небольшая часть нефти используется в качестве топлива на котельных и перерабатывается на «Мини НПЗ» АО «Петросах».

До 2020 года добываемая ООО «РН-Сахалиморнефтегаз» направлялась по нефтепроводу на «Комсомольский НПЗ» (Хабаровский край).

Добываемый газ направляется по газопроводам потребителям о. Сахалин, Хабаровского края и Приморского края, а также отправляется на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в виде сжиженного природного газа (СПГ), который производится на первом заводе СПГ на юге о. Сахалин в с. Пригородное.

Таблица 6.3.2.

Переработка углеводородного сырья в 2016 – 2020 г.г.

Производство	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Бензины	тыс.тонн	15,810	21,980	17,320	15,970	13,260
Дизельное топливо	тыс.тонн	-	-	-	-	-

Производство	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Мазут	тыс.тонн	21,550	21,110	18,140	14,940	3,820
Керосин	тыс.тонн	6,210	5,120	3,840	3,670	0,930
Сжиженный природный газ	тыс.тонн	10 928,7	11 488,2	11 408,3	11 150,0	11 616,0

Угольные ресурсы

Сахалинская область – старейший регион на Дальнем Востоке, добывающий уголь. В Сахалинской области угольные месторождения известны только на о. Сахалин. Угли характеризуются высоким качеством и разнообразными свойствами, вследствие чего могут служить не только энергетическим топливом, но и сырьем для получения металлургического кокса, искусственного жидкого топлива, высококалорийного газа и химических продуктов.

Сахалинские угли по степени метаморфизма бурые (группы 3Б) и каменные (марки Д, ДГ, Г, ГЖО, ГЖ, Ж, К, Т). На некоторых месторождениях встречаются угли переходных групп или марок, отмечены как бурые угли, так и каменные марки Д (подгруппа ДВ).

Общие прогнозные ресурсы угля по о. Сахалин оценены по 52 месторождениям и угленосным площадям: до глубины 300 м составляют 14107 млн. т (до глубины 1500 м – 17913 млн. т). Из общего их количества 77,6% или 10943 млн. т приходится на каменные угли.

Государственным балансом учтено 26 месторождений с запасами категорий А+В+С1 в количестве – 1863 млн. т, С2 – 626 млн. т, забалансовыми – 279 млн.т. В балансовых запасах преобладают бурые угли – 55,5%, длиннопламенные составляют 22,3%, коксующие – 4,4% или 83 млн.т. Запасы каменных и бурых углей для открытой разработки составляют 194 млн. т, сосредоточены они на Вахрушевском, Новиковском, Солнцевском, Горнозаводском, Тихменевском и Красногорском месторождениях.

Угли Сахалинского угленосного бассейна имеют хорошие качественные характеристики. Массовая доля рабочей влаги бурых углей обычно равна 18-25%, каменных – 4-11%. Выход летучих веществ в бурых углях не превышает 53% (средний – 49%), в каменных – 33,5-50%. Угли малосернистые (0,3-0,6%), многофосфорные (0,01-0,08%), мало и среднезольные. Наиболее зольными являются угли марок Г и Д (18-29%), минимальная зольность присуща тощим углям – 8%. Удельная теплота сгорания углей высокая. Бурые угли имеют высшую теплоту сгорания – 30 МДж/кг, низшую – 18 МДж/кг, каменные угли соответственно – 34 и 28 МДж/кг.

Обогатимость углей разных месторождений и пластов внутри одного месторождения не постоянна и изменяется от легкой и средней (верхнедуйские угли) до трудной и чрезвычайно трудной (нижнедуйские угли). Трудная обогатимость палеогеновых углей объясняется наличием в них глинистого материала, тесно связанного с органической массой.

Добычу угля на территории Сахалинской области, по состоянию на 01.01.2021 года, производят следующие действующие предприятия:

1. ООО «КОТЕН», на территории МО городской округ «Александровск-Сахалинский район»;
2. ООО «Бошняковский угольный разрез», на территории МО Углегорский городской округ;
3. ООО «Западная угольная компания», на территории МО Углегорский городской округ;
4. ООО «Солнцевский угольный разрез», на территории МО Углегорский городской округ;
5. ООО «Горняк-1», на территории МО городской округ «Смирныховский» и МО «Невельский городской округ»;
6. ООО «Сахалинуголь-3», на территории МО «Невельский городской округ».

Добыча угля на территории Сахалинской области осуществляется только открытым способом.

Последняя имеющаяся шахта «Ударновская» (ООО «Сахалинуголь-6») была закрыта в 2017 году.

Таблица 6.3.3.

Добыча угля за 2016 – 2020 г.г.

Марка угля	Единица измерения	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1ГВ	тыс. тонн	614,8	900,8	880,5	1 036,9	24,0
Г	тыс. тонн	52,6	51,1	43,3	26,6	-
ДГ	тыс. тонн	-	-	10,1	46,5	856
ЗБ и Д	тыс. тонн	7 183,5	8 065,2	9 852,6	11 863,3	12 788,4
Всего:	тыс. тонн	7 850,9	9 017,1	10 786,5	12 973,3	13 668,4

Основной объём добываемого угля на о. Сахалин направляется на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Внутри Сахалинской области уголь используется только в качестве энергетического топлива.

Топливные ресурсы, перспективное состояние

Согласно прогнозам по Сахалинской области к 2025 году добыча нефти и попутного нефтяного газа относительно показателей 2020 года снизится на 33%, добыча газового конденсата увеличится на 7,4%, а добыча природного газа увеличится на 11,2%.

Таблица 6.3.4.

План добычи углеводородного сырья на 2021 – 2025 г.г.

Добыча	Единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Нефть	тыс. тонн	13 004,7	11 260,9	10 948,8	11 141,6	10 791,4

Добыча	Единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Газовый конденсат	тыс. тонн	1 917,0	1 924,8	2 212,5	2 330,6	2 272,2
Попутный нефтяной газ	млн.м³	2 006,6	2 247,0	2 247,6	2 076,7	1 779,1
Природный газ	млн.м³	27 902,0	28 106,0	29 565,0	32 101,2	31 646,7

Планы по переработке углеводородного сырья к 2025 году, относительно показателей 2020 года, прогнозируют прирост по бензину на 12,4% и снижение по переработке сжиженного газа на 12,8%. Переработка дизельного топлива, мазута и керосина не предусматривается.

Таблица 6.3.5.

План переработки углеводородного сырья в 2021 – 2025 г.г.

Производство	Единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Бензины	тыс. тонн	10,900	13,200	13,400	14,100	14,900
Дизельное топливо	тыс. тонн	-	-	-	-	-
Мазут	тыс. тонн	-	-	-	-	-
Керосин	тыс. тонн	-	-	-	-	-
Сжиженный природный газ	тыс. тонн	9 687,0	9 973,0	10 069,0	10 267,0	10 126,0

К 2025 году, относительно показателей 2020 года, прогнозируется увеличение добычи угля на 17%, что в натуральном выражении составляет 2331,6 тыс. тонн.

Таблица 6.3.6.

План добычи угля за 2021 – 2025 г.г.

Марка угля	Единица измерения	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
1ГВ	тыс. тонн	50	50	50	50	50
Г	тыс. тонн	-	-	-	-	-
ДГ	тыс. тонн	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
ЗБ и Д	тыс. тонн	12 650	14 250	14 350	14 750	14 950
Всего:	тыс. тонн	13 700	15 300	15 400	15 800	16 000

Выводы

Сахалинская область обеспечивает себя в достаточной мере топливными ресурсами (природный газ, уголь). Небольшой объём угля заводится из Кузбасса, только на объекты теплоснабжения Курильских островов. Продукты переработки нефти (бензины, дизельное топливо) почти полностью завозятся с материковой части России.

7. ВЫВОДЫ ПО СИПР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД ДО 2025 ГОДА

При формировании предложений по развитию электрической сети 35 кВ и выше территориальной энергосистемы Сахалинской области на период 2021 – 2025 г.г. вводы, реконструкции и техническое перевооружение объектов электроэнергетики определялись с учётом инвестиционных программ субъектов энергетики и выданных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям, а также анализа перспективного режима работы электрической сети, проведенного с учётом нагрузки в соответствии с договорами на технологическое присоединение.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей (электростанций) приведен в таблице 4.2.1 раздела 4.2.

Пообъектный перечень планируемых к строительству (модернизации) и выводу из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 35 кВ и выше, в том числе перечень предложений по развитию «центров питания», для «Северного энергорайона» - в таблице 7.1, для «Центрального энергорайона» приведён в таблице 7.2, а для децентрализованных энергорайонов – в таблице 7.3.

Таблица 7.1.

Перечень мероприятий по реконструкции электрических сетей 35 кВ на территории «Северного энергорайона» в период 2021 - 2025 г.г.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, планируемые к реализации в соответствии с программой строительства и расширения объектов энергетики по ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»					
1	Второй заход ВЛ 35кВ на ПС 35 кВ Эхаби	2024	Строительство второго захода ВЛ 35 кВ на ПС 35 кВ Эхаби протяженностью порядка 3 км. Реконструкция РУ 35 кВ ПС с образованием схемы №35-4Н	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
2	ПС 35 кВ Сабо	2021	Строительство ПС 35 кВ Сабо (взамен существующих ПС) с трансформаторами 2х1,6 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме №35-4Н	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
3	ПС 35 кВ Западное Сабо	2021	Перевод ПС на напряжение 6 кВ с питанием от вновь сооружаемой ПС 35 кВ Сабо (взамен существующей)	Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
4	ПС 35 кВ НПЭС Сабо				
5	ВЛ 35 кВ «НПС Сабо»	2021	Демонтаж ВЛ-35 кВ, перевод питания ПС на напряжение 6 кВ	Срок службы ЛЭП превысил нормативный	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
6	ВЛ-35 кВ «Западное Сабо»				
7	ПС 35/6кВ 2 площадь м.р. Восточное Эхаби	2024	Строительство ПС-35 кВ «2-я Площадь» (взамен существующей ПС) с двумя трансформаторами мощностью 2х2,5 МВА		ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»
8	ПС 35/6 кВ, ВЛ-35 кВ «Приемо-сдаточного пункта «Сахалин-1»	2022	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35/6 кВ «Вал» до ПС 35/6 кВ «ПСП» протяженностью 18 км. Строительство ПС 35/6 кВ «ПСП» 2х6,3 МВА	Реализация проекта ПСП «Сахалин-1»	ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия по строительству и реконструкции объектов напряжением 35 кВ, планируемые к реализации в соответствии с Программой строительства, капитального ремонта муниципальных электрических сетей Охинского района и оснащения энергетических бригад ООО «Охинские электрические сети»					
8	ПС 35 кВ 28 км	2023	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х1 МВА взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
9	ПС 35 кВ Лагури	2023	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х1 МВА взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
10	ПС 35 кВ Аэропорт	2024	Строительство новой ПС с трансформаторами мощностью 2х1 МВА взамен существующей.	На ПС установлен один трансформатор. Питание ПС осуществляется по одной ЛЭП	ООО «Охинские электрические сети»
11	ПС 35 кВ Медвежье озеро	2021	Строительство новой ПС 35 кВ Медвежье Озеро (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2х2,5 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме №35-4Н	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «Охинские электрические сети»
12	ПС 35 кВ «Новгородская»	2022	Строительство новой ПС 35 кВ Новгородская (взамен существующей ПС) с трансформаторами 2х6,3 МВА, сооружение РУ 35 кВ по схеме №35-4Н	Срок службы оборудования превысил нормативный	ООО «Охинские электрические сети»
13	ВЛ 35 кВ «Новгородская» (Т-601)	2023	Реконструкция ВЛ 35 кВ в части замены провода и линейной арматуры ЛЭП 35 кВ Новгородская	Срок службы ЛЭП превысил нормативный, несоответствие требованиям ПУЭ	ООО «Охинские электрические сети»
Мероприятия, рекомендуемые к реализации для устранения «узких мест»					
14	Строительство сетей 6-35 кВ в районе ПС 35 кВ Москальво	2023	Строительство второй цепи ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – 28 км с отпайкой на ПС 35 кВ Лагури длиной порядка 21,4 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей с. Москальво, с. Некрасовка и с. Лагури Несоответствие ВЛ 35 кВ Москальво современным расчетно-климатическим требованиям к гололедно-ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ (Приложение 3)	ООО «Охинские электрические сети»
			Перевод участка существующей ВЛ 35 кВ 28 км – Москальво на напряжение 6 кВ, перевод ПС 35 кВ Москальво на напряжение 6 кВ с демонтажем РУ 35 кВ и трансформаторов		
			Строительство второй цепи ВЛ 6 кВ 28 км – Москальво длиной порядка 8,4 км проводом марки АС-70		

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
15	Строительство сетей 35 кВ в районе ПС 35 кВ Новгородская	2022	Строительство ВЛ 35 кВ Охинская ТЭЦ – ПС Оха (протяженностью 4,5 км, проводом АС-70)	Повышение надежности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Новгородская Несоответствие ВЛ 35 кВ Новгородская современным расчетно-климатические требованиям к гололедно- ветровым нагрузкам, регламентируемые ПУЭ (Приложение 3)	ООО «Охинские электрические сети»
			Строительство ВЛ 35 кВ ПС Оха – ПС Новгородская (протяженностью 6 км)		
			Демонтаж отпайки от ВЛ 35 кВ Сахарная Сопка на ПС Оха		
16	Строительство сетей 35 кВ в районе ПС 35 кВ Медвежье Озеро	2021	Строительство ВЛ 35 кВ охинская ТЭЦ – Медвежье озеро протяженностью 4 км проводом марки АС-70	Повышение надежности электроснабжения потребителей ПС 35 кВ Медвежье Озеро (Приложение 3)	ООО «Охинские электрические сети»
17	ОРУ-35 кВ «Охинской ТЭЦ»	2025	Реконструкция ОРУ 35 кВ Охинской ТЭЦ, направленная на разработку схемы ОРУ, обеспечивающей надежное электропитание потребителей при нарушении нормальной работы на одной из секций станции. В качестве мероприятия по устранению данного «узкого места» предлагается реконструкция ОРУ 35 кВ Охинской ТЭЦ с применением схемы выдачи мощности с двумя рабочими секционированными выключателем системами шин и обходной системы шин.	Отсутствие двухсекционной схемы ОРУ 35кВ Охинской ТЭЦ с возможностью вывода отходящих линий с нарушением режима на отдельную секцию	АО «Охинская ТЭЦ»

Таблица 7.2.

Перечень мероприятий по реконструкции электрических сетей 35 кВ и выше на территории «Центрального энергорайона» в период 2021 - 2025 г.г.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Мероприятия, планируемые к реализации в рамках технологического присоединения						
1	ПС Краснополюская	2022	K_511-K-Ф-036	Реконструкция ПС Краснополюская с заменой двух автотрансформаторов мощностью 2×32 МВА на новые мощностью 2×63 МВА	ТУ № С/Э-2-13-1646 от 12.08.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «ВГК ТС»	ПАО «Сахалинэнерго»
2	ПС Шахтерская	2022	K_511-K-Ф-037	Реконструкция ПС Шахтерская с заменой двух трансформаторов мощностью 15 и 16 МВА на новые мощностью 2×25 МВА		ПАО «Сахалинэнерго»
3	ПС 35 кВ Конвейерная-1	2022	-	Строительство ПС 35 кВ Конвейерная-1 с трансформаторами мощностью 2×16 МВА		ООО «ВГК ТС»
4	Заходы на ПС 35 кВ Конвейерная-1	2022	-	Строительство заходов ЛЭП-35 кВ от ближайших опор ВЛ 35 кВ Т-451 и Т-408 ПС Шахтерская до проектируемой ПС 35 кВ Конвейерная-1 протяженностью 2×0,5 км		ООО «ВГК ТС»
5	ПС Хомутово	2022	-	Реконструкция ПС Хомутово с заменой двух трансформаторов мощностью 2×10 МВА на новые мощностью 2×16 МВА	ТУ № С/Э-2-13-934 от 04.06.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Сахкомстрой»	ПАО «Сахалинэнерго»
6	ВЛ 35 кВ Т-150	2021	J_511-J-Ф-ТП003	Реконструкция ВЛ 35 кВ Т-150 в двухцепную проводом АЕРО-Z 177 на металлических опорах от ПС Хомутово до ПС Хомутово-2 и заменой существующего провода АС-120 на провод АЕРО-Z 177.	ТУ № С/Э-2-13-2768 от 13.12.2018 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАУ «СТК «Горный воздух»	ПАО «Сахалинэнерго»
7	Новые КЛ до ПС 35 кВ Горная деревня	2021		Строительство двух КЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Т-127, Т-128 до проектируемой ПС 35 кВ Горная деревня протяженностью 2×3,9 км		ПАО «Сахалинэнерго»
8	ПС 35 кВ Горная деревня	2021		Строительство новой ПС 35 кВ Горная деревня трансформаторной мощностью 2×10 МВА		ПАО «Сахалинэнерго»

³⁹ В соответствии с инвестиционной программой ПАО «Сахалинэнерго» (для объектов, реализуемых ПАО «Сахалинэнерго»)

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
9	ПС Стародубская	2021	J_511-K-Ф-ТП058	Реконструкция ПС Стародубская с заменой Т1 мощностью 2,5 МВА на новый мощностью 4 МВА	ТУ № С/Э-2-13-1053 от 15.05.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Афалина»;	ПАО «Сахалинэнерго»
10	КВЛ 35 кВ от ПС Радиоцентр до ПС Охотская	2023	J_511-J-Ф-ТП004	Строительство КВЛ 35 кВ от ПС Радиоцентр до проектируемой ПС Охотская с организацией захода-выхода на ПС Подорожка протяженностью 22,5 км	ТУ № С/Э-19/1-13-122 от 29.01.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Департамента имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский» <i>Строительство осуществляется в рамках реализации ФЗ от 01.05.2016 №119-ФЗ (Дальневосточный гектар)</i>	ПАО «Сахалинэнерго»
11	КЛ 35 кВ от ПС Лесная	2023		Строительство КЛ 35 кВ от ПС Лесная до проектируемой ПС Охотская протяженностью 6 км		ПАО «Сахалинэнерго»
12	ПС 35 кВ Подорожка	2023	-	Строительство ПС 35 кВ Подорожка с двумя секциями 35 кВ проходного типа с двумя трансформаторами и БСК		Департамент имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский»
13	ПС 35 кВ Охотская	2023	-	Строительство ПС 35 кВ Охотская с трансформаторами мощностью 2×10 МВА и установкой БСК мощностью 2×1,6 Мвар	ТУ № С/Э-19/1-13-123 от 29.01.2020 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств Департамента имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский» <i>Строительство осуществляется в рамках реализации ФЗ от 01.05.2016 №119-ФЗ (Дальневосточный гектар)</i>	Департамент имущественных отношений администрации ГО «Корсаковский»
14	Заходы на ПС 110 кВ Солнечная	2021	-	Строительство захода от опоры №10 действующей двухцепной ЛЭП-110 кВ С-41, С-42 проводом АЕРО-Z до проектируемой ПС 110 кВ протяженностью 1,8 км	ТУ № С/Э-2-13-1946 от 25.09.2019 на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Солнцевский угольный разрез»	ООО «Солнцевский угольный разрез»
15	ПС 110 кВ Солнечная	2021	-	Строительство телемеханизированной ПС 110 кВ с трансформаторами мощностью 2×16 МВА	ООО «Солнцевский угольный разрез»	ООО «Солнцевский угольный разрез»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализа ции	Идентификацио нный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
16	ПС-35 кВ Науки	2023	-	Реконструкция ПС 35 кВ Науки с заменой существующих трансформаторов 2×10 МВА на новые мощностью 2×16 МВА	В настоящее время суммарная мощность в соответствии с закрытыми договорами технологического присоединения (ДТП) на ПС 35 кВ Науки составляет 1,369 МВт. Ожидаемый приrost мощности в соответствии с заключенными ДТП на период до 2023 г. составляет 13,613 МВт. Ожидаемая нагрузка ПС 35 кВ Науки на этап 2023 г. составит 14,982 МВт (16,647 МВА). Таким образом, при аварийном отключении Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 166% от Sном, что недопустимо. Следовательно, для осуществления технологического присоединения необходимо выполнить реконструкция ПС 35 кВ Науки с увеличением трансформаторной мощности.	МУП «Электросервис»
Мероприятия, рекомендуемые к реализации для устранения «узких мест»						
1	ПС 35 кВ Быков	2025	-	Реконструкция ПС с заменой трансформатора Т2- 1,8-35 мощностью 1,8 МВА на новый мощностью 2,5 МВА	Превышение длительно допустимого значения перегрузки трансформаторного оборудования (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
2	ПС 35 кВ Городская	2025	-	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2х10 МВА на новые мощностью 2х16 МВА		ПАО «Сахалинэнерго»
3	ПС 110 кВ Петропавловска я	2025	-	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2х2,5 МВА на новые мощностью 2х6,3 МВА.		ПАО «Сахалинэнерго»
4	ПС 35 кВ Соловьевка	2025	-	Реконструкция ПС с заменой трансформаторов мощностью 2х1,6 МВА на новые мощностью 2х2,5 МВА		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
5	ПС 110 кВ Южно-Сахалинская	2025	-	1) Замена ТТ ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц (С13) на новый с номинальным током не менее 806 А; 2) Замена ТТ ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 2ц (С14) на новый с номинальным током не менее 806 А; 3) Замена ТТ ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Южная (С12) на новый с номинальным током не менее 656 А; 4) Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц. (С13) с действием на отключение нагрузки в районе ПС 110 кВ Промузел объёмом 3 МВт; 5) Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 2ц. (С14) с действием на отключение нагрузки в районе ПС 110 кВ Промузел объёмом 3 МВт;	Недопущение перегрузок при нормативных возмущениях (Приложение 3)	ПАО «Сахалинэнерго»
6	ПС 110 кВ Южная	2025	-	1) Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Южная (С12) на новую с допустимым током не менее 656 А при температуре наружного воздуха -5°C; 2) Замена ВЧЗ ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Южная (С12) на новый с номинальным током не менее 656 А.		ПАО «Сахалинэнерго»
7	ПС 110 кВ Промузел	2025	-	При проведении модернизации по проекту 1_511-I-Ф-005: 1) Допустимые токи оборудования ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 1ц (С13) при температуре наружного воздуха -5°C должны быть не ниже 620 А; 2) Допустимые токи оборудования ВЛ 110 кВ Южно-Сахалинская - Промузел с отп. на Центр 2ц (С14) при температуре наружного воздуха -5°C должны быть не ниже 620 А; 3) Допустимые токи оборудования ВЛ 110 кВ Центр - Юго-Западная (С3) при температуре		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				наружного воздуха -5°C должны быть не ниже 806 А; 3) Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Центр – Юго-Западная (СЗ) с действием на отключение нагрузки в районе ПС 110 кВ Юго-Западная объёмом 7 МВт.		
8	ПС 110 кВ Юго-Западная	2025	-	1) Замена ТТ ВЛ 110 кВ Центр – Юго-Западная (СЗ) на ПС 110 кВ Юго-Западная на новый с допустимым током не менее 806 А; 2) Замена ТТ ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Хомутово (СЗ) на новый с допустимым током не менее 663 А.		ПАО «Сахалинэнерго»
9	ПС 110 кВ Хомутово-2	2025	-	Замена ТТ ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Хомутово (СЗ) на новый с допустимым током не менее 663 А		ПАО «Сахалинэнерго»
10	ВЛ 110 кВ Холмск-Южная – Невельская-2 с отп.	2025	-	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Холмск-Южная – Невельская-2 с отп. с действием на отключение генератора Южно-Сахалинской ТЭЦ-3		ПАО «Сахалинэнерго»
Мероприятия, планируемые к реализации в соответствии с инвестиционной программой ПАО «Сахалинэнерго»						
1	ПС 220 кВ Красногорская	2024	H_511-H551	Реконструкция ПС «Красногорская 220/35/10 кВ» с установкой второго трансформатора 25 МВхА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей (перенос с ПС «Ильинская 220/35/10 кВ»), в т.ч. разработка проектной документации. Западный базовый сетевой район		ПАО «Сахалинэнерго»
2	ПС 220 кВ Смирных	2025	H_511-H550	Реконструкция ПС «Смирных 220/110/35/10 кВ» с установкой второго автотрансформатора 63 МВ*А для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей Восточный базовый сетевой район.	Установка второго трансформатора позволит повысить надежность электроснабжения потребителей	ПАО «Сахалинэнерго»
3	ПС 220 кВ Тымовская	2030	K_511-K-Ф-231	Реконструкция ПС 220/110/35/10 кВ Тымовская (замена и установка оборудования ОРУ-220 - 3 ячейки, 110 кВ - по схеме 110-9, 35 кВ - 7 ячеек. Установка второго автотрансформатора 220/110/35 63 МВА. Замена оборудования РЗА, пересмотр		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализа- ции	Идентификаци- онный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общестроительные работы. Разработка ПСД)		
4	ПС 220 кВ Чеховская	2030	K_511-K-Ф-232	Реконструкция ПС 220/35/10 кВ Чеховская (дооборудование ОРУ-220 - 5 ячеек, 35 кВ - 5 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-10 кВ - 14 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж второго трансформатора 10 МВА)		ПАО «Сахалинэнерго»
5	ПС 110 кВ Правда	2029	K_511-K-Ф-233	Реконструкция ПС 110/6 кВ Правда (дооборудование ОРУ-110 - 3 ячейки (реконструкция по схеме «заход-выход»)). Установка второго трансформатора 110/35/6 - 10 МВА)		ПАО «Сахалинэнерго»
6	ПС 35 кВ Горнозаводская	2027	H_511-H549	Реконструкция ПС «Горнозаводская 35/10 кВ» с установкой второго трансформатора 10 МВхА для обеспечения второй категории энергоснабжения потребителей Юго-западный базовый сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
7	ПС 35 кВ Молодежная	2026	K_511-K-Ф-235	Реконструкция ПС 35/10 кВ Молодежная (замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки, КРУН-10 кВ - 2 ячейки, ТСН. Монтаж второго трансформатора 2,5МВА)		ПАО «Сахалинэнерго»
8	ВЛ 35 кВ Шахтерская- Бошняково	2021	I_511-I-Ф-008	Строительство ВЛ-35кВ ПС Шахтерская - ПС Бошняково (63,31 км ВЛ, установка ВЭБ 35 кВ - 1 шт. на ПС Шахтерская, строительство ПС Тельновская-2 (трансформатор 1 МВА-1 шт., реклоузер 35 кВ - 1шт, реклоузер 6 кВ - 1 шт), реконструкция ПС Бошняково (реклоузер 35 кВ - 1 шт), строительство ПС Лесогорская - 2 (трансформатор 1,6 МВА - 1шт, реклоузер 35 кВ - 1 шт, реклоузер 6 кВ - 2 шт)	Строительство создаст возможность подключения новые потребителей	ПАО «Сахалинэнерго»
9	ПП Тихменев	2021	J_511-J-Ф-373	Строительство переключющего пункта «Тихменев 35 кВ» с установкой 4 выключателей 35 кВ, в т.ч. разработка проектной документации. Восточный базовый сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
10	ПС 35 кВ Тихменев-2	2026	L_511-L-Ф-198	Строительство ПС 35/10 кВ «Тихменев-2» с трансформатором 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА,		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				реклоузером 35 кВ - 1 шт. и реклоузерами 10 кВ - 4 шт. Восточный базовый сетевой район. ВРЭС. Реконструкция ПС 220/110/35/6 Ноглики		
11	ПС 220 кВ Ноглики	2023	J_511-K-Ф-023	демонтаж ОРУ-220 кВ, автотрансформатора 220/110/35 63 МВА, ТМН-6300/35, ТМ-4000/35. Замена ОРУ-35 кВ - 7 ячеек на КРУН-35кВ. Монтаж 2-х трансформаторов 110/35/6 2*25 МВА. Установка 2-х ячеек 110 кВ. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. Общепоисследовательские работы.		ПАО «Сахалинэнерго»
12	ПС 220 кВ Холмская	2030	J_511-K-Ф-022	Реконструкция ПС 220/110/35/10/6 Холмская (монтаж КРУЭ-220 - 5 ячеек, КРУЭ-110кВ - 6 ячеек, КРУЭ-35 - 7 ячеек, «ретрофит» ячеек ЗРУ-6 кВ - 36 ячеек, 2-а ТСН. Монтаж 2-го трансформатора 110/35/10 40 МВА. Замена оборудования РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА).		ПАО «Сахалинэнерго»
13	ПС 110 кВ Промузел	2021	I_511-I-Ф-005	Модернизация ПС 110/6 кВ Промузел (устройство 7 ячеек 110кВ) с заменой масляных выключателей 110кВ - 2шт., монтажом элегазовых выключателей 110кВ - 2шт., монтажом трансформатора 110кВ - 2шт., монтажом трансформаторов напряжения 110кВ - 1шт., монтажом ранее демонтированных силовых трансформаторов мощностью 2х25 МВА - 2 шт., в том числе разработка проектной документации	Реконструкция ПС с заменой оборудования по техническому состоянию	ПАО «Сахалинэнерго»
14	ПС 110 кВ Южная	2026	J_511-K-Ф-014	Реконструкция ПС «Южная» 110/35/6 кВ путем замены ОРУ-110 - 6 ячеек, КРУН-35кВ - 6 ячеек, КРУН-6кВ - 50 ячеек, 4-е ТСН. Замена трансформаторов на 2*63 МВА. Реконструкция системы оперативного тока. Замена оборудования РЗА, пересмотр состава РЗА, установка новых шкафов и терминалов РЗА. в т.ч. разработка проектной документации		ПАО «Сахалинэнерго»
15	ПС 35 кВ Березняки	2021	K_511-K-Ф-038	Реконструкция «ОРУ-35 кВ ПС Березняки» 35/10 кВ (замена двух силовых трансформаторов 2,5МВА на два силовых трансформатора 6,3МВА)		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
16	ПС 35 кВ Гастелло	2026	L_511-L-Ф-014	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Гастелло» с заменой трансформатора 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА и заменой маслоприемника объемом 0,75 куб. м на маслоприемник объемом 4 куб.м. Восточный базовый сетевой район. ПСР.		ПАО «Сахалинэнерго»
17	ПС 35 кВ Город	2026	L_511-L-Ф-013	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Город» с заменой трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА и строительством маслоприемника объемом 11,4 куб.м. Восточный базовый сетевой район. ПСР.		ПАО «Сахалинэнерго»
18	ПС 35 кВ Кошевое	2026	L_511-L-Ф-015	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Кошевое» с заменой трансформатора 35/6 кВ мощностью 0,38 МВА, разъединителя 35 кВ-1 шт., с установкой реклоузера 35 кВ-1 шт. и реклоузера 10 кВ - 1 шт. Восточный базовый сетевой район. ССР.		ПАО «Сахалинэнерго»
19	ПС 35 кВ Ново-Александровская	2025	K_511-K-Ф-241	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ново-Александровская (замена и установка оборудования КРУН-35 кВ - 7 ячеек, замена трансформаторов на 2*10 МВА)		ПАО «Сахалинэнерго»
20	ПС 35 кВ Первомайская	2026	K_511-K-Ф-243	Реконструкция ПС 35/6 кВ Первомайская (замена и установка оборудования ОРУ-35 кВ - 3 ячейки, КРУН-6 кВ - 20 ячеек + 2-а ТСН монтаж трансформатора 10МВА)		ПАО «Сахалинэнерго»
21	ПС 35 кВ Тамбовка	2021	K_511-K-Ф-067	Реконструкция ПС «Тамбовка» 35/10 кВ замена трансформатора Т1 мощностью 1МВА на 2,5 МВА. Реконструкция ОРУ-35кВ ПС «Тамбовка» с заменой заменой ВМ-35 на ЭВ-35кВ, замена РНД-35 на РНДз-35, реконструкция КРУН-10кВ ПС «Тамбовка» 35/10 кВ с монтажом линейного вакуумного выключателя 10кВ в ячейке №2, с заменой трансформаторов тока 100/5 на 150/5		ПАО «Сахалинэнерго»
22	ВЛ 220 кВ Д-12	2022	L_511-L-Ф-048	Реконструкция ВЛ 220 кВ Д-12 с заменой металлической опоры №64 и фундамента -1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район, ХСР.	Замена опор ВЛ по техническому состоянию	ПАО «Сахалинэнерго»
23	ВЛ 220 кВ Д6	2021	F_511-321	Реконструкция ВЛ 220кВ диспетчерский № Д6 с		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				замены опор № 87, 89, 90, 139 158, 159, опор № 146, 147, 148, 149, 150, 151 типа ППГВ-746, опор №97 типа СП-25МП, оп. № 152, 153, 154, 155, 156, 77 типа ППГВ-746, опоры № 71 типа У-36М, опор №72, 69 типа СП-25МП, №157, опор № 67, 68, 74, 75 - 27шт. (6,75 км) Юго-Западный базовый сетевой район		«Сахалинэнерго»
24	ВЛ 220 кВ Д9	2021	F_511-324	Реконструкция ВЛ-220 кВ диспетчерский № Д9 с заменой опор № 141, 143, 146, монтажом дополнительной опоры промежуточного типа в пролете опор 142-143, заменой провода 9,1 км. трассы, заменой опор № 142, 144, 145, 137-140, 127 - 8 шт., заменой опор №128-136, 125, 124, 123-12 шт. Южно-Сахалинский сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
25	ВЛ 110 кВ С11	2022	K_511-K-Ф-177	Реконструкция ВЛ 110 кВ С11 путем увеличения протяженности линии на 1,1 км с совместным подвесом на ВЛ 110 кВ С-2 (от ПС «Южная 110/35/6 кВ» до ПС «Хомутово-2 110/35/10 кВ») от опоры № 58 до №63 ПС «Южная 110/35/6 кВ. Южно-Сахалинский сетевой район		ПАО «Сахалинэнерго»
26	ВЛ 110 кВ С18,19	2025	I_511-I0194	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ диспетчерский номер С18,19 с заменой провода АС на АСК протяженностью 2,5 км. Южно-сахалинский сетевой район.	Реконструкция ВЛ по техническому состоянию	ПАО «Сахалинэнерго»
27	ВЛ 110 кВ С21	2021	H_511-H216	Реконструкция ВЛ-110 кВ С21 замена провода АС на АСК в пролетах оп. №1-11 (2,7 км трассы - совместная подвеска с Д9), №21-36 (3,8 км трассы - совместная подвеска с С22), замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участке опор №18-21 (1,3 км).		ПАО «Сахалинэнерго»
28	ВЛ 110 кВ С22	2025	H_511-H1681	Реконструкция ВЛ-110 кВ С22 замена провода АС на АСК и сцепной арматуры верхнего и нижнего узла крепления на участках опор: №№ 29-40 (4,8 км трассы); №№1-16 (3,7 км трассы - совместная подвеска с С21), - заменой провода АС на		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Идентификационный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участках опор №№ 40-64 (7,1 км трассы), №№ 16-21 (2,2 км) - замена опоры №156, замена промежуточной опоры №32 на анкерную, замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником сечением 150 мм2 на участке опор №№ 64-71 (2,1 км трассы) - замена оп.47 и замена провода АС на неизолированный компактированный провод с усиленным стальным сердечником на участках опор №№ 71-83 (3,262 км трассы)		
29	ВЛ 110 кВ С-22	2022	I_511-I0195	Реконструкция ВЛ-110кВ диспетчерский номер С-22 с заменой опоры №36 типа СП21М на анкерную опору типа УЗ6М - 1 шт. Юго-Западный базовый сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
30	ВЛ 110 кВ С-31	2022	I_511-I0196	Реконструкция ВЛ-110 кВ диспетчерский номер С-31 от «ПС Лермонтовка 220/110/35/10 кВ до ПС «Поронайская 110/35/10 кВ», замена изоляции, провода АС на АСК и стальной арматуры 110кВ на участке от опоры №1 до опоры №75 протяженностью 11,55 км.		ПАО «Сахалинэнерго»
31	ВЛ 35 кВ Т-121	2022	J_511-K-Ф-007	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-121 ПС Дачная 35/10 кВ - ПС Тамбовка 35/10 кВ протяженностью 12,44 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Тамбовка.		ПАО «Сахалинэнерго»
32	ВЛ 35 кВ Т-122	2022	J_511-K-Ф-008	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-122 ПС Агар 35/10 кВ - ПС Соловьевка 35/10 кВ протяженностью 11,1 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.		ПАО «Сахалинэнерго»
33	ВЛ 35 кВ Т-126	2022	J_511-J-Ф-143	Реконструкция линии электропередачи ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-126 от ПС «Хомутово-2»		ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализа- ции	Идентификаци- онный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				110/35/10 кВ до ПС «Олимпиада» 35/10 кВ (2 км) Реконструкция ВЛ-35кВ Т-129 ПС Соловьевка 35/10 кВ - ПС Дачная 35/10 кВ протяженностью 5,67 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.		ПАО «Сахалинэнерго»
34	ВЛ 35 кВ Т-129	2022	J_511-K-Ф-006	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-132 ПС Тамбовка 35/10 кВ - ПС Чапаево 35/10 кВ протяженностью 5,92 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции. Монтаж линейной ячейки 35кВ на ПС Чапаево 35/10 кВ и ПС Тамбовка 35/10 кВ.		ПАО «Сахалинэнерго»
35	ВЛ 35 кВ Т-132	2022	J_511-K-Ф-009	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-133 ПС Чапаево 35/10 кВ - ПС Лесная 35/10 кВ протяженностью 15,43 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.		ПАО «Сахалинэнерго»
36	ВЛ 35 кВ Т-133	2022	J_511-K-Ф-010	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-134 от ПС «Корсаковская 110/35/10 кВ» до ПС «Городская 35/10 кВ», с заменой провода на АСК- 120 протяженностью 4,3 км. Корсаковский сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
37	ВЛ 35 кВ Т-134	2024	J_511-J-Ф-280	Реконструкция ВЛ-35кВ Т-139 ПС «Корсаковская» 110/35/10 кВ - ПС «Агар» 35/10 кВ протяженностью 2,08 км с полной заменой опор и заменой провода по всей трассе ЛЭП на антигололедный расчетного сечения, включая замену арматуры и изоляции.		ПАО «Сахалинэнерго»
38	ВЛ 35 кВ Т-139	2022	J_511-K-Ф-005	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-141 от ПС «Корсаковская» 110/35/10 кВ до ПС «Озерская» 35/10 кВ с заменой деревянных опор 82 шт., АП-образных опор №25, 28, 34, 47, 54 - 5 шт., П-образных опор № 26, 27, 29-33, 35-46, 48-53, 55-57 - 28 шт., П-образных опор №58-106 - 49 шт., П-образных опор № 160, 162-169, 171-175, 177, 178 -		ПАО «Сахалинэнерго»
39	ВЛ 35 кВ Т-141	2023	F_511-387			ПАО «Сахалинэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Год реализа- ции	Идентификаци- онный номер ³⁹	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
				16 шт., П-образных опор № 179, 181-184, 186, 188, 189, 192, 193, АП-образных опор № 161, 166, 180, 185, 187, 190, 191, АП-образных опор № 80, 81, 93, П-образных опор № 194-196, 198-202, 204, 205, 208, 209, 257-268 - 43 шт., АП-образных опор № 197, 203, 256, 269, П-образных опор № 8-11, 13-16, 18, 19, 22, 23 - 16 шт. Корсаковский сетевой район		
40	ВЛ 35 кВ Т-150	2021	K_511-K-Ф-066	Реконструкция «ВЛ-35 кВ Т-150 ПС Хомутово 35/10/6 кВ - ПС Хомутово-2 110/35/10 кВ» с заменой провода на провод АЕРО-Z-177, монтажом второй цепи 35кВ (протяженность определяется при разработке ПСД). Южно-Сахалинский сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
41	ВЛ 35 кВ Т-208	2024	I_511-I0190	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский номер Т-208 с заменой провода протяженностью 3,6 км. Юго-западный базовый сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
42	ВЛ 35 кВ Т-312	2024	I_511-I0189	Реконструкция ВЛ-35 кВ диспетчерский номер Т-312 ПС «Лермонтовка» - ПС «Разрез» с заменой металлических опор (36 шт) и провода, протяженностью 5 км		ПАО «Сахалинэнерго»
43	ВЛ 35 кВ Т-507	2021	F_511-403	Реконструкция ВЛ 35 кВ диспетчерский № Т-507 от ПС «Адо-Тымово 35/10 кВ» до ПС «Арги-Паги 35/10 кВ», с заменой деревянных опор и провода, протяженностью 3,726 км. Центральный базовый сетевой район.		ПАО «Сахалинэнерго»
Мероприятия, планируемые к реализации в соответствии с инвестиционной программой ОАО «РЖД»						
1	ПС 35 кВ Взморье	2021	I_ДВОСТ-1	Техническое перевооружение трансформаторной подстанции Взморье с заменой оборудования ОРУ-35	Реконструкция ПС с заменой оборудования по техническому состоянию	ОАО «РЖД»

Таблица 7.3.

Перечень мероприятий по реконструкции электрических сетей 35 кВ на территории децентрализованных энергорайонов в период 2021 - 2025 г.г.

№ п/п	Наименование объекта	Год реализации	Мероприятие	Обоснование необходимости реализации проекта	Организация, осуществляющая реализацию мероприятий
Энергорайон «Новиково»					
1	ВЛ 35 кВ Новиково-Береговое-Озерская с отпайкой на Муравьево	2025	Сооружение ВЛ 35 кВ Новиково-Береговое-Озерская с отпайкой на Муравьево (СИП-3 70, 50 км) с ТП 35/6 кВ Новиково, ТП 35/6 кВ Береговое и ТП 35/0,4 Муравьево и резервной ДЭС 500 кВт	Мероприятия по замещения выбывающих мощностей Новиковской ДЭС	ПАО «Сахалинэнерго»
«Южно-Курильский энергорайон»					
2	ПС 35 кВ Южно-Курильская	2023	РП-3 «ПС- 35 Ю.-Курильск»- замена двух трансформаторов с 4 МВА на 6,3 МВА	Инвестиционная программа АО «Мобильные газотурбинные электрические станции»	АО «Мобильные газотурбинные электрические станции»

**Карта-схема территориальной энергосистемы
Сахалинской области на 01.01.2021 г.**

Карта-схема территории Ленинградской энергосистемы: Сахалинской области на 01.01.2021

Легенда:

Объект	Символ
Электростанция	■
Подстанция	●
Линия электропередачи	—
Линия электропередачи 110 кВ	—
Линия электропередачи 220 кВ	—
Линия электропередачи 330 кВ	—
Линия электропередачи 500 кВ	—
Линия электропередачи 750 кВ	—
Линия электропередачи 1150 кВ	—

Relative abundance	
masses (m/z)	det. compound
Thermochromane	
126 (M ⁺)	■
134	■
136	■
Polychromane	
150 (M ⁺)	●
156	●
168	■
Limon	
168 (M ⁺)	—
180 (M ⁺)	—
192 (M ⁺)	—
204 (M ⁺)	—
216 (M ⁺)	—

Приложение Б**Карта-схема территориальной энергосистемы
Сахалинской области на период до 2025 г.**

[illegible]