



ГУБЕРНАТОР ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ПОСТАНОВЛЕНИЕ

29 апреля 2022 г.

№ 63-ПГ

г. Салехард

Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2023 – 2027 годов

В целях исполнения требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823, **п о с т а н о в л я ю:**

1. Утвердить прилагаемые схему и программу перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2023 – 2027 годов.

2. Признать утратившими силу:

постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 28 апреля 2021 года № 65-ПГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2022 – 2026 годов»;

постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 30 сентября 2021 года № 136-ПГ «О внесении изменения в пункт 4.8 схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2022 – 2026 годов»;

пункт 2 изменений, которые вносятся в некоторые постановления Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа, утвержденных постановлением Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 22 декабря 2021 года № 169-ПГ.

3. Настоящее постановление вступает в силу с 01 января 2023 года.

Губернатор
Ямало-Ненецкого автономного округа



Д.А. Артюхов

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Губернатора
Ямало-Ненецкого автономного округа
от 29 апреля 2022 года № 63-ПГ

СХЕМА И ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого
автономного округа на период 2023 – 2027 годов

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2023 – 2027 годов (далее – схема и программа) разработаны во исполнение требований Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823.

I. Общая характеристика Ямало-Ненецкого автономного округа

1.1. Географические особенности региона.

Ямало-Ненецкий автономный округ (далее – ЯНАО) – субъект Российской Федерации (далее – РФ), входит в состав Уральского федерального округа (далее – УрФО). Административный центр ЯНАО – город Салехард. Граничит с Ненецким автономным округом, Республикой Коми, Ханты-Мансийским автономным округом - Югрой (далее – ХМАО), Красноярским краем.

ЯНАО расположен в арктической зоне, на севере крупнейшей в мире Западно-Сибирской равнины и занимает обширную территорию – более 750 тысяч квадратных километров. Больше половины территории расположено за Полярным кругом, охватывая низовья Оби с притоками, бассейны рек Надыма, Пура и Таза, полуостров Ямал, Тазовский, Гыданский, группу островов в Карском море (Белый, Шокальский, Неупокоева, Олений и др.), а также восточные склоны Полярного Урала. Крайняя северная точка материковой части ЯНАО находится на уровне 72 градусов 60 минут северной широты.

Рельеф ЯНАО представлен двумя частями: горной и равнинной. Равнинная часть почти на 90% лежит в пределах высот до 100 метров над уровнем моря. Горная часть ЯНАО занимает неширокую полосу вдоль Полярного Урала и представляет собой крупные горные массивы общей протяженностью свыше 200 километров. Средняя высота южных массивов 600 – 800 метров, а ширина 200 – 300 метров. Наиболее высокими вершинами являются горы: Колокольня (1 305 метров), Пай-Ер (1 499 метров). Севернее высота гор достигает 1 000 – 1 300 метров. Главный водораздельный хребет

Полярного Урала извилист, его абсолютные высоты достигают 1 200 – 1 300 метров и выше.

На территории ЯНАО расположено около 300 тысяч озер (крупнейшие – Ярато, Нейто, Ямбуто) и 48 тысяч рек (главные – Обь, Таз, Пур и Надым). На севере к берегам Карского моря и его заливов примыкают морские равнины. Южнее расположены моренные и водно-ледниковые равнины, основные черты рельефа которых связаны с оледенением четвертичного периода.

Северная граница ЯНАО, омываемая водами Карского моря, имеет протяженность 5 100 километров и является частью Государственной границы РФ (около 900 километров). На западе по Уральскому хребту ЯНАО граничит с Ненецким автономным округом и Республикой Коми, на юге – с ХМАО, на востоке – с Красноярским краем.

1.2. Климатические особенности региона.

ЯНАО располагается в центре северной части Евразии. Высокоширотное расположение его территории, небольшой приток солнечной радиации, значительная удаленность от теплых воздушных и водных масс Атлантического и Тихого океанов, равнинный рельеф, открытый для вторжения воздушных масс с Арктики в летнее время и переохлажденных континентальных масс зимой, определяют резкую континентальность и суровость климата.

На формирование климата влияют многолетняя мерзлота, близость холодного Карского моря, глубоко вдающиеся в сушу морские заливы, обилие болот, озер и рек. Продолжительная зима, короткое прохладное лето, сильные ветры, незначительная мощность снежного покрова – все это способствует промерзанию почвы на большую глубину. Среднегодовая температура воздуха отрицательная, а на Крайнем Севере ниже минус 10°C. Зима холодная, длится около 8 месяцев. Минимальные температуры опускаются до минус 59°C. Лето короткое, умеренно прохладное. Наиболее теплый месяц на юге ЯНАО – июль, на севере – конец июля, август. В это время температура может подняться до плюс 30°C на всей территории. Самый холодный месяц – январь, самые низкие температуры наблюдаются на юго-востоке ЯНАО с удалением от моря и увеличением континентальности климата. Характерной чертой для территории ЯНАО является преобладание циклонического типа погоды в течение всего года, особенно в переходные сезоны и в начале зимы. В связи с этим с декабря по февраль, а также в августе и сентябре наблюдаются туманы. Довольно часты магнитные бури, в зимнее время они нередко сопровождаются полярным сиянием.

1.3. Административно-территориальное деление и территориальная организация местного самоуправления региона.

1.3.1. Административно-территориальное деление ЯНАО¹:

1) районы:

¹ В соответствии с Законом ЯНАО № 42-ЗАО от 06 октября 2006 года «Об административно-территориальном устройстве Ямало-Ненецкого автономного округа».

- Красноселькупский с административным центром в селе Красноселькуп;

- Надымский с административным центром в городе Надыме;
- Приуральский с административным центром в селе Аксарка;
- Пуровский с административным центром в городе Тарко-Сале;
- Тазовский с административным центром в поселке Тазовский;
- Шурышкарский с административным центром в селе Мужы;
- Ямальский с административным центром в селе Яр-Сале;

2) города окружного значения:

- Губкинский;
- Муравленко;
- Надым;
- Новый Уренгой;
- Ноябрьск;
- Лабытнанги;
- Салехард.

1.3.2. Территориальная организация местного самоуправления ЯНАО:

- муниципальное образование (далее – МО) город Салехард (далее – город Салехард);

- МО город Ноябрьск (далее – город Ноябрьск);

- МО город Новый Уренгой (далее – город Новый Уренгой);

- МО город Муравленко (далее – город Муравленко);

- городской округ (далее – ГО) город Лабытнанги ЯНАО (далее – город Лабытнанги);

- ГО город Губкинский ЯНАО (далее – город Губкинский);

- муниципальный округ Надымский район ЯНАО (далее – Надымский район);

- муниципальный округ Тазовский район ЯНАО (далее – Тазовский район);

- муниципальный округ Пуровский район ЯНАО (далее – Пуровский район);

- муниципальный округ Красноселькупский район ЯНАО (далее – Красноселькупский район);

- муниципальный округ Ямальский район ЯНАО (далее – Ямальский район);

- муниципальный округ Приуральский район ЯНАО (далее – Приуральский район);

- МО Шурышкарский район (далее – Шурышкарский район).

За пятьдесят лет численность населения в регионе достигла к 01.01.2022 552 117 человек. Численность населения в разрезе МО приведена в таблице 1.

Таблица 1

Численность населения в разрезе МО
(численность населения представлена на 01.01.2022)

МО	Численность начеления (человек)
1	2
Город Салехард	52 272
Город Ноябрьск	109 488
Город Новый Уренгой	118 667
Город Муравленко	31 332
Город Лабытнанги	32 586
Город Губкинский	38 336
Надымский район	67 273
Тазовский район	17 779
Пуровский район	42 693
Красноселькупский район	5 627
Ямальский район	17 139
Приуральский район	9 489
Шурьшкарский район	9 436

1.4. Развитие топливно-энергетического комплекса.

В регионе реализуется Стратегия социально-экономического развития ЯНАО до 2035 года (далее – стратегия ЯНАО). Стратегические направления предусматривают развитие топливно-энергетического комплекса (далее – ТЭК) как основного потребителя электрической энергии и мощности региона. ТЭК играет определяющую роль в экономике ЯНАО (более 70% ВРП, 97% совокупного объёма промышленного производства, 27% занятых). Потенциал развития ресурсной базы остается на высоком уровне.

По данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ, по состоянию на 01.01.2021 на территории ЯНАО открыто 242 месторождения углеводородного сырья, из которых 102 разрабатывается и на 140 месторождениях ведутся разведочные работы.

Состояние текущих извлекаемых запасов углеводородного сырья по состоянию на 01.01.2021:

- нефть – 4 569,528 млн т;
- стабильный газовый конденсат – 2 523,541 млн т;
- природный газ – 48 463,428 млрд м³.

В последние годы происходит снижение добычи углеводородов на традиционных нефтяных и газовых месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона. Объёмы добычи природного газа в Надымском, Пуровском районах с 2011 года упали на 18%, доля районов в региональной добыче сократилась за этот период на 17%. Основные газовые залежи в Надым-Пур-Тазовском регионе (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье, Ямсовейское, Комсомольское, Северо-Уренгойское, Губкинское, Юбилейное, Вынгапуровское) выработаны в среднем на 75%. Объёмы добычи нефти, включая газовый конденсат, остаются стабильны.

Снижение производства природного газа в Надым-Пур-Тазовском регионе компенсируется добычей углеводородов в перспективных районах освоения – на полуостровах Ямал и Гыданский (доля районов в региональной добыче составляет 17,3%). Районы нового освоения – перспективная площадка по производству сжиженного природного газа (далее – СПГ), с 2017 года введена в эксплуатацию первая производственная линия завода по сжижению газа проекта «Ямал СПГ» (суммарная мощность проекта 17,4 млн тонн СПГ в год).

К 2035 году в Надым-Пур-Тазовском регионе прогнозируется дальнейшее падение добычи газа. При этом более 9 трлн м³ запасов газа Надым-Пур-Тазовского региона остаются не вовлечёнными в эксплуатацию, что обусловлено высокой долей газа сеноманских залежей с низким пластовым давлением и сложных неокомских залежей. В перспективе очевидно дальнейшее смещение добычи на Север.

Вышеуказанные обстоятельства в дальнейшем окажут влияние на развитие систем электроснабжения. Существенным фактором также является труднодоступность территорий и высокая стоимость строительства объектов инфраструктуры. При активном освоении северных территорий повышается актуальность доступности энергетической инфраструктуры. В этой связи ряд крупных добывающих предприятий осуществляет локальное электроснабжение промышленных объектов с помощью автономных электростанций на базе газотурбинных (далее – ГТУ) и автономных газопоршневых (далее – ГПА).

II. Анализ существующего состояния электроэнергетики ЯНАО за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей ЯНАО.

Электроэнергетическая система (далее – ЭЭС) ЯНАО входит в состав объединенной энергосистемы Урала и имеет электрические связи с ЭЭС ХМАО и энергосистемой Красноярского края. ЭЭС ЯНАО представлена электрическими сетями класса 500 кВ и ниже.

На территории ЯНАО получили распространение энергорайоны, работающие изолированно от Единой энергосистемы России (далее – ЕЭС России). Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России, представлены сетью 35 кВ и ниже с объектами генерации.

2.1.1. ЭЭС ЯНАО.

ЭЭС ЯНАО обеспечивает электроснабжение городов Новый Уренгой, Ноябрьск, Губкинский, Муравленко, Тарко-Сале, Надым, части Пуровского и Надымского районов. Потребление электрической мощности ЭЭС ЯНАО в 2021 году в час максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО было зафиксировано на уровне 1 376 МВт. Потребление электроэнергии на территории ЯНАО за 2021 год составило 9 989,7 млн кВт·ч.

Характерные суточные графики зимнего и летнего дня ЭЭС ЯНАО представлены на схеме 1. Особенностью характерного суточного графика

нагрузок летнего дня является отсутствие ярко выраженного вечернего максимума, а также равномерность в течение суток из-за большой доли промышленности в структуре потребления электроэнергии, а также продолжительности светового дня в летний период. Отношение летнего минимума к летнему максимуму составляет 0,93. Зимний характерный суточный график нагрузки имеет два ярко выраженных максимума – утренний и вечерний.

Наиболее динамично развивающимися направлениями деятельности в ЯНАО являются добыча и транспортировка углеводородного сырья, в связи с чем необходима разработка технических решений, при реализации которых появится возможность обеспечить надежное электроснабжение потребителей ЭЭС ЯНАО в случае увеличения спроса на электрическую энергию и мощность.

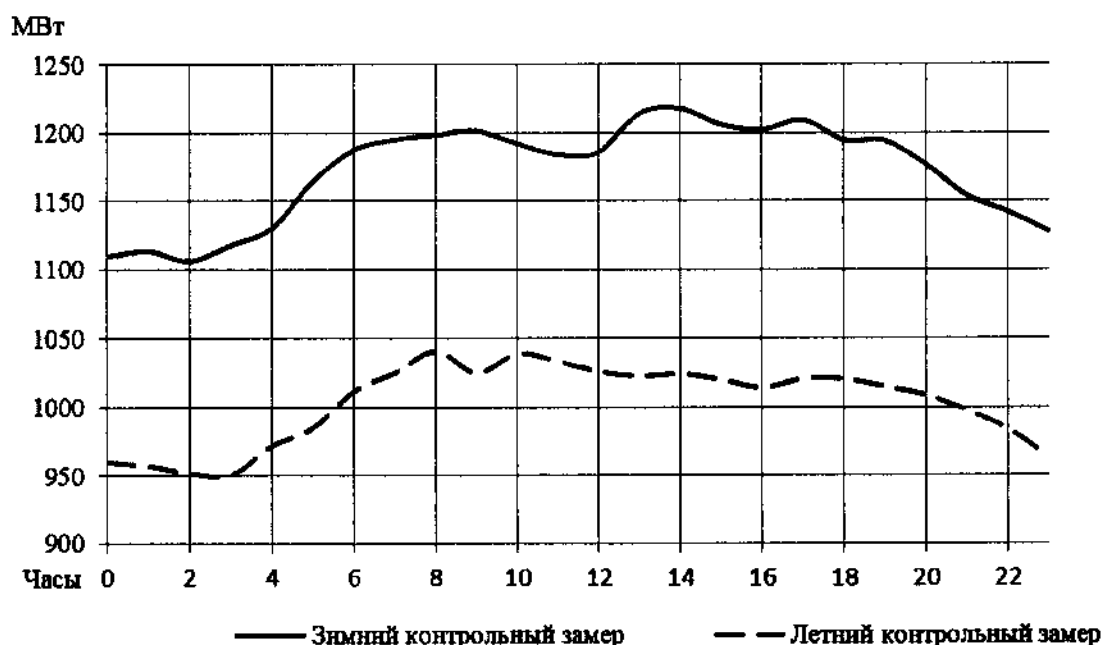


Схема 1. Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЭЭС ЯНАО

ЭЭС ЯНАО разделена на Ноябрьский и Северный энергорайоны.

Энергоснабжение Ноябрьского энергорайона осуществляется от трёх питающих центров: ПС 500 кВ Холмогорская, ПС 500 кВ Тарко-Сале и ПС 220кВ Вынгапур. Ноябрьский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

- Ноябрьская ПГЭ;
- ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ;
- ПС 500кВ Муравленковская;
- ПС 500кВ Тарко-Сале;
- ПС 500кВ Холмогорская;
- ПС 220кВ Аврора;

- ПС 220кВ Вынгапур;
- ПС 220кВ ГГПЗ;
- ПС 220кВ Пуль-Яха;
- ПС 220кВ Янга-Яха;
- ПС 220 кВ Арсенал.

Северный энергорайон ЭЭС ЯНАО является избыточным и осуществляет передачу мощности в Ноябрьский энергорайон. Электроснабжение потребителей Северного энергорайона осуществляется от двух центров питания: ПС 220 кВ Уренгой и ПС 220 кВ Надым по линиям 220 кВ. Северный энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

- Уренгойская ГРЭС;
- УГТЭС-72;
- ГТЭС Харвутинская;
- Ямбургская ГТЭС;
- ГТЭС Песцовая;
- Новоуренгойская ГТЭС;
- ГТЭС Юрхаровского НГКМ;
- ТЭС Салехард;
- ГТЭС Обдорск;
- ПЛЭС-05;
- ПС 220 кВ Ермак;
- ПС 220 кВ Славянская
- ПС 220 кВ Исконная;
- ПС 220 кВ Надым;
- ПС 220 кВ Оленья;
- ПС 220 кВ Правохеттинская;
- ПС 220 кВ Пангоды;
- ПС 220 кВ Уренгой;
- ПС 220 кВ Мангазея;
- ПС 220 кВ Салехард.

2.1.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России, охватывают территорию 8 МО: Приуральский, Ямальский, Тазовский, Красноселькупский, Шурышкарский районы, часть Надымского и Пуровского районов, города Лабытнанги. Выработка электроэнергии осуществляется от ГПА, ГТУ и дизельных электростанций (далее – ДЭС).

В малонаселённых пунктах электроснабжение потребителей осуществляется в основном от ДЭС, работающих на привозном жидком топливе.

Высокая себестоимость производства электроэнергии на ДЭС определяет повышенные расходы на дотирование электроснабжения из бюджетов районов, городов окружного значения и ЯНАО в целом. Проблемы вызывает и эксплуатация ДЭС в труднодоступных районах ЯНАО.

Существующее состояние электроэнергетики энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, накладывает объективные

ограничения на уровень развития экономики и качество жизни населения этих территорий. Строительство электростанций осуществляется в основном в рамках инвестиционных программ энергоснабжающих предприятий.

2.1.3. Характеристика основных субъектов электроэнергетики.

На территории действует большое количество предприятий, совмещающих производство и потребление электроэнергии, в частности, крупные потребители электроэнергии и предприятия МО.

Генерирующие компании.

На территории ЯНАО действуют следующие генерирующие компании:

- филиал «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» (с 2012 года является самым крупным источником электроэнергии на территории ЯНАО);

- ООО «Ноябрьская ПГЭ»;

- филиалы Передвижные электростанции «Уренгой», «Лабытнанги» ПАО «Передвижная энергетика»;

- ООО «Северная ПЛЭС»;

- АО «Салехардэнерго»;

- АО «Ямалкоммунэнерго»;

- ООО «ФОТОН»;

- ООО Энергетическая Компания «Тепло-Водо-Электро-Сервис»;

- ООО «Ямал-Энерго».

Электросетевые компании.

Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Магистральные электрические сети Урала (далее – МЭС Урала) осуществляет свою деятельность на территории ЯНАО, ХМАО и Тюменской области. На территории ЭЭС ЯНАО действует Филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» – Ямало-Ненецкое предприятие магистральных электрических сетей (далее – ЯНПМЭС). На обслуживании у ЯНПМЭС находятся 18 ПС 500–220 кВ и более 4 200 км ЛЭП 500-220-110 кВ, относящихся к Единой национальной электрической сети РФ.

АО «Россети Тюмень» осуществляет деятельность на территории ЯНАО, ХМАО и Тюменской области. На обслуживании АО «Россети Тюмень» находятся сети 0,4-220 кВ. На территории ЭЭС ЯНАО действуют филиалы Ноябрьских и Северных электрических сетей АО «Россети Тюмень», обслуживающие сети общей протяженностью более 6 700 км.

Территориальные сетевые организации (далее – ТСО) имеют в своей собственности преимущественно сети 0,4 – 35 кВ, созданы как муниципальные предприятия и обслуживают потребителей одного МО и собственные электросетевые хозяйства промышленных предприятий (Надымский и Уренгойский филиалы ООО «Газпром энерго», ОАО «РЖД»).

Оперативно-диспетчерское управление.

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики осуществляют:

- Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа» (далее – Тюменское РДУ);

- Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Урала».

Энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики электроэнергии.

АО «Газпром энергосбыт Тюмень» – крупнейшая энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик электрической энергии в Тюменской области, ХМАО и ЯНАО.

АО «Газпром энергосбыт» является независимой энергосбытовой компанией. Предприятие создано как дочернее общество ПАО «Газпром» и является одним из крупнейших энерготрейдеров РФ. В соответствии со стратегией ПАО «Газпром» в электроэнергетике основной задачей компании является оптимизация сбыта электрической энергии предприятий Группы «Газпром». Общество является активным участником как оптового, так и розничного рынка электроэнергии.

ООО «РН-Энерго» является независимой энергосбытовой компанией и обеспечивает поставку электрической энергии (мощности) предприятиям, как входящим в группу ПАО «НК «Роснефть», так и посторонним потребителям. На территории ЯНАО ООО «РН-Энерго» осуществляет свою деятельность в интересах ООО «РН-Пурнефтегаз» в соответствии с заявленными объемами электрической энергии и мощности.

ООО «Русэнергоресурс» является независимой энергосбытовой компанией, не обладающей статусом гарантирующего поставщика ни в одном из регионов осуществления деятельности, осуществляет поставку электрической энергии (мощности) потребителям, расположенным в сорока семи регионах РФ, в том числе Красноярском крае, Курганской области, Новосибирской области, Пермском крае, Республике Башкортостан, Республике Саха (Якутия), Республике Татарстан, Ставропольском крае, Кировской области, Московской области. В Тюменском регионе ООО «Русэнергоресурс» осуществляет свою деятельность в интересах крупного потребителя АО «Транснефть – Сибирь».

АО «Сибурэнергомеджмент» является активным участником как оптового, так и розничного рынков электроэнергии и осуществляет деятельность по купле-продаже электрической энергии в 15 регионах РФ.

ООО «Транснефтьэнерго» является одной из крупнейших энергосбытовых организаций и оказывает услуги по поставке электроэнергии промышленным потребителям на всей территории РФ.

АО «Салехардэнерго» – энергосбытовая компания – гарантирующий поставщик электрической энергии в МО город Салехард.

ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» – единый оператор по поставкам электроэнергии и мощности организациям, входящим в Группу «ЛУКОЙЛ».

Ноябрьский филиал АО «ЭК «Восток» является гарантирующим поставщиком в МО город Ноябрьск.

Потребители.

На территории ЯНАО действуют следующие крупные потребители:

- ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром переработка», ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс», АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»;

- АО «СибурТюменьГаз»: Филиал «Губкинский газоперерабатывающий завод», Филиал «Муравленковский газоперерабатывающий завод», Филиал «Вынгапуровский газоперерабатывающий завод», ООО «Запсибтрансгаз»;

- ПАО «НК «Роснефть»: ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «РН-Ванкор», АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»;

- ПАО «ЛУКОЙЛ»: ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – Территориально-производственное предприятие «Ямалнефтегаз»;

- АО «Транснефть – Сибирь»;

- ПАО «НОВАТЭК».

В районах ЯНАО, не присоединённых к ЕЭС России, одной из крупнейших компаний, осуществляющих деятельность по производству, передаче и сбыту электрической энергии, является АО «Ямалкоммунэнерго».

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в ЯНАО и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет.

Объем потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2021 год составил 9 989,7 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2017 – 2021 годов представлена в таблице 2 и на схеме 2.

Таблица 2

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2017 – 2021 годы

Электрическая энергия	Единица измерения	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление	млн кВт·ч	10 761,9	9 599,4	9 935,9	9 356,2	9 989,7
Абсолютный прирост электропотребления	млн кВт·ч	-294,3	-1 162,5	336,5	-579,7	633,5
Среднегодовые темпы прироста	%	-2,7	-10,8	3,5	-5,8	6,8

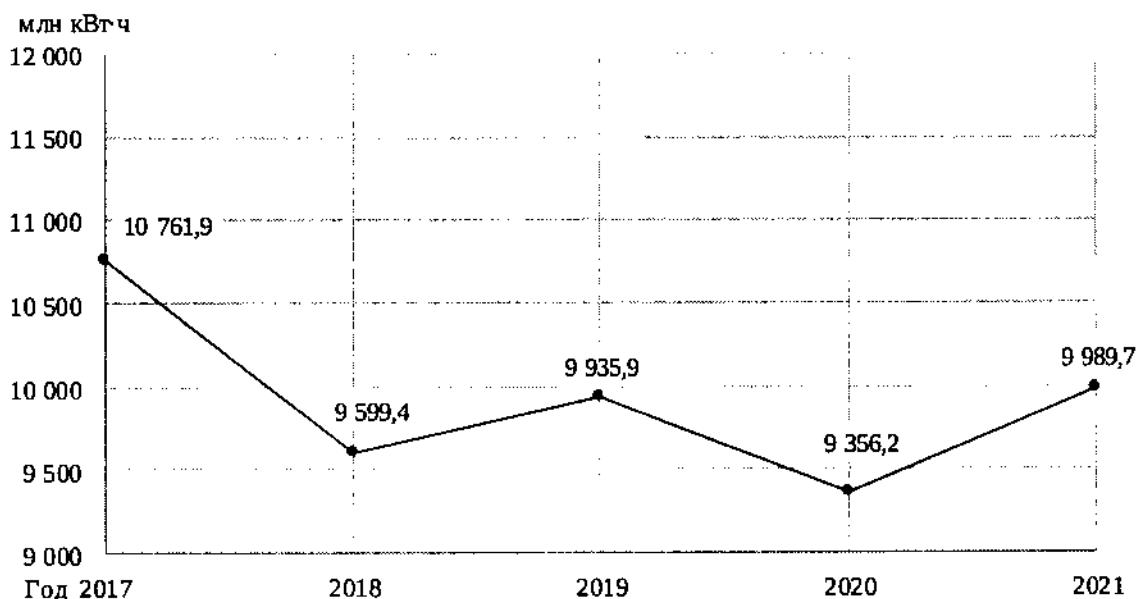


Схема 2. Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2017 – 2021 годы

2.2.1. Структура потребления электрической энергии.

В таблице 3 приведено потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО с учетом изолированных энергорайонов.

Таблица 3

Потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО в 2017 – 2020 годах, млн кВт·ч*

Наименование	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	9 492,6	9 810,2	10 036,1	10 241,8
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	31,5	31,8	31,2	31,7
Строительство	404,1	400,1	364,1	239,3
Оптовая и розничная торговля	124,6	123,4	125,9	175,1
Транспорт и связь	762,6	760,6	767,3	767,4
Другие виды экономической деятельности	61,5	60,3	62,4	63
Городское и сельское население	689,9	684,8	696,1	704,8
Потери в электросетях	393,6	432,1	388,1	490,2

* Данные взяты на основе данных органов государственной статистики, учитывающей потребление всей территории ЯНАО, включая изолированные энергорайоны. Данные за 2021 год органами государственной статистики не опубликованы.

Динамика потребления электрической энергии по основным группам потребителей ЯНАО за 2017 – 2020 годы приведена на схеме 3.

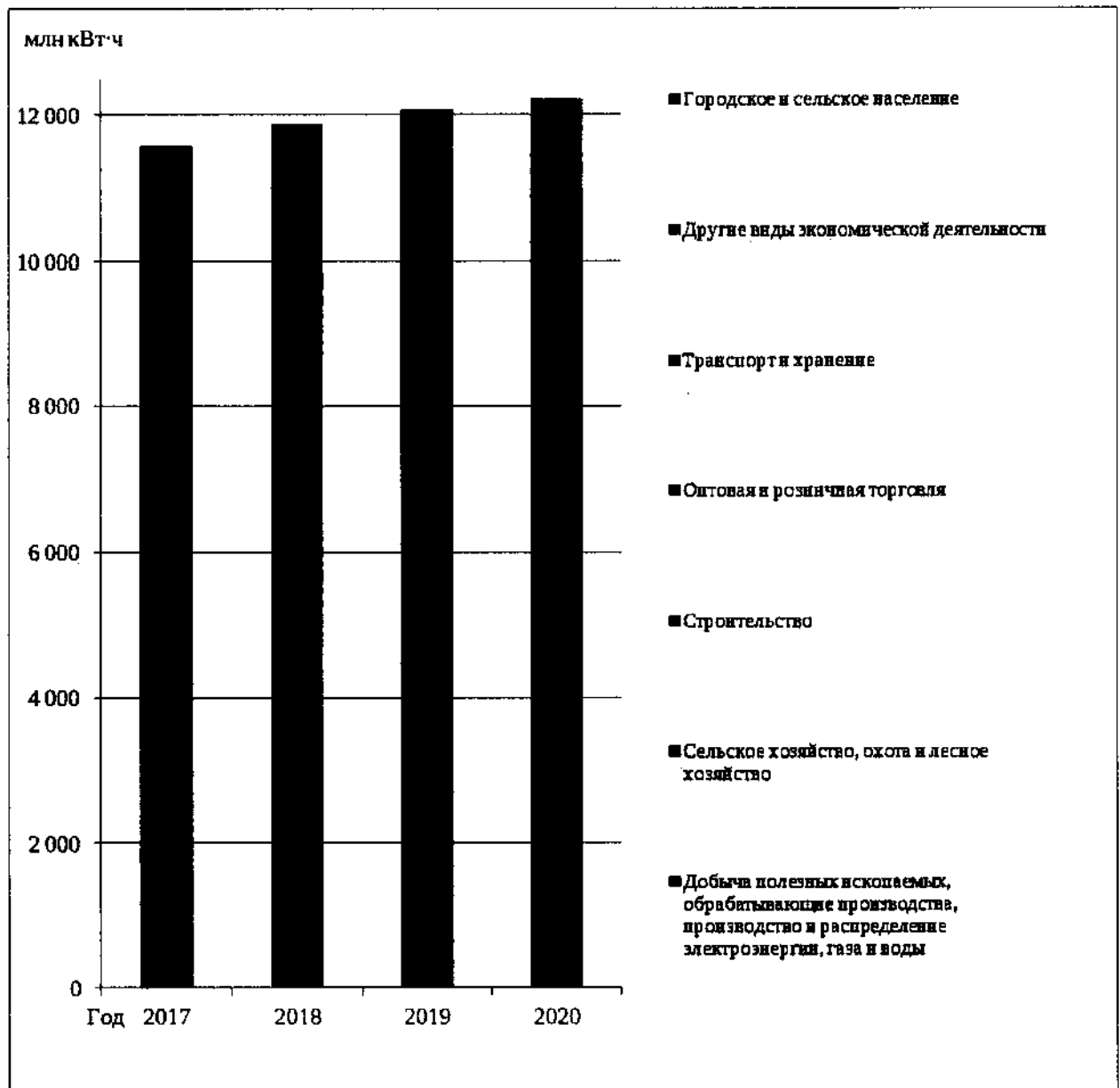


Схема 3. Динамика потребления электрической энергии по основным группам потребителей ЯНАО за 2017 – 2020 годы

Около 80% от всей потребленной в ЯНАО электроэнергии используется промышленными предприятиями. Населением потребляется около 6% электрической энергии.

Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности за период 2017 – 2020 годы представлена на схеме 4.

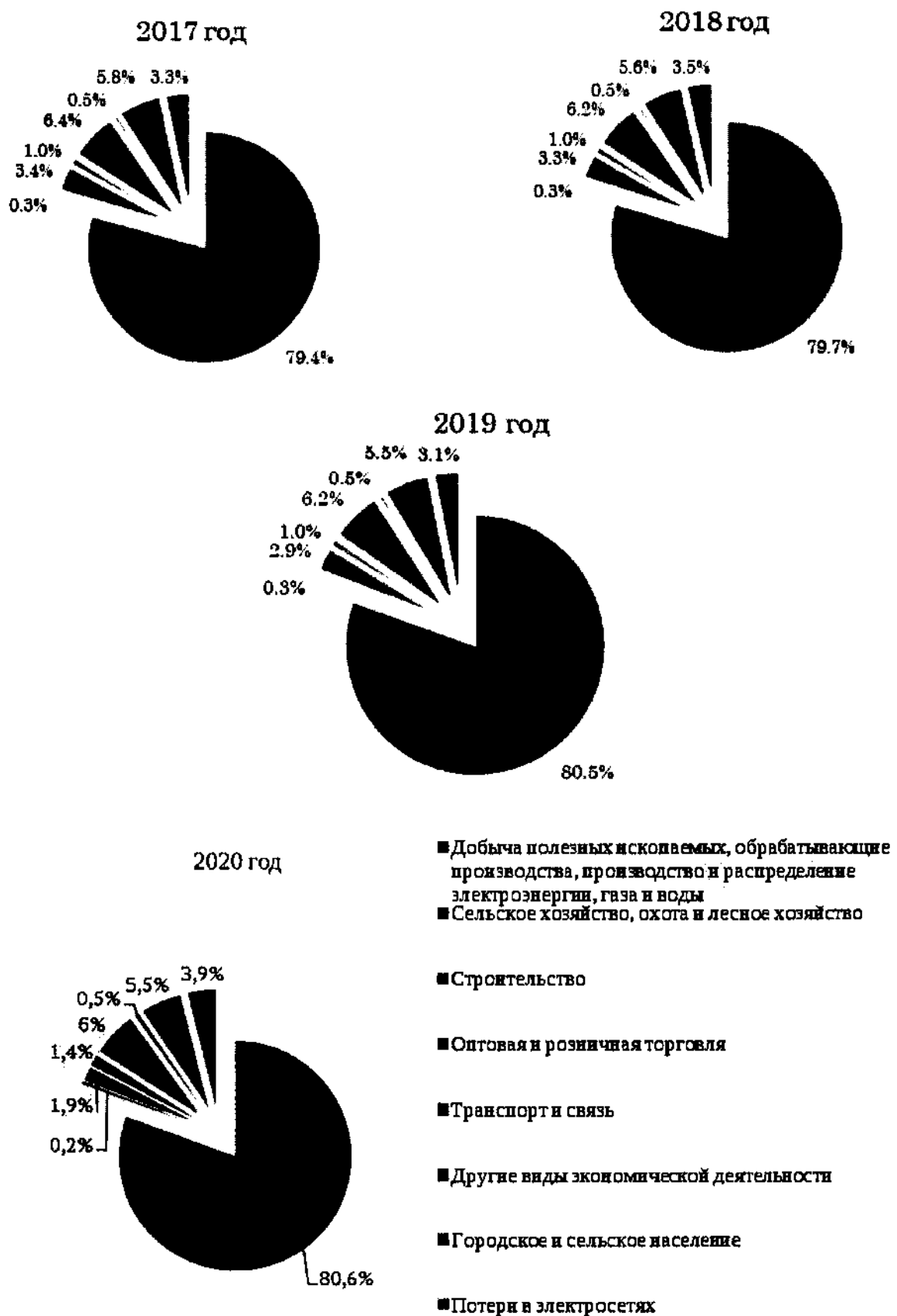


Схема 4. Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности в 2017 – 2020 годах

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.
Потребление электрической энергии и мощности крупными потребителями ЯНАО за период 2017 – 2021 годов
приведено в таблице 4.

Таблица 4

Потребление электрической энергии и мощности крупными потребителями ЯНАО
за период 2017 – 2021 годов

Наименование потребителя	Показатель		Год				
	наименование	единица измерения	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7	8
ПАО «Газпром»							
АО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз» (в т.ч. филиал «Газпромнефть- Муравленко»)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	4 346,2	3 341	3 427,8	2 693	3 235
	максимальное потребление мощности	МВт	496	381	390,9	307	401
ООО «Газпром добыча Ямбург»* (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	293,7	352,6	393,2	430,9	418,67
	максимальное потребление мощности	МВт	69	73,1	76,8	81,9	82,61
ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	317,6	354,7	346,4	316,5	337,855
	максимальное потребление мощности	МВт	42,5	47,5	46,4	42,3	45,241
ООО «Газпром добыча Надым»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	47,8	49,2	46,8	44,1	50
	максимальное потребление мощности	МВт	5,2	5,2	5	4,2	5,2
ООО «Газпром добыча	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	276,9	285,4	286,5	295,2	299,385

1	2	3	4	5	6	7	8
Уренгой» (с учётом собственной генерации)	максимальное потребление мощности	МВт	31,6	32,6	33,6	33,7	35,1
ООО «Газпром трансгаз Сургут» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	115,2	132,9	133	99,1	106
	максимальное потребление мощности	МВт	15	15,4	14,6	17,7	12
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	121,6	121,4	122,7	155,6	311,55
	максимальное потребление мощности	МВт	16,8	16,5	14,8	50,4	52,072
ООО «Газпром переработка»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	87,1	82,2	91,8	91,8	195,6
	максимальное потребление мощности	МВт	11,3	10,1	17,8	17,8	24,556
ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	40	34,8	33,1	33,2	34,2
	максимальное потребление мощности	МВт	11,1	8,7	5	8,62	4,9
АО «СибурТюменьГаз»							
«Губкинский ГПЗ», филиал	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	486,1	480,2	501,3	449,1	397,532
«СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	66,6	64,7	124,8	79,6	95,9
«Муравленковский ГПЗ», филиал	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	241,3	252,8	232,8	208,2	184,116
«СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	29,2	34,2	31,5	36,5	43,5
«Вынгапуровский ГПЗ», филиал	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	159,8	160	152,3	151,1	152,277
«СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	21,9	19,5	18,6	20,5	20,5
ПАО «НОВАТЭК»							
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	77,6	78,6	82	86,8	90
	максимальное потребление мощности	МВт	10,1	9,7	11,1	10,6	10,9
ООО «НОВАТЭК-	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	108	103,9	105,3	105,1	105,1

1	2	3	4	5	6	7	8
Юрхаровнефтегаз»	максимальное потребление мощности	МВт	13	12,4	12,6		12,5
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	90,9	89,8	89,6	94,5	112
	максимальное потребление мощности	МВт	13	13	13	14	14
АО «АРКТИКГАЗ»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	5,33	30,67	29,6	45,1	55,2
	максимальное потребление мощности	МВт	3,75	3,69	3,86	5,11	5,5
ПАО «НК «Роснефть»							
ООО «РН-Пурнефтегаз» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	1 396,6	1 113,4	1 184,2	1 089,4	755,33
	максимальное потребление мощности	МВт	180,7	152,3	162	169,3	86,225
АО «АК Транснефть»							
АО «Транснефть-Сибирь»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	140,7	155,8	154,5	137,2	133,368
	максимальное потребление мощности	МВт	21,3	24,5	31,3	20,8	30,433
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	178,8	254,6	248,1	235,6	244,87
	максимальное потребление мощности	МВт	38,1	37,6	40,3	36,3	33,5

* С учетом потребителей, работающих изолированно от ЕЭС России.

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки и оценка пропускной способности крупных узлов нагрузки за последние 5 лет.

2.4.1. ЭЭС ЯНАО.

Сводные данные по динамике изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО приведены в таблице 5 и на схеме 5.

Таблица 5

Динамика изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО за период 2017 – 2021 годов, МВт

Наименование показателя	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
Максимум потребления	1 495	1 371	1 385	1 285	1 376
Ноябрьские электрические сети	1 167	956	971	852	931
Северные электрические сети	328	415	414	433	445

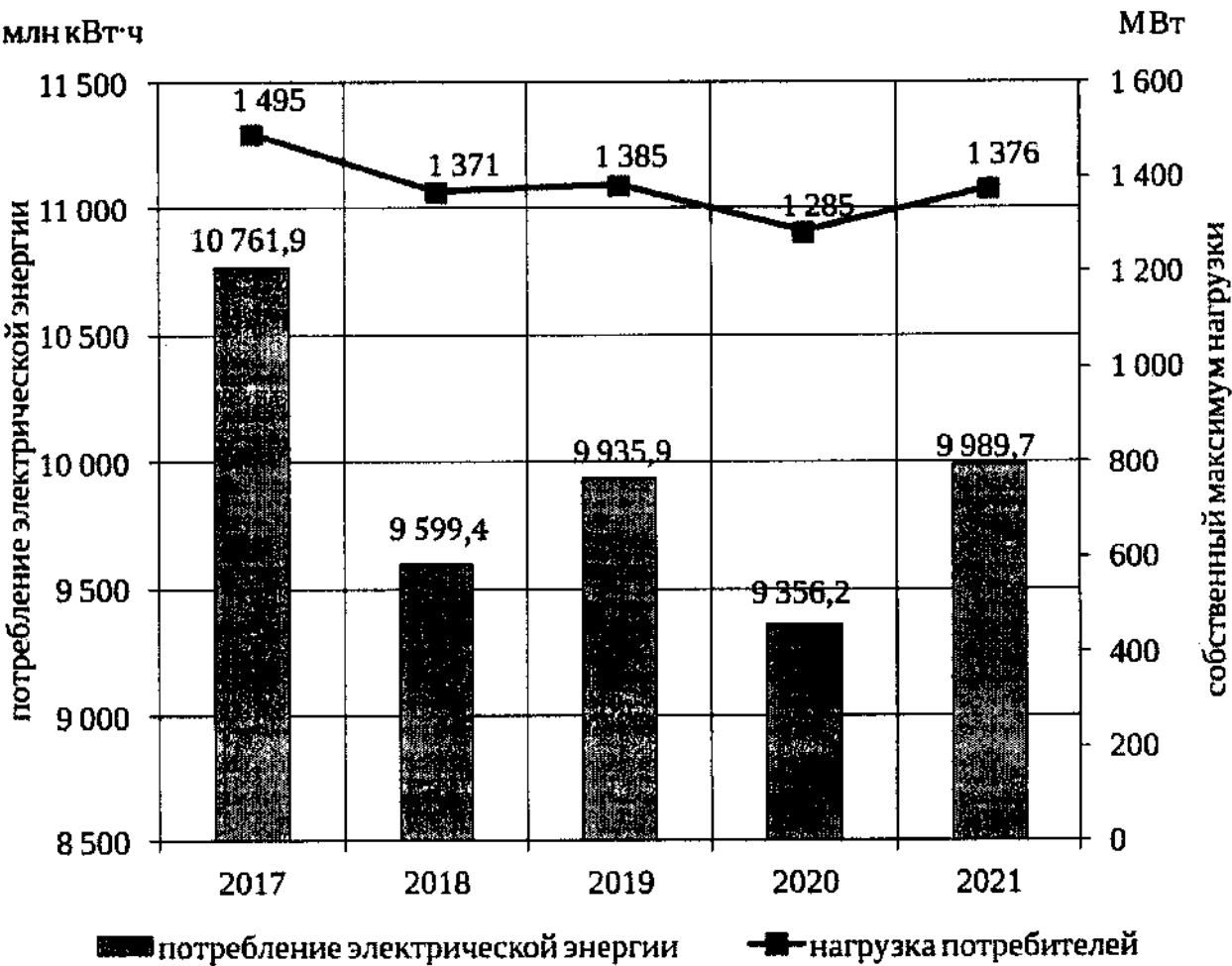


Схема 5. Динамика изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО за период 2017 – 2021 годов

2.4.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.
Сводные данные по динамике изменения потребления электрической мощности ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской

области, ХМАО и ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, приведены в таблице 6.

Таблица 6

**Динамика изменения максимумов потребления электрической мощности
ЭЭС ЯНАО в часы максимумов нагрузок энергосистемы Тюменской области,
ХМАО и ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России,
за 2017 – 2021 годы, МВт**

МО	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
Город Лабытнанги	27,9	27,9	23	27,6	32,4
Приуральский район	13,8	13,2	13,4	11,9	8,3
Ямальский район	14	12,9	12,6	12,2	11,3
Тазовский район	23,8	22,3	22,3	17,6	18,6
Красноселькупский район	6,5	6,5	6,2	7,4	7,4
Надымский район	1,8	2	2	2	1,8
Пуровский район	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Шурьшкарский район	10,1	10,1	10,2	10,2	8,2
Итого	99,4	96,4	91,2	90,4	89,5

2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в ЯНАО, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей за последние 5 лет.

Установленная тепловая мощность генерирующих установок по МО приведена в таблице 7.

Таблица 7

**Установленная тепловая мощность источников теплоснабжения
МО ЯНАО на 01.01.2021**

№ п/п	МО	Количество котельных	Суммарная установленная мощность, Гкал/час	Преимущественный вид топлива
1	2	3	4	5
1.	Город Губкинский	12	249,16	газ, нефть
2.	Город Лабытнанги	17	408,84	газ, нефть,
3.	Город Муравленко	6	320,64	газ
4.	Город Ноябрьск	19	656,10	газ, попутный газ

1	2	3	4	5
5.	Город Новый Уренгой	15	1 318,45	газ
6.	Город Салехард	36	338,68	газ
7.	Красноселькупский район	8	75,93	газ, СГК, дрова
8.	Надымский район	31	845,92	газ, СГК, ДТ
9.	Приуральский район	10	65,38	газ, ДТ
10.	Пуровский район	20	312,36	газ, СГК, нефть
11.	Тазовский район	14	140,38	газ, нефть
12.	Шурышкарский район	18	84,49	ДТ, уголь
13.	Ямальский район	18	126,39	газ, ДТ

Таблица 8

Выработка тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения по МО ЯНАО за период 2017 – 2021 годов, тыс. Гкал

№ п/п	МО	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6	7
1.	Город Губкинский	378	386	375	358	504
2.	Город Лабытнанги	354	372	361	312	489
3.	Город Муравленко	445	440	398	363	398
4.	Город Новый Уренгой	1 560	1 593	1 495	1 388	1 624
5.	Город Ноябрьск	1 748	1 863	1 835	1 721	1 413
6.	Город Салехард	519	543	530	485	601
7.	Красноселькупский район	118	120	115	107	121
8.	Надымский район	1 132	1 166	1 177	1 132	1 219
9.	Приуральский район	166	175	171	148	89
10.	Пуровский район	566	593	588	539	517
11.	Тазовский район	181	208	189	179	179
12.	Шурышкарский район	75	82	76	75	76
13.	Ямальский район	175	179	172	144	174

На схемах 6 и 7 представлены данные о выработке тепловой энергии в крупных городах и районах ЯНАО соответственно.

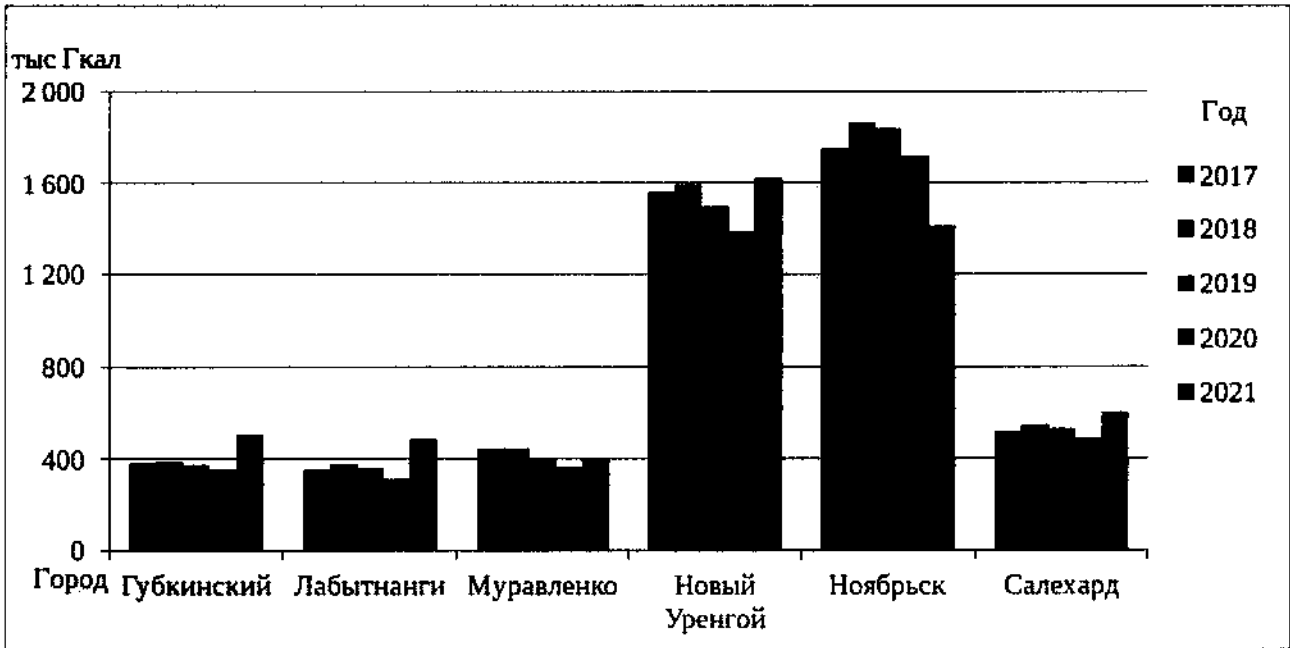


Схема 6. Выработка тепловой энергии в крупных городах ЯНАО за период 2017 – 2021 годов

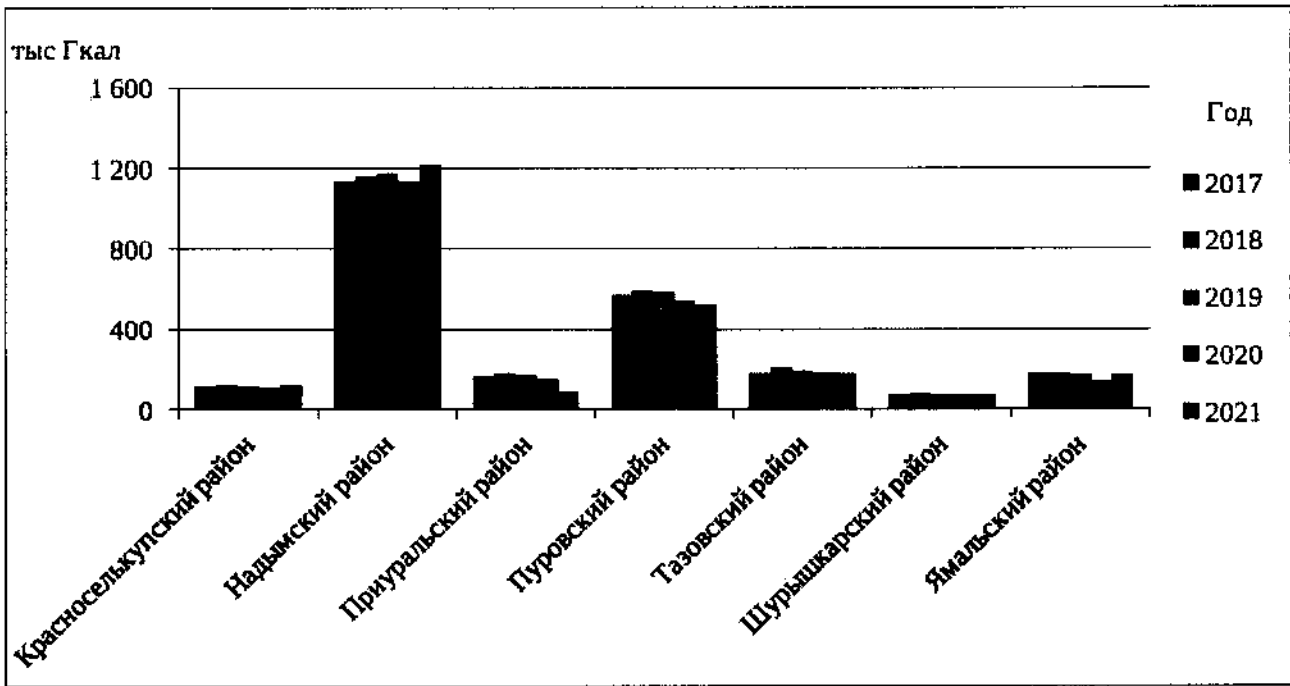


Схема 7. Выработка тепловой энергии в районах ЯНАО за период 2017 – 2021 годов

По схеме 6 видно, что наибольшая выработка приходится на город Новый Уренгой и город Ноябрьск, в 2021 году её величина составила 1 624 и 1 413 тыс. Гкал соответственно. Среди районов на схеме 7 показано, что самая большая выработка тепловой энергии приходится на Надымский район и в 2021 году она составила 1 219 тыс. Гкал.

Динамика потребления и структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения МО ЯНАО за период 2017 – 2021 годов представлена в таблице 8-1.

Таблица 8-1

Динамика потребления и структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения МО ЯНАО за период 2017 – 2021 годов, тыс. Гкал

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Выработка теплоэнергии	7 424	7 760	7 483	6 949	7 404
Отпущено теплоэнергии потребителям, в т.ч.	5 897	6 126	6 054	5 722	5 860
Населению	3 592	3 754	3 680	3 511	3 675
Бюджетным организациям	814	844	672	625	744
Предприятиям на производственные нужды	119	127	266	258	311
Прочим организациям	1 372	1 401	1 436	1 328	1 130

Структура отпуска тепловой энергии потребителям в системах централизованного теплоснабжения за период 2017 – 2021 годов представлена на схеме 8.

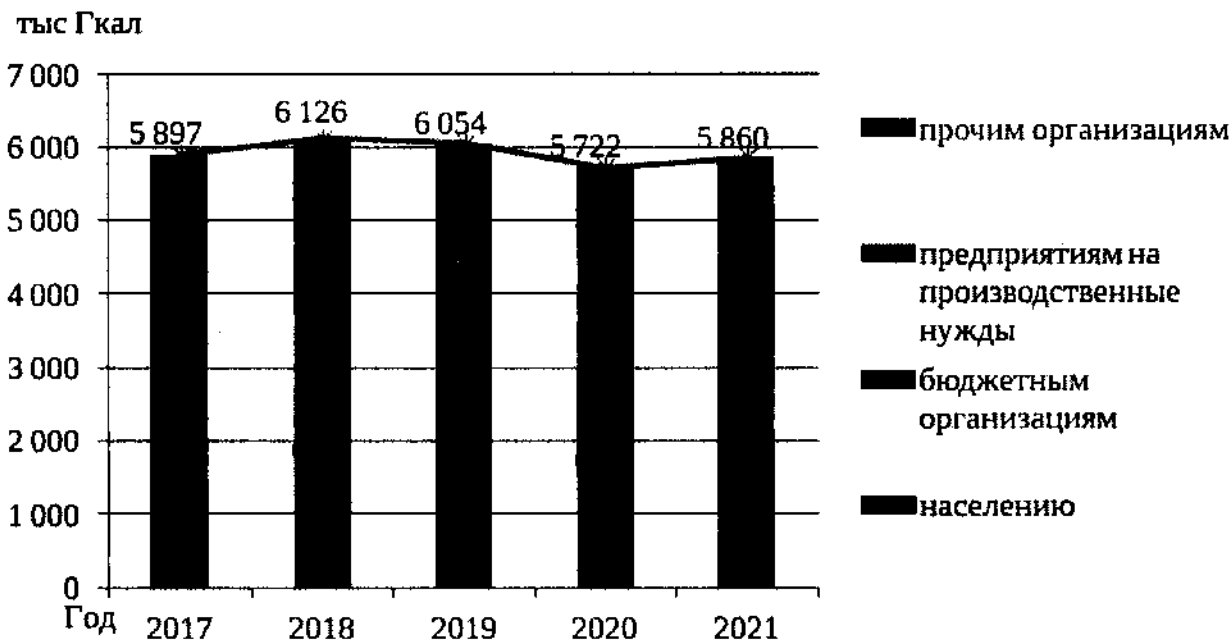


Схема 8. Структура отпуска тепловой энергии потребителям в системах централизованного теплоснабжения за период 2017 – 2021 годов

2.6. Перечень основных потребителей тепловой энергии в ЯНАО.

Основные крупные потребители тепловой энергии на территории ЯНАО приведены в таблице 9.

**Перечень крупных потребителей тепловой энергии на территории ЯНАО
по состоянию на 01 января 2022 года**

№ п/п	Потребитель тепловой энергии	МО
1	2	3
1.	ГБУЗ ЯНАО «Ноябрьская центральная городская больница»	город Ноябрьск
2.	АО «Газпромнефть-ННГ»	
3.	ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз геофизика»	
4.	Филиал АО «Россети Тюмень» Ноябрьские электрические сети	
5.	ООО «Ноябрьская центральная трубная база»	
6.	ООО «Ноябрьскнефтеспецстрой»	
7.	ООО «НоябрьскНефтеГазАвтоматика»	
8.	ООО «Ноябрьскэнергонепть»	
9.	ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»	
10.	ООО «ЯмалСервисЦентр»	
11.	ОАО «Дорожно-эксплуатационное хозяйство»	город Муравленко
12.	ООО «Борец-Муравленко»	
13.	АО «Муравленковское предприятие городских электрических сетей»	
14.	ООО «Муравленковская транспортная компания»	
15.	МБУ «Центр организации и проведения спортивных мероприятий «Ямал»	
16.	МАДОУ ЦРР ДС «Дельфин»	
17.	ГУ «6 ПЧ ФПС по ЯНАО»	
18.	ГОУ СПО ЯНАО «Муравленковский многопрофильный колледж»	
19.	ООО «Муравленковская транспортная компания»	
20.	ООО «Газпромтранс»	город Лабытнанги
21.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	город Новый Уренгой
22.	ГБУЗ ЯНАО «Новоуренгойская центральная городская больница»	
23.	ООО «Газпром добыча Ямбург»	
24.	ГУП ЯНАО «Ямалавтодор»	город Салехард
25.	ГБУЗ ЯНАО «Таркосалинская центральная	Пуровский район

1	2	3
	районная больница»	
26.	ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»	
27.	МБОУ «Новопортовская школа-интернат имени Л.В. Лапсуя»	Ямальский район
28.	МАОУ «Толькинская школа-интернат среднего общего образования»	Красноселькупский район
29.	МОУ Школа с. Аксарка	Приуральский район

2.7. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО.

Большая часть вырабатываемой электроэнергии на территории ЯНАО производится на тепловых электростанциях (далее – ТЭС). Наиболее крупными объектами генерации ЭЭС ЯНАО являются Уренгойская ГРЭС, Ноябрьская ПГЭ и Новоуренгойская ГТЭС. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2022 составляет 1 066,67 МВт. Кроме того, на территории ЯНАО размещено большое количество автономных источников электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией промышленные предприятия и энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России. Сводные данные по установленной мощности и типам генерирующих установок приведены в таблице 10.

Таблица 10

Состав существующих электростанций, работающих в составе ЭЭС ЯНАО, с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4
1.	Уренгойская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	529,7
2.	Ноябрьская ПГЭ	ООО «НППЭ»	119,57
3.	УГТЭС-72	ПАО «Передвижная энергетика»	72
4.	ПЛЭС-05	ООО «Северная ПЛЭС»	24
5.	Ямбургская ГТЭС	ООО «Газпром добыча Ямбург»	106
6.	ГТЭС Харвутинская	ООО «Газпром добыча Ямбург»	10
7.	ГТЭС Песцовая	ООО «Газпром добыча Уренгой»	15

1	2	3	4
8.	ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	«Вынгапуровский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	9
9.	ГТЭС Юрхаровского НГКМ	ООО «НОВАТЭК- Юрхаровнефтегаз»	8
10.	Новоуренгойская ГТЭС	ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	120
11.	ГТЭС Обдорск	АО «Салехардэнерго»	39,4
12.	ТЭС Салехард	АО «Салехардэнерго»	14
Итого по электростанциям			1 066,67

Большая часть генерирующих установок на территории ЯНАО находится в собственности генерирующих компаний и крупных потребителей электроэнергии. Самой крупной генерирующей компанией на территории ЯНАО по установленной мощности является АО «Интер РАО – Электрогенерация». Наиболее крупными собственниками генерирующей мощности среди крупных потребителей электроэнергии являются ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс». Структура установленной мощности по видам собственности приведена на схеме 9.

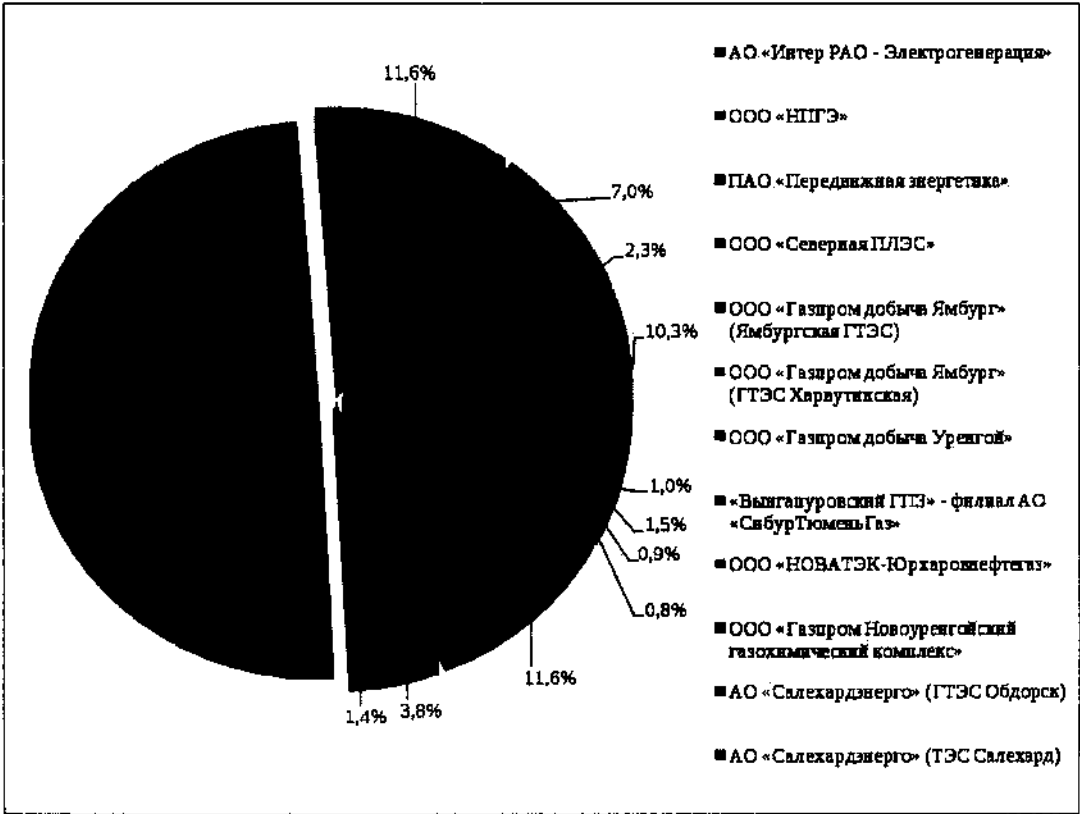


Схема 9. Структура установленных мощностей электростанций ЭЭС ЯНАО по видам собственности по состоянию на 01.01.2022

**Состав генерирующего оборудования электростанций, работающих
параллельно с ЕЭС России, по состоянию на 01.01.2022**

№ п/п	Наименование электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип оборудо- вания	Год ввода в эксплуа- тацию	Установ- ленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6
1.	Уренгойская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	всего по электростанции			529,7
		1Г-ПТ	ПГУ	2012	164,1
		1Г-1ГТ	ПГУ	2012	170,1
		1Г-2ГТ	ПГУ	2012	171,5
		ТГ1	ПСУ	1992	12
		ТГ2	ПСУ	1990	12
2.	Ноябрьская ПГЭ (ООО «НПГЭ»)	всего по электростанции			119,57
		1Г ГТ	ПГУ	2010	40,62
		1Г ПТ	ПГУ	2010	18,95
		2Г ГТ	ПГУ	2010	41,1
		2Г ПТ	ПГУ	2010	18,9
3.	УГТЭС-72 (ПАО «Передвижная энергетика»)	всего по электростанции			72
		ТГ1	ГТУ	1988	12
		ТГ2	ГТУ	1988	12
		ТГ3	ГТУ	2002	12
		ТГ4	ГТУ	2001	12
		ТГ5	ГТУ	2001	12
		ТГ6	ГТУ	1987	12
4.	ПЛЭС-05 (ООО «Северная ПЛЭС»)	всего по электростанции			24
		ТГ1	ГТУ	2001	12
		ТГ2	ГТУ	2001	12
5.	Ямбургская ГТЭС (ГТЭС-72, ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			106
		ТГ1	ГТУ	1998	12
		ТГ2	ГТУ	2001	12
		ТГ3	ГТУ	1992	12
		ТГ4	ГТУ	1992	12
		ТГ5	ГТУ	1992	12
		ТГ6	ГТУ	1992	12
		ТГ7	ГТУ	2021	17,3
6.	ГТЭС Харвутинская (ГТЭС-15, ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			10
		ТГ1	ГТУ	2007	2,5
		ТГ2	ГТУ	2007	2,5
		ТГ3	ГТУ	2007	2,5

1	2	3	4	5	6
		ТГ4	ГТУ	2007	2,5
7.	ГТЭС Юрхаровского НГКМ (ООО «НОВАТЭК- Юрхаровнефтегаз»)	всего по электростанции			8
		ТГ1	ГТУ	2003	1,5
		ТГ2	ГТУ	2004	1,5
		ТГ3	ГТУ	2008	2,5
		ТГ4	ГТУ	2014	2,5
8.	ГТЭС Песцовая (ГТЭС-15, ООО «Газпром добыча Уренгой»)	всего по электростанции			15
		ТГ1	ГТУ	2006	2,5
		ТГ2	ГТУ	2006	2,5
		ТГ3	ГТУ	2006	2,5
		ТГ4	ГТУ	2006	2,5
		ТГ5	ГТУ	2006	2,5
		ТГ6	ГТУ	2006	2,5
9.	ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ («Вынгапуровский ГПЗ» – филиал АО «Сибур- ТюменьГаз»)	всего по электростанции			9
		ГПУ-1	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-2	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-3	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-4	ГПУ	2013	1,8
		ГПУ-5	ГПУ	2016	1,8
10.	Новоуренгойская ГТЭС (ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»)	всего по электростанции			120
		1ГТ	ПГУ	2016	40
		2ГТ	ПГУ	2016	40
		ПТ	ПГУ	2016	40
11.	ГТЭС Обдорск (АО «Салехардэнерго»)	всего по электростанции			39,4
		Г-1	ГТУ	2006	12
		Г-2	ГТУ	2012	12
		Г-3	ГТУ	2004	15,4
12.	ТЭС Салехард (АО «Салехардэнерго»)	всего по электростанции			14
		Г-1	ГПУ	2009	1,75
		Г-2	ГПУ	2009	1,75
		Г-3	ГПУ	2009	1,75
		Г-4	ГПУ	2009	1,75
		Г-5	ГПУ	2009	1,75
		Г-6	ГПУ	2009	1,75
		Г-7	ГПУ	2009	1,75
		Г-8	ГПУ	2009	1,75
Итого по ЭС ЯНАО					1 066,67

2.8. Состав существующих электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Данные по составу генерирующего оборудования электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, приведены в таблицах 12 и 13.

Таблица 12

**Состав генерирующего оборудования автономных источников
электроснабжения крупных промышленных предприятий
по состоянию на 01.01.2022**

№ п/п	Наименование потребителя/ электростанции	Сведения о блоках/ агрегатах	Тип оборудо- вания	Год ввода в эксплуа- тацию	Установ- ленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6
1.	ООО «Газпром добыча Ямбург»	всего по предприятию			94,5
1.1.	ГТЭС-22,5	9 агр. х 2,5	ГТУ	2002, 2005	22,5
1.2.	ГТЭС-24	4 агр. х 6	ГТУ	2002, 2003	24
1.3.	ГТЭС-48	4 агр. х 12	ГТУ	2018	48
2.	ООО «Газпром добыча Надым»	всего по предприятию			125
2.1.	Ямсовейское НГКМ	6 агр. х 2,5	ГТУ	1996, 2003	15
2.2.	Юбилейное НГКМ	6 агр. х 2,5	ГТУ	2000, 2004	15
2.3.	ЭСН-1 Бованенковское НГКМ	10 агр. х 2,5	ГТУ	2008, 2012, 2016	25
2.4.	ЭСН-2 Бованенковское НГКМ	2 агр. х 12	ГТУ	2016	24
2.5.	ЭСН-3 Бованенковское НГКМ	6 агр. х 6	ГТУ	2010	36
2.6.	ЭСН-4 Харасавэйское ГКМ	4 агр. х 2,5	ГТУ	2008	10
3.	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	всего по предприятию			201,5
3.1.	Ямбургское ЛПУ	34 агр.	ГТУ, ДЭС	1986 – 2016	36,5
3.2.	Ныдинское ЛПУ МГ	15 агр.	ГТУ, ДЭС	1986 – 2016	21,8
3.3.	Новоуренгойское ЛПУ МГ	13 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2015	14,8
3.4.	Пуровская ГКС (Новоуренгойское ЛПУ МГ)	6 агр.	ГТУ, ДЭС	1985 – 2009	10

1	2	3	4	5	6
3.5.	Правохеттинское ЛПУ (Новоуренгойское ЛПУ МГ)	16 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2016	22,4
3.6.	Пангодинское ЛПУ МГ	13 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2014	15,4
3.7.	Хасырейская п/п (Пангодинское ЛПУ МГ)	4 агр.	ГТУ, ДЭС	1984 – 2010	6,5
3.8.	Ягельное ЛПУ МГ	14 агр.	ГТУ, ДЭС	1984 – 1999	18,1
3.9.	Приозерное ЛПУ МГ	17 агр.	ГТУ, ДЭС	1983 – 2016	23,3
3.10.	Надымское ЛПУ МГ	12 агр.	ГТУ, ДЭС	1976 – 2011	18,5
3.11.	Лонг-Юганское ЛПУ	11 агр.	ГТУ, ДЭС	1986 – 2013	14,2
4.	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	всего по предприятию			22
4.1.	ЭСН «Вяртсиля» КС Пуртазовская Ново-Уренгойского ЛПУМГ	4 агр. х 5,5	ДЭС	2003	22
5.	ООО «РН-Пурнефтегаз»	всего по предприятию			52,4
5.1.	ЭСН УГ Тарасовского месторождения	6 агр. х 8,73	ГПГУ	2009	52,4
6.	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	всего по предприятию			51,9
6.1.	ЭСН УКПГ (Находкинский газовый промысел)	4 агр. х 1,35	ГПГУ	2005	5,4
6.2.	ЭСН ГКС (Находкинский газовый промысел)	6 агр. х 1,75	ГПГУ	2013	10,5
6.3.	ГТЭС-36 (Пяяхинское месторождение)	6 агр. х 6	ГТУ	2009, 2016	36
7.	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП	всего по предприятию			14

1	2	3	4	5	6
	«Когалымнефтегаз»				
7.1.	ГТЭС-14 (Северо-Губкинское месторождение)	2 агр. х 4, 1 агр. х 6	ГТУ	2001, 2007	14
8.	ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	всего по предприятию			29,4
8.1.	ГПЭС Холмистого месторождения	4 агр. х 1	ДЭС	2008	4
		7 агр. х 0,9, 1 агр. х 1,03	ГПУ	2008	7,3
8.2.	ГПЭС Чатылькинское месторождения	6 агр. х 1	ДЭС	2008	6
		10 агр. х 0,9, 3 агр. х 1,03	ГПУ	2008	12,1
9.	ПАО «НОВАТЭК»	всего по предприятию			7,2
9.1.	Таркосаленнефтегаз	4 агр. х 1,8	ГТУ	2010	7,2
9.2.	АО «РИТЭК»	всего по предприятию			19,5
9.3.	ГПЭС Сандибинского месторождения	3 агр. х 1,5	ГПУ	2014	4,5
9.4.	ГПЭС-1 Средне-Хулымского месторождение	5 агр. х 1,5	ГПУ	2005, 2006	7,5
9.5.	ГПЭС-2 Средне-Хулымского месторождения	5 агр. х 1,5	ГПУ	2007	7,5
10.	АО «Тюмен-нефтегаз»	всего по предприятию			6,5
10.1.	ГПУ Тюмен-нефтегаз	4 агр. х 1,1, 2 агр. х 1,03	ГПУ	2017, 2018	6,5
11.	ООО «Газпром-нефть-Ямал»	всего по предприятию			123,2
11.1.	ГТЭС Новый порт	6 агр. х 16	ГТУ	2017, 2018	96
11.2.	Нефтяная электростанция	9 агр. х 1,65	ГДГ	2016	14,9
11.3.	ГПЭС	8 агр. х 1,54	ГПУ	2013	12,3
12.	ООО «Бурэнерго»	всего по предприятию			33,8
12.1.	ГПЭС		ГПУ	2018	33,8
Итого по автономным электростанциям промышленных предприятий					761,4

Таблица 13

Состав генерирующего оборудования автономных источников

электроснабжения населенных пунктов ЯНАО с децентрализованным
электроснабжением
по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Наименование электро- станции	Сведения об агрегатах	Тип обору- до- вания	Год ввода в эксплуата- цию	Установ- ленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6
Город Лабытнанги					
1.	ПЭС Лабытнанги	4 агр. x 12, 2 агр. x 4, 4 агр. x 2,5	ГТУ	1974, 1976, 1979, 1982, 1983, 1984, 1994, 2010, 2014	66
2.	Поселок городского типа Харп	2 агр. x 3,047, 2 агр. x 2,433	ТЭС	2010	10,9
		2 агр. x 1, 1 агр. x 0,2	ДЭС	2010	2,2
Шурышкарский район					
3.	Село Мужы	6 агр. x 1,6	ДЭС	2014	9,6
Ямальский район					
4.	Село Яр- Сале	7 агр. x 1,11, 2 агр. x 1,9, 1 агр. x 1,4	ДЭС	2006 – 2019	12,9
5.	Село Мыс Каменный	3 агр. x 1,5, 2 агр. x 0,5	ГПУ	2016 – 2018	5,5
6.	Село Сеяха	2 агр. x 1, 2 агр. x 2	ДЭС	2014	6
Тазовский район					
7.	Поселок Тазовский	10 агр. x 1,5	ГПУ	2017 – 2021	15
8.	Село Газ- Сале	1 агр. x 2, 2 агр. x 1,5	ГПУ	2017	5,11
Красноселькупский район					
9.	Село Красно- селькуп	5 агр. x 1,5	ГПУ	2019	7,5
Приуральский район					
10.	Село Аксарка	4 агр. x 1,5	ГПГУ	2011, 2012	6,0
		2 агр. x 0,8	ДЭС	2017	1,6
11.	Село Белоярск	5 агр. x 1, 3 агр. x 0,8	ДЭС	1995, 2018, 2019	7,6

Автономные электростанции, обеспечивающие электроснабжение

населенных пунктов ЯНАО, не имеющих связи с ЕЭС России, в основном, находятся в ведении АО «Ямалкоммунэнерго». Ниже приведены прочие собственники автономных электростанций по состоянию на 01.01.2022:

- город Лабытнанги (ПЭС Лабытнанги) – ПАО «Передвижная энергетика»,

- село Красноселькуп – ООО Энергетическая компания «ТВЭС»,

- поселок городского типа Харп, село Аксарка – АО «Харп-Энерго-Газ».

2.9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за рассматриваемый ретроспективный период 2017 – 2021 годов приведена в таблице 14 и на схеме 10.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за период 2017 – 2021 годов

Наименование электростанции	Единица измерения	Год				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	млн кВт·ч	3 345,6	3 281,2	4 037,7	3 794,2	3 932,2
	%	69,4	68,1	71,3	70,3	71
ООО «Ноябрьская ПГЭ»	млн кВт·ч	920	965,5	965,6	969,2	938,2
	%	19,1	20	17	18	16,9
ООО «Северная ПЛЭС»	млн кВт·ч	160,8	133,5	146,8	131,9	144,1
	%	3,3	2,8	2,6	2,4	2,6
ПАО «Передвижная энергетика»	млн кВт·ч	51,9	49,8	30	13,2	27,4
	%	1,1	1	0,5	0,2	0,5
ООО «Газпром добыча Ямбург»	млн кВт·ч	233,7	223,9	213,8	222,4	237,1
	%	4,8	4,6	3,8	4,1	4,3
ООО «Газпром добыча Уренгой»	млн кВт·ч	23,4	25,9	28,1	28	35,9
	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	млн кВт·ч	36,8	42,7	40,3	36,5	25,2
	%	0,8	0,9	0,7	0,7	0,5
АО «СибурТюменьГаз Вынгапуровский ГПЗ»	млн кВт·ч	35,1	34,6	34,8	36	34,5
	%	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6
ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	млн кВт·ч	11,9	0	0	0	0
	%	0,2	0	0	0	0
АО «Салехардэнерго»	млн кВт·ч	-	63	166,3	162,2	160,8
	%	-	1,3	2,9	3	2,9
Итого по энергосистеме ЯНАО	млн кВт·ч	4 819,2	4 820,1	5 663,4	5 393,6	5 535,2

За отчётный период 2017 – 2021 годов наибольший объем электрической энергии (около 68 – 71% от суммарного производства электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО) был произведен на Уренгойской ГРЭС,

собственником которой является АО «Интер РАО – Электрогенерация». Следующая электростанция по объему производства электрической энергии – Ноябрьская ПГЭ (ООО «Ноябрьская ПГЭ»), на которой за отчетный период было произведено 17 – 20% электроэнергии. На электростанциях, принадлежащих предприятиям компании ПАО «Газпром», произведено около 5% от суммарного производства электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО.

Суммарная выработка электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО в 2021 году по отношению к 2017 году увеличилась на 716 млн кВт·ч (на 14,9%) и составила 5 535,2 млн кВт·ч.

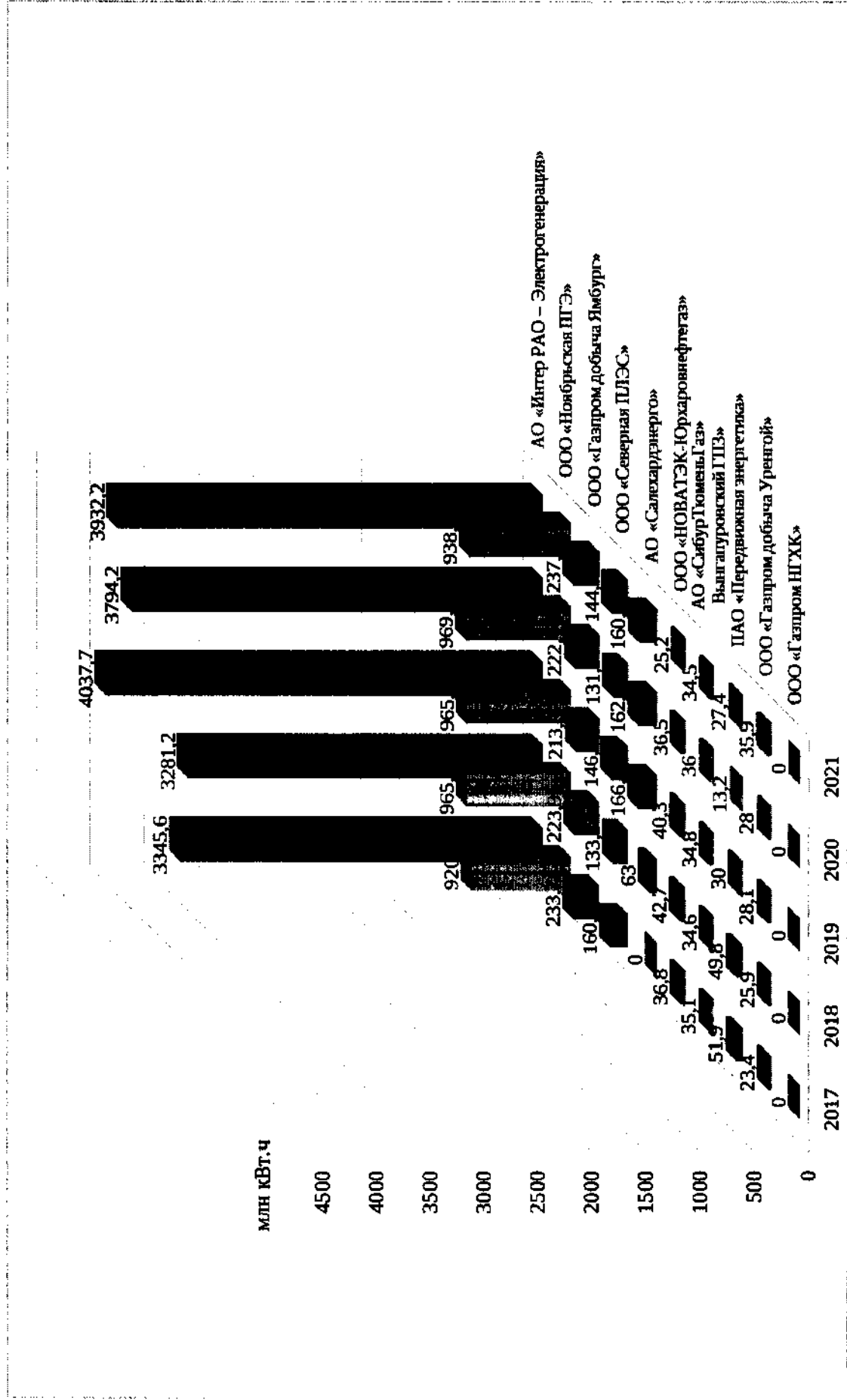


Схема 10. Структура выработки электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО по видам собственности за 2017 – 2021 годы

Структура выработки электрической энергии ЭЭС ЯНАО по типам электростанций за рассматриваемый ретроспективный период 2017 – 2021 годов приведена в таблице 15 и на схеме 11.

Таблица 15

Структура выработки электрической энергии ЭС ЯНАО по типам электростанций за период 2017 – 2021 годов

Тип электростанции	Показатель	Год				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6	7
Парогазовые электростанции*	млн кВт·ч	4 265,6	4 246,7	5 003,3	4 763,4	4 870,4
	%	88,5	88,1	88,3	88,3	88
Газотурбинные электростанции	млн кВт·ч	553,6	573,5	660,3	630,2	664,8
	%	11,5	11,9	11,7	11,7	12
Итого по энергосистеме ЯНАО	млн кВт·ч	4 819,2	4 820,2	5 663,6	5 393,6	5 535,2

* В том числе Уренгойская ГРЭС.

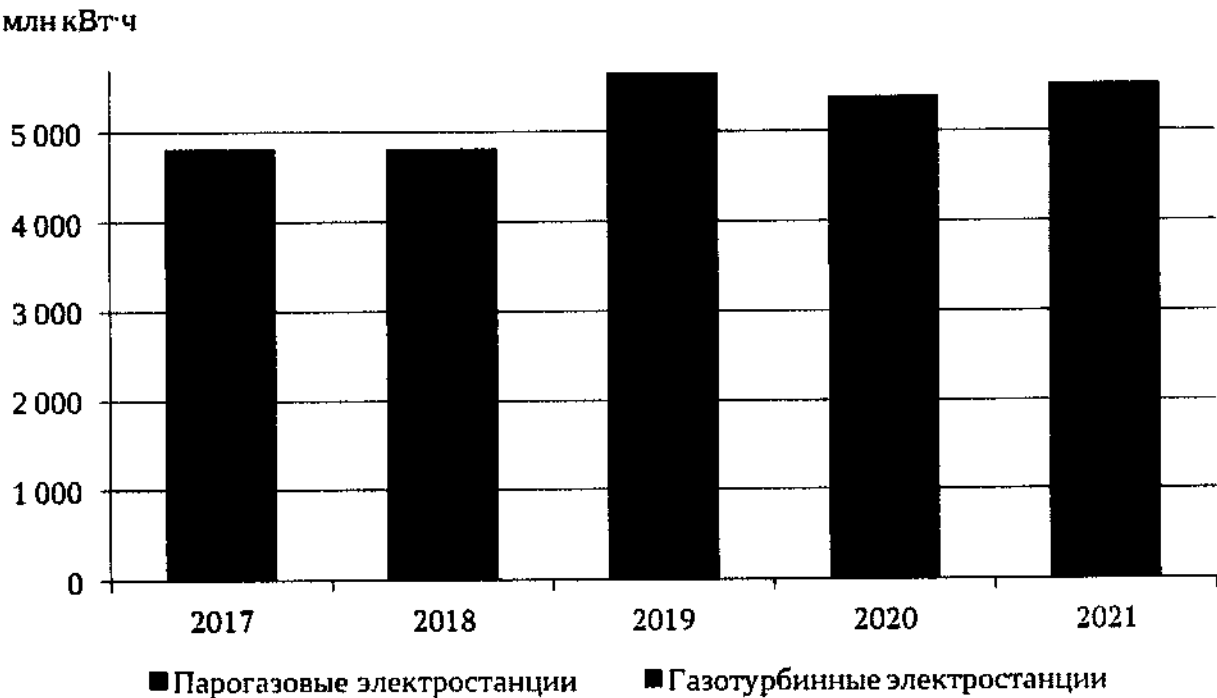


Схема 11. Структура выработки электрической энергии ЭЭС ЯНАО по типам электростанций за 2017 – 2021 годы

Наибольшая доля электрической энергии вырабатывается на парогазовых электростанциях (Уренгойская ГРЭС и Ноябрьская ПГЭ) – около 88 – 89% от суммарной выработки электростанций ЭЭС ЯНАО. Газотурбинными

электростанциями вырабатывается около 11 – 12% от суммарной выработки электростанций ЭЭС ЯНАО.

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

ЭЭС ЯНАО является дефицитной как по мощности, так и по электроэнергии. В течение отчётного пятилетнего периода покрытие потребностей за счёт собственных источников не изменилось.

Балансы электрической мощности и электроэнергии ЭЭС ЯНАО за отчетный период приведены в таблицах 16 и 17 и схемах 12 и 13 соответственно.

Таблица 16

Фактический баланс мощности по территории ЭЭС ЯНАО на час прохождения максимума нагрузки энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО за период 2017 – 2021 годов, МВт

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Покрытие					
Нагрузка электростанций, в т. ч.	720,2	692,7	742,9	741,8	692,8
Уренгойская ГРЭС	518,1	520,1	520,1	528,4	530,2
Ноябрьская ПГЭ	120,5	84,8	126	125,5	64,2
ПЛЭС-05	22,5	21,7	21,7	21,5	23,7
УГТЭС-72	10,8	11	10,1	3,2	0
Ямбургская ГТЭС	29,4	30,5	26	27,5	30,1
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	5,6	5,4	4,9	6,8	2
ГТЭС Песцовая	3,3	3,5	3,5	4,3	2,8
ГТЭС Харвутинская	3	3	3	2,9	3,3
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	7	7	7	7	7
Новоуренгойская ГТЭС	–	0	0	0	0
ГТЭС Обдорск	–	1	15,4	11,5	12,1
ТЭС Салехард	–	4,7	4,7	3,2	6,5
Максимум потребления мощности	1 495	1 371	1 385	1 285	1 376
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение, «-» избыток – выдача)	774,8	678,3	642,1	543,2	683,2

Таблица 17

Балансы электрической энергии за период 2017 – 2021 годов, млн кВт·ч

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление	10 761,9	9 599,4	9 935,9	9 356,2	9 989,7
Выработка электроэнергии	4 819,2	4 820,2	5 663,6	5 393,6	5 535,2
Сальдо перетоков («+» получение, «-» выдача)	5 942,7	4 779,2	4 272,3	3 962,6	4 454,4



Схема 12. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
за период 2017 – 2021 годов

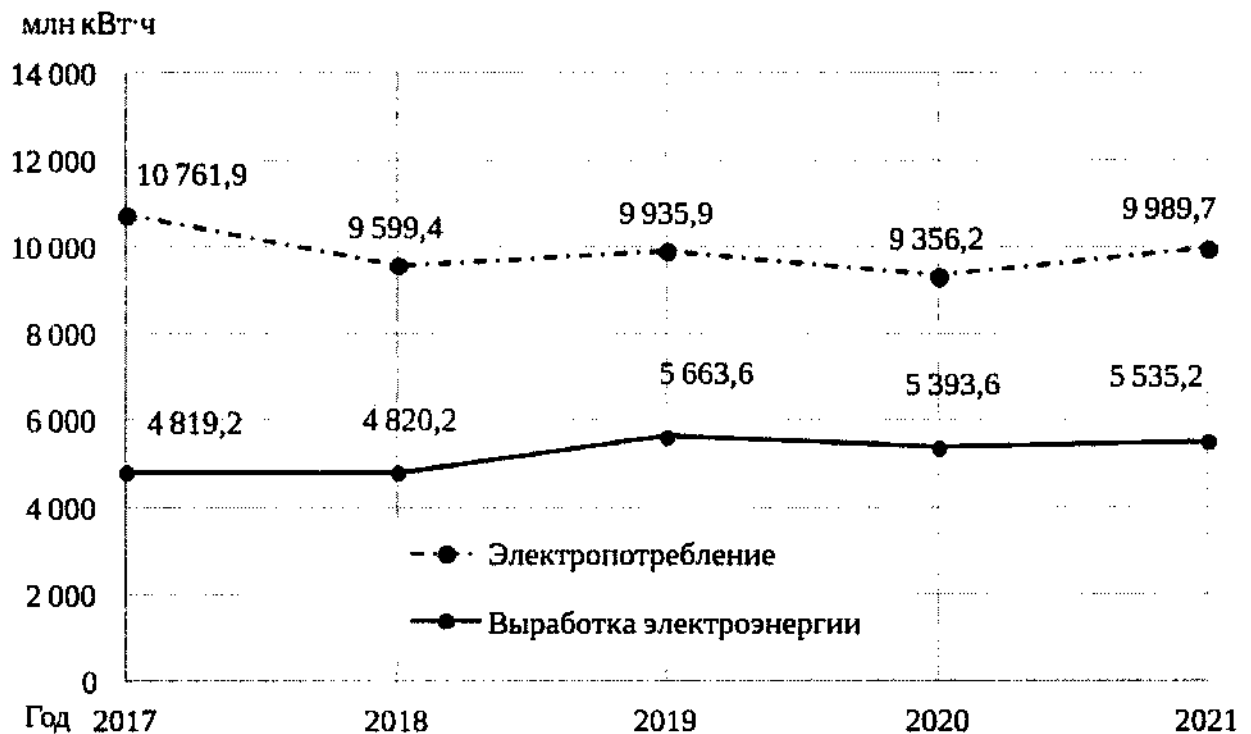


Схема 13. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
за период 2017 – 2021 годов

2.11. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет.

В таблице 18 приведены показатели энерго- и электроэффективности экономики ЯНАО за 2017 – 2020 годы на основании данных органов государственной статистики.

Таблица 18

Основные показатели энерго- и электроэффективности за 2017 – 2020 годы

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
1	2	3	4	5
ВРП, млрд руб.	2 461,4	2 025,5	2 461,4	2 711,5
Электропотребление, млн кВт·ч	10 761,9	9 599,4	9 935,9	9 356,2
Объем потребленных ТЭР, тыс. т у.т.	14 374	14 468	14 374	14 267
Численность населения, тыс. чел.	536	540	542,7	544,4
Электроемкость ВРП, кВт·ч/руб.	4,4	4,7	4	3,5
Энергоемкость ВРП, т у.т./млн руб.	5,8	7,1	5,8	5,3
Потребление электроэнергии на душу населения, тыс. кВт·ч/чел.	20,1	17,8	18,3	17,8

* Данные за 2021 год не приведены ввиду отсутствия статистической информации.

Потребление электроэнергии на душу населения на территории ЯНАО превышает среднероссийское в 3,2 раза, что может быть объяснено значительной долей промышленности в структуре потребления электроэнергии.

Снижение электроемкости и энергоемкости ВРП ЯНАО в 2019 – 2020 годах объясняется в первую очередь инфляцией.

2.12. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона – 110 кВ и выше.

Электросетевое хозяйство 110 кВ и выше ЯНАО работает в составе синхронизированной с ЕЭС России части ЭЭС ЯНАО. Основными эксплуатирующими организациями являются ЯНПМЭС, АО «Россети Тюмень», а также крупные промышленные предприятия добычи и транспортировки полезных ископаемых и обрабатывающих производств.

Сводные данные по установленной мощности и количеству трансформаторов/автотрансформаторов (далее – Т/АТ) ПС 110 кВ и выше представлены в таблице 19 с учетом номинального напряжения и эксплуатирующей организации.

На схеме 14 приведена структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

Таблица 19

Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

Наименование показателя	Количество ПС, шт.	Количество Т/АТ, шт.	Установленная мощность Т/АТ, МВА
1	2	3	4
Всего, в т.ч.	170	364	14 227

1	2	3	4
По номинальному напряжению			
500 кВ	3	19	3 173
220 кВ	16	45	4 798
110 кВ	151	300	6 256
По эксплуатирующим организациям			
МЭС Урала	18	66	7 881
АО «Россети Тюмень»	109	216	4 909
Промышленные предприятия	43	82	1 437

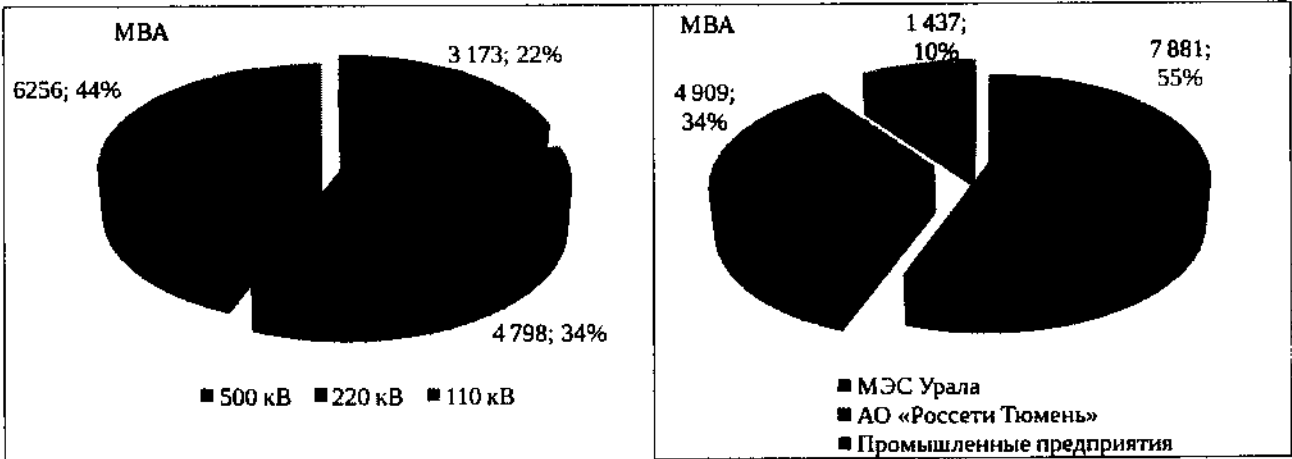


Схема 14. Структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям ЭЭС ЯНАО

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО приведены в таблице 20.

Таблица 20

Сводные данные о количестве и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

Наименование показателя	Количество ЛЭП, шт.	Протяженность ЛЭП, км
1	2	3
Всего, в т.ч.	157	12 319
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габаритах 500кВ)	5	550
220кВ	31	4 105
110кВ	121	7 664
По эксплуатирующим организациям		
МЭС Урала	39	4 289
АО «Россети Тюмень»	98	6 887

Наименование показателя	Количество ЛЭП, шт.	Протяженность ЛЭП, км
1	2	3
Промышленные предприятия	20	1 143

На схеме 15 приведена структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

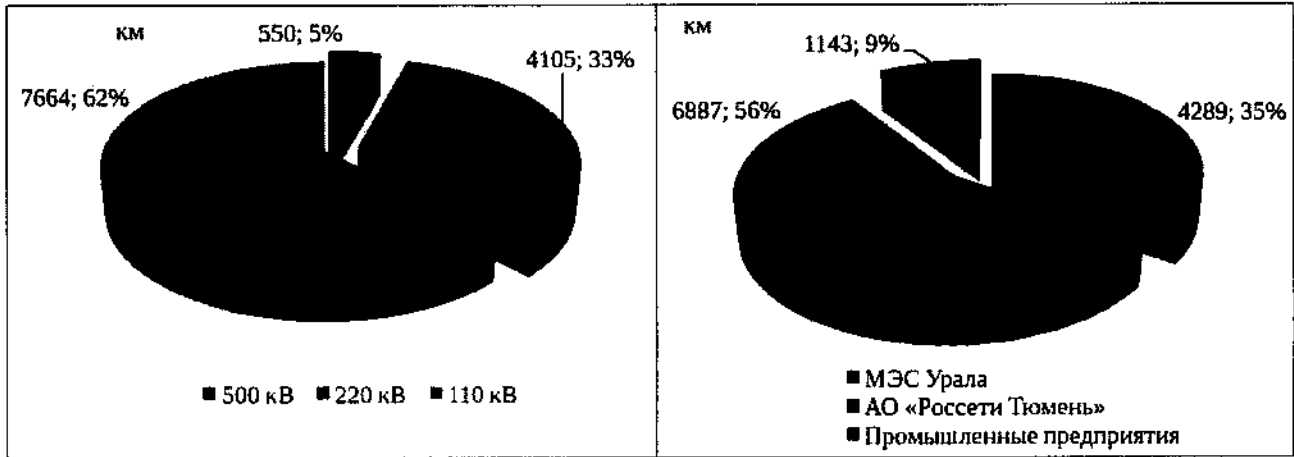


Схема 15. Структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям ЭЭС ЯНАО

В таблицах 21 и 22 приведен перечень ПС и ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО, а также сведения о количестве и мощности Т/АТ ПС, протяженности и марке провода ЛЭП и данные об эксплуатирующей организации.

Для обеспечения технологического присоединения потребителей Пуровского энергорайона в рамках инвестиционной программы АО «Россети Тюмень» в 2018 году были введены в эксплуатацию следующие объекты:

- ВЛ 110 кВ Лимбья-Яха – НПС Уренгойская – 1, 2;
- ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбья-Яха I цепь, ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбья-Яха II цепь.

В рамках инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» в ЯНАО в 2018 – 2019 годах были введены в работу:

- ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой для обеспечения технологического присоединения потребителей в Северном энергорайоне в 2018 году;
- ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Транснефть – Сибирь» и АО «Тюменнефтегаз» в 2018 году;
- ПС 220 кВ Славянская со строительством двух одноцепных ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2 для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Транснефть – Сибирь» в 2019 году.

В 2021 году введена в эксплуатацию ПС 110 кВ Роспан с питающими ВЛ 110 кВ I, II цепь.

Таблица 21

Сведения о составе ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Количество Т/АТ, шт.	Мощность Т/АТ, МВА	Суммарная мощность ПС, МВА
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала					
1	ПС 500 кВ Холмогорская	500	9	167	1 503
		220	3	125	375
2	ПС 500 кВ Муравленковская	500	3	167	501
		220	2	63	126
		220	2	125	250
3	ПС 500 кВ Тарко-Сале	500	6	167	1 002
		220	3	125	375
4	В резерве	500	1	167	167
5	ПС 220 кВ Янга-Яха	220	2	125	250
6	ПС 220 кВ Пуль-Яха	220	2	125	250
		110	2	40	80
7	ПС 220 кВ Аврора	220	2	100	200
8	ПС 220 кВ ГГПЗ	220	2	100	200
9	ПС 220 кВ Надым	220	2	125	250
10	ПС 220 кВ Правохеттинская	220	2	32	64
11	ПС 220 кВ Пангоды	220	1	63	63
		220	1	125	125
12	ПС 220 кВ Оленья	220	2	125	250
13	ПС 220кВ Уренгой	220	2	125	250
14	ПС 220 кВ Вынгапур	220	3	125	375
15	ПС 220кВ Мангазея	220	2	125	250
16	ПС 220 кВ Арсенал	220	2	125	250
17	ПС 220 кВ Ермак	220	2	125	250
		110	2	40	80
18	ПС 220 кВ Исконная	220	1	125	125
19	ПС 220 кВ Славянская	220	2	25	50
20	В резерве	220	3	32+63+125	220
Итого ПС 500 кВ			19		3173
Итого ПС 220 кВ			43		4 548
Итого ПС 110 кВ			4		160
Итого Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала			66		7 881
АО «Россети Тюмень»					
1	ПС 220 кВ Салехард	220	2	125	250

1	2	3	4	5	6
2	ПС 110 кВ Барсуковская	110	2	40	80
3	ПС 110 кВ Владимирская	110	2	25	50
4	ПС 110 кВ Вынгаяхинская	110	2	40	80
5	ПС 110 кВ Вышка	110	2	40	80
6	ПС 110 кВ Геолог	110	2	25	50
7	ПС 110 кВ Геращенко	110	2	25	50
8	ПС 110 кВ ГДН	110	2	40	80
9	ПС 110 кВ Городская	110	2	25	50
10	ПС 110 кВ Градиент	110	2	6,3	12,6
11	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская	110	2	25	50
12	ПС 110 кВ Губкинская	110	2	6,3	12,6
13	ПС 110 кВ Еты-Пур	110	2	25	50
14	ПС 110 кВ Жемчужина	110	2	25	50
15	ПС 110 кВ Западно- Ноябрьская	110	2	25	50
16	ПС 110 кВ Итурская	110	2	25	50
17	ПС 110 кВ Карамовская	110	2	16	32
18	ПС 110 кВ Карьер	110	1	16	16
19	ПС 110 кВ Кедр	110	1	6,3	6,3
	ПС 110 кВ Кедр	110	1	10	10
20	ПС 110 кВ Кирпичная	110	2	10	20
21	ПС 110 кВ КНС-1	110	2	25	50
22	ПС 110 кВ КНС-9	110	2	25	50
23	ПС 110 кВ Комплект	110	2	25	50
24	ПС 110 кВ Комсомольская	110	2	25	50
25	ПС 110 кВ Крайняя	110	2	25	50
26	ПС 110 кВ Кристалл	110	2	16	32
27	ПС 110 кВ Курская	110	2	40	80
28	ПС 110 кВ Летняя	110	2	25	50
29	ПС 110 кВ Лимбей	110	2	16	32
30	ПС 110 кВ Майская	110	2	25	50
31	ПС 110 кВ Мара-Яха	110	2	25	50
32	ПС 110 кВ Маяк	110	2	25	50
33	ПС 110 кВ Новопурпейская	110	2	40	80
34	ПС 110 кВ Новогодняя	110	2	25	50
35	ПС 110 кВ НПС Холмогорская	110	2	40	80
36	ПС 110 кВ Орловская	110	2	40	80
37	ПС 110 кВ Песчаная	110	2	25	50
38	ПС 110 кВ Победа	110	2	25	50
39	ПС 110 кВ Погружная	110	2	25	50
40	ПС 110 кВ Пурпейская	110	2	6,3	12,6
41	ПС 110 кВ Пяку-Пур	110	2	16	32

1	2	3	4	5	6
42	ПС 110 кВ Разряд	110	2	40	80
43	ПС 110 кВ Светлая	110	2	16	32
44	ПС 110 кВ Сигнал	110	2	25	50
45	ПС 110 кВ Стрела	110	2	25	50
46	ПС 110 кВ Сугмутская	110	2	25	50
47	ПС 110 кВ Суторминская	110	2	16	32
48	ПС 110 кВ Сутормин	110	1	16	16
49	ПС 110 кВ Таланга	110	2	10	20
50	ПС 110 кВ Тарасовская	110	2	25	50
51	ПС 110 кВ Тайяха	110	1	10	10
52	ПС 110 кВ Трудовая	110	2	40	80
53	ПС 110 кВ Ударная	110	2	40	80
54	ПС 110 кВ УКПГ	110	2	6,3	12,6
55	ПС 110 кВ Фортуна	110	2	25	50
56	ПС 110 кВ Ханупа	110	2	25	50
57	ПС 110 кВ Харампурская	110	2	25	50
58	ПС 110 кВ Хрустальная	110	2	25	50
59	ПС 110 кВ Южно-Харампурская	110	2	25	50
60	ПС 110 кВ Янтарная	110	2	40	80
61	ПС 110 кВ Береговая	110	2	40	80
62	ПС 110 кВ Буран	110	2	6,3	12,6
63	ПС 110 кВ Варенга-Яха	110	2	40	80
64	ПС 110 кВ Взлетная	110	2	2,5	5
65	ПС 110 кВ Головная	110	2	25	50
66	ПС 110 кВ Голубика	110	2	25	50
67	ПС 110 кВ Ева-Яха	110	2	25	50
68	ПС 110 кВ Звезда	110	2	16	32
69	ПС 110 кВ Левохеттинская	110	2	25	50
70	ПС 110 кВ Лонг-Юган	110	2	16	32
71	ПС 110 кВ Морошка	110	2	25	50
72	ПС 110 кВ Новоуренгойская	110	2	40	80
73	ПС 110 кВ Ныда	110	2	16	32
74	ПС 110 кВ Опорная	110	2	40	80
75	ПС 110 кВ Полярник	110	2	40	80
76	ПС 110 кВ Приозерная	110	2	25	50
77	ПС 110 кВ Роспан	110	2	10	20
78	ПС 110 кВ Сварочная	110	1	6,3	6,3
79	ПС 110 кВ Северное Сияние	110	2	40	80
80	ПС 110 кВ Старый Надым	110	2	6,3	6,3
81	ПС 110 кВ Табьяха	110	2	2,5	5
82	ПС 110 кВ УГП-10	110	2	6,3	12,6

1	2	3	4	5	6
83	ПС 110 кВ УГП-12	110	1	6,3	6,3
84	ПС 110 кВ УГП-12	110	1	10	10
85	ПС 110 кВ УГП-13	110	2	10	20
86	ПС 110 кВ УГП-15	110	2	10	20
87	ПС 110 кВ УГП-1А	110	2	16	32
88	ПС 110 кВ УГП-2	110	2	10	20
89	ПС 110 кВ УГП-2В	110	2	25	50
90	ПС 110 кВ УГП-3	110	2	10	20
91	ПС 110 кВ УГП-4	110	1	6,3	6,3
92	ПС 110 кВ УГП-4	110	1	10	10
93	ПС 110 кВ УГП-5	110	2	6,3	12,6
94	ПС 110 кВ УГП-5В	110	2	16	32
95	ПС 110 кВ УГП-7	110	2	6,3	12,6
96	ПС 110 кВ УГП-8	110	2	6,3	12,6
97	ПС 110 кВ УГП-9	110	2	6,3	12,6
98	ПС 110 кВ УГТЭС-72	110	1	25	25
99	ПС 110 кВ УГТЭС-72	110	2	32	64
100	ПС 110 кВ Ужгородская	110	2	25	50
101	ПС 110 кВ Фарафонтьевская	110	2	25	50
102	ПС 110 кВ Хасырейская	110	2	25	50
103	ПС 110 кВ Холод	110	1	10	10
104	ПС 110 кВ Холод	110	1	16	16
105	ПС 110 кВ ЯГП-1	110	2	25	50
106	ПС 110 кВ ЯГП-1В	110	2	25	50
107	ПС 110 кВ ЯГП-2	110	2	10	20
108	ПС 110 кВ ЯГП-3	110	2	10	20
109	ПС 110 кВ ЯГП-4	110	2	10	20
110	ПС 110 кВ ЯГП-5	110	2	10	20
111	ПС 110 кВ ЯГП-6	110	2	16	32
112	ПС 110 кВ ЯГП-7	110	2	10	20
113	ПС 110 кВ Ямал	110	2	25	50
114	ПС 110 кВ Ямбург	110	2	25	50
Итого ПС 220 кВ			2		250
Итого ПС 110 кВ			214		4 658,8
Итого АО «Россети Тюмень»			216		4 908,8
Электросетевые объекты промышленных предприятий					
1	ПС 110 кВ Ямальская	110	2	40	80
2	ПС 110 кВ Адмиральская	110	2	25	50
3	ПС 110 кВ Айваседонур	110	2	10	20
4	ПС 110 кВ Вымпел	110	2	6,3	12,6
5	ПС 110 кВ Звездная	110	2	40	80
6	ПС 110 кВ Ноябрьская	110	2	16	32
7	ПС 110 кВ НПС Пурпе	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 кВ НПС-2 Промежуточная	110	2	25	50
9	ПС 110 кВ Нуриевская	110	2	25	50
10	ПС 110 кВ Отдельная	110	2	6,3	12,6
11	ПС 110 кВ Пуровский ЗПК	110	2	10	20
12	ПС 110 кВ ПСП	110	2	16	32
13	ПС 110 кВ Пур	110	2	10	20
14	ПС 110 кВ Пур-Пе	110	2	16	32
15	ПС 110 кВ Снежная	110	2	40	80
16	ПС 110 кВ Спорышевская	110	2	40	80
17	ПС 110 кВ Ханымей	110	2	2,5	5
18	ПС 110 кВ Хорошуновская	110	2	25	50
19	ПС 110 кВ Чуркинская	110	2	25	50
20	ПС 110 кВ Ярайнерская	110	2	40	80
21	ПС 110 кВ Ачимовская	110	2	40	80
22	ПС 110 кВ Базовая	110	2	16	32
23	ПС 110 кВ Буровик	110	2	6,3	12,6
24	ПС 110 кВ ГКСПангоды	110	2	10	20
25	ПС 110 кВ Глубокая	110	2	10	20
26	ПС 110 кВ КС-0	110	2	6,3	12,6
27	ПС 110 кВ НПС-1	110	2	40	80
28	ПС 110 кВ ПГП-1	110	2	2,5	5
29	ПС 110 кВ ПГП-3	110	2	2,5	5
30	ПС 110 кВ ПГП-4	110	2	2,5	5
31	ПС 110 кВ ПГП-6	110	2	2,5	5
32	ПС 110 кВ ПГП-8	110	2	2,5	5
33	ПС 110 кВ ПГП-9	110	2	6,3	12,6
34	ПС 110 кВ Песцовая	110	1	16	16
35	ПС 110 кВ Промплощадка	110	1	25	25
36	ПС 110 кВ Районная	110	1	10	10
37	ПС 110 кВ Строительная	110	2	6,3	12,6
38	ПС 110 кВ Тихая	110	2	25	50
39	ПС 110 кВ Юность	110	2	10	20
40	ПС 110 кВ Юрхарово	110	2	40	80
41	ПС 110 кВ ЯГП-2В	110	2	10	20
42	ПС 110 кВ ЯГП-3В	110	2	6,3	12,6
43	ПС 110 кВ ЯГП-9	110	1	10	10
Итого ПС Промышленных предприятий			82		1 437,2
Итого ПС 500 кВ			19		3 173
Итого ПС 220 кВ			45		4 798
Итого ПС 110 кВ			300		6 256
Итого			364		14 227

Таблица 22

Сведения о составе ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Наименование ЛЭП	Участки ЛЭП	Количество цепей, шт.	Длина цепи, км	Длина, км	Марка провода
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала						
1	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская		1	104,582	104,582	3хАС-300
2	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале		1	187,317	187,317	3хАС-330
3	ВЛ 500 кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	107,6	107,6	3хАС-300
4	ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская		1	84,28	84,28	3хАС-330
5	ВЛ 500 кВ Кирилловская-Холмогорская		1	66,23	66,23	3хАС-300
Итого в одноцепном исчислении 500 кВ					550,01	
1	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора		1	94,23	94,23	АС-240, АС-300
2	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур		1	132	132	АС-300
3	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха		1	94,23	94,23	АС-300
4	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха		1	62,7	62,7	АС-300
5	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Аврора		1	38,077	38,077	АС-300
6	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым (в габаритах 500 кВ)		1	187,173	187,173	АС-400, 3хАС-300, АС-240
7	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Пуль-Яха		1	37	37	АС-300
8	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	102,9	102,9	АС-240
9	ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды	отпайка Правохеттинская – ПС 220 кВ Надым	1	29,9	29,9	АС-240
		ПС 220 кВ Пангоды – отпайка Правохеттинская	1	58	58	АС-240
		отпайка Правохеттинская – ПС 220 кВ Правохеттинская	1	7	7	АС-240
10	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – ГГПЗ-1,2		2	2,1	4,2	АС-240
11	ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой	отпайкаПравохеттинская – ПС 220 кВ Надым	1	29,9	29,9	АС-240
		ПС 220 кВ Уренгой – отпайкаПравохеттинская	1	176	176	АС-240

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Правохеттинская – ПС 220 кВ Правохеттинская	1	7	7	АС-240
12	ВЛ 220 кВ Уренгой – Оленья-1,2		2	114,7	229,4	АС- 240, АС-400
13	ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды		1	111	111	АС-240
14	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея		2	213,493	426,986	АС- 240, 2АС- 500
15	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-1		1	81,708	81,708	АС- 400, 3АС- 300
16	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-2,3		2	74,009	74,009	АС-400
17	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (в габаритах 500 кВ)		1	255,764	255,764	АС- 400, 3хАС- 330
18	ВЛ 220 кВ Вынгапур – Янга-Яха		1	76,9	76,9	АС-300
19	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Арсенал I, II цепь		2	72,7	145,4	АС-240
20	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Исконная		1	7,3	7,3	АС-400
21	ВЛ 220 кВ Исконная – Уренгой		1	75,208	75,208	АС-400
22	КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак		1	137,8	137,8	АС-240
23	КВЛ 220 кВ Ермак – Мангазея		1	235,4	235,4	АС-240
24	КВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2		2	141,7	283,41	АСк2у- 240/39, АСТ- 500/336
25	ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская		1	85,226	85,226	АС-240
26	ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым		1	85,226	85,226	АС-240
27	ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьёган		1	43,20	43,20	АС-240
28	ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима		1	43,20	43,20	АС-240
Итого в одноцепном исчислении 220 кВ					3 317,9	
1	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург с отпайками I, II цепь		2	107,2	214,4	АС-240
2	ВЛ 110 кВ Надым – Ланг-Юган Сорум с отпайками		1	152,8	152,8	АС-240
3	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – НПС Пур-Пе-1		1	16,8	16,8	АС-120
4	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – НПС Пур-Пе-2		1	16,7	16,7	АС-120
5	ВЛ 110 кВ Вынгапур – НПС-2 Промежуточная-1		1	10	10	АС-120
6	ВЛ 110 кВ Вынгапур – НПС-2 Промежуточная-2		1	10,3	10,3	АС-120
Итого в одноцепном исчислении 110 кВ					421	
Итого Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала в одноцепном исчислении					4 288,9	

1	2	3	4	5	6	7
АО «Россети Тюмень»						
1	ВЛ 220 кВ Надым – Салехард 1, 2 цепь		2	358,4	716,8	АС-300/39
Итого в одноцепном исчислении 220 кВ					716,8	
1	ВЛ 110 кВ Белоярская – Октябрьская с отпайкой на Перегребное	ПС 110 кВ Белоярская – отпайка Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120
		отпайка Бобровская – ПС 110 кВ Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95
		отпайка Бобровская – отпайка Перегребное	1	68,9	68,9	АС-120
		отпайка Перегребное – ПС 110 кВ Октябрьская	1	61,1	61,1	АС-120
		отпайка Перегребное – ПС 110 кВ Перегребное	1	19,1	19,1	АС-120
2	ВЛ 110 кВ Белоярская – Полноват-1, 2		2	54,2	108,4	АС-120
3	ВЛ 110 кВ Белоярская – Шеркалы	ПС 110 кВ Белоярская – отпайка Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95
		отпайка Бобровская – ПС 110 кВ Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120
		отпайка Бобровская – отпайка Перегребное	1	68,9	68,9	АС-95
		отпайка Перегребное – ПС 110 кВ Перегребное	1	19,1	19,1	АС-120
		отпайка Перегребное – ПС 110 кВ Шеркалы	1	54	54	АС-95, АС-120
4	ВЛ 110 кВ Буран – Табьяха	ПС 110 кВ Буран – ПС 110 кВ Табьяха	1	61,6	61,6	АС-120
		отпайка на ПС 110 кВ УГП-7	1	0,7	0,7	АС-120
		отпайка на ПС 110 кВ УГП-8	1	0,4	0,4	АС-120, АС-95
		отпайка на ПС 110 кВ Ужгородская	1	8,5	8,5	АС-120, АС-95
		отпайка на ПС 110 кВ УГП-9	1	0,3	0,3	АС-120
		отпайка на ПС 110 кВ УГП-10	1	0,1	0,1	АС-120
5	ВЛ 110 кВ Буран – УГП-10	ПС 110 кВ Буран – ПС 110 кВ УГП-10	1	21,2	21,2	АС-120, АС-150
		отпайка на ПС 110 кВ УГП-7	1	0,7	0,7	АС-120
		отпайка на ПС 110 кВ УГП-8	1	0,4	0,4	АС-120, АС-95
		отпайка на ПС 110 кВ Ужгородская	1	8,5	8,5	АС-120, АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка на ПС 110 кВ УГП-9	1	0,3	0,3	АС-120, АС-95
6	ВЛ 110 кВ В.Казым – Белоярская		1	88,6	88,6	АС-120
7	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк		1	51,7	51,7	АС-120
8	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя		1	51,6	51,6	АС-120
9	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Песчаная-1, 2	ПС 220 кВ Вынгапур – отпайка Погружная	2	25,7	51,4	АС-120
		отпайка Погружная – ПС 110 кВ Песчаная	2	0,1	0,2	АС-120
10	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Янтарная-1, 2		2	0,15	0,3	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Геращенко – Пяку-Пур-1, 2		2	30,63	37,3	АС-120, АС-95
12	ВЛ 110 кВ КГТЭС – Белоярская		2	23,4	46,8	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская	ПС 110 кВ Губкинская – отпайка Ханымей	1	37,3	37,3	АС-120
		отпайка Ханымей – ПС 110 кВ Кедр	1	0,2	0,2	АС-120
14	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Градиент	ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Айваседопур	1	1,93	1,93	АС-120
		отпайка Айваседопур – отпайка Таланга	1	18,2	18,2	АС-120
		отпайка Таланга – ПС 110 кВ Таланга	1	4,5	4,5	АС-120
		отпайка Таланга – ПС 110 кВ Градиент	1	45,9	45,9	АС-120
15	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Геолог		1	9,7	9,7	АС-120
16	ВЛ 110 кВ Арсенал – Геолог	ПС 220 кВ Арсенал – отпайка Кристалл, Карьер	1	28	28	АС-120
		отпайка Кристалл, Карьер – ПС 110 кВ Кристалл	1	21,7	21,7	АС-120
		ПС 110 кВ Кристалл – ПС 110 кВ Карьер	1	17,3	17,3	АС-120
		ПС 110 кВ Геолог – отпайка Кристалл, Карьер	1	4,2	4,2	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Арсенал – Кирпичная	ПС 220 кВ Арсенал – отпайка Кристалл, Тайяха	1	28	28	АС-120
		отпайка Кристалл, Тайяха – ПС 110 кВ Кристалл	1	21,7	21,7	АС-120
		ПС 110 кВ Кристалл – ПС 110 кВ Тайяха	1	0,1	0,1	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Кристалл, Тайяха	1	9,8	9,8	АС-120
18	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пуровский ЗПК	ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Лимбей	1	22,1	22,1	АС-120
		отпайка Лимбей – Пуровский ЗПК	1	0,3	0,3	АС-120
		отпайка Лимбей – Лимбей	1	0,3	0,3	АС-120
19	ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПСП 1 цепь	ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Пур	1	42,8	42,8	АС-120
		отпайка Пур – ПС 110 кВ ПСП	1	19,4	19,4	АС-120
		отпайка Пур – ПС 110 кВ Пур	1	0,1	0,1	АС-120
20	ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПСП 2 цепь	ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Пуровский ЗПК	1	20,2	20,2	АС-120
		отпайка Пуровский ЗПК – отпайка Лимбей	1	0,8	0,8	АС-120
		отпайка Лимбей – ПС 110 кВ ПСП	1	21,8	21,8	АС-120
		отпайка Лимбей – ПС 110 кВ Лимбей	1	0,1	0,1	АС-120
		отпайка Пуровский ЗПК – ПС 110 кВ Пуровский ЗПК	1	0,3	0,3	АС-120
21	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пурпейская	ПС 110 кВ ПС 110 кВ Кирпичная – отпайка Айваседопур	1	1,9	1,9	АС-120
		отпайка Айваседопур – отпайка Таланга	1	18,2	18,2	АС-120
		отпайка Таланга – ПС 110 кВ Пурпейская	1	37,2	37,2	АС-120
22	ВЛ 110 кВ Левохеттинская – Лонг-Юган	ПС 110 кВ Левохеттинская – отпайка Приозерная	1	119,7	119,7	АС-120
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Приозерная	1	69,9	69,9	АС-95
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Лонг-Юган	1	0,01	0,01	АС-120
23	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Геращенко		1	7,9	7,9	АС-120, АС-95
24	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Орловская-1,2	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Курская	2	0,1	0,1	АС-150
		отпайка Курская – ПС 110 кВ Курская	2	0,7	1,4	АС-120
		отпайка Курская – ПС 110 кВ Орловская	2	10,4	20,9	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
25	ВЛ 110 кВ Муравленковская –Барсуковская- 1, 2	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Новопурпейская	2	43,9	87,8	АС- 240, АС- 185, АС-120
		отпайка Новопурпейская – Барсуковская	2	19,3	38,6	АС-95, АС-185
		отпайка Барсуковская – СП Барсуковский	2	0,5	1	АС-120
26	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Сугмутская, 1 цепь	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Жемчужина	1	34,1	34,1	АС-120
		отпайка Жемчужина – ПС 110 кВ Жемчужина	1	0,3	0,3	АС-120
		отпайка Жемчужина – отпайка Звездная	1	41,1	41,1	АС-120
		отпайкаЗвездная– ПС 110 кВ Сугмутская	1	2,9	2,9	АС-120
27	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Стрела		1	28,4	28,4	АС-95, АС-120
28	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Сугмутская, 2 цепь	ПС 500 кВ Муравленковская – отпайка Жемчужина	1	34,1	34,1	АС-120
		отпайка Жемчужина – ПС 110 кВ Жемчужина	1	0,4	0,4	АС-120
		отпайка Жемчужина – ПС 110 кВ Сугмутская	1	41,1	41,1	АС-120
29	ВЛ 110 кВ Надым – Береговая	ПС 220 кВ Надым – отпайка КС-0	1	0,01	0,01	АС-120
		отпайка КС-0 – отпайка Старый Надым	1	49,1	49,1	АС- 120, АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Старый Надым	1	6,1	6,1	АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
30	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	ПС 220 кВ Надым – отпайка Голубика	1	47,4	47,4	АС-120
		отпакаГолубика – ПС 110 кВ Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
31	ВЛ 110 кВ Надым – Левохеттинская		1	97,4	97,4	АС-120
32	ВЛ 110 кВ Надым – Лонг- Юган – Сорум	ПС 220 кВ Надым – отпайка Приозерная (в габаритах 220кВ)	1	152,8	152,8	АС-240
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Лонг-Юган	1	32,2	32,2	АС-120
		отпайка Приозерная – ПС 110 кВ Приозерная	1	35,1	35,1	АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Приозерная – опора 234	1	45,4	45,4	АС-120
		опора 234 – ПС 110 кВ Сорум	1	41,7	41,7	АС-120
		ПС 110 кВ Сорум – ПС 110 кВ Сосновская – 1	1	34,7	34,7	АС-120
33	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка (отпайка на ПС Береговая)	ПС 220 кВ Надым – отпайка КС-0	1	0,01	0,01	АС-120
		отпайка КС-0 – отпайка Голубика	1	40	40	АС-120
		отпайка Голубика – ПС 110 кВ Голубика	1	0,4	0,4	АС-95
		отпайка Голубика – ПС 110 кВ Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
		ПС 110 кВ Морошка – отпайка Старый Надым	1	8	8	АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
		отпайка Старый Надым – ПС 110 кВ Старый Надым	1	6,1	6,1	АС-95
34	ВЛ 110 кВ Губкинская - Новогодняя-1,2 цепь	ПС 110 кВ Новогодняя – отпайка Вынгайхинская	2	52,3	104,6	АС-120
		отпайка Вынгайхинская – ПС 110 кВ Вынгайхинская	2	8,8	17,6	АС-120
		отпайка Вынгайхинская – ПС 110 кВ Губкинская	2	6,1	12,2	АС-120
35	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Еты-Пур-1,2	ПС 110 кВ Новогодняя – отпайка Снежная	2	58,6	117,2	АС-120
		отпайка Снежная – ПС 110 кВ Еты-Пур	2	2,4	4,8	АС-120
36	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Маяк		1	3,3	3,3	АС-120
37	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Владимирская	НПГЭ – отпайка Адмиральская – ПС 110 кВ Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отпайка Адмиральская – ПС 110 кВ Владимирская	1	7,1	7,1	АС-120
38	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Городская	НПГЭ – отпайка Ноябрьская	1	4,2	4,2	АС-120
		отпайка Ноябрьская – ПС 110 кВ Городская	1	6,5	6,5	АС-120
		отпайка Ноябрьская – ПС 110 кВ Ноябрьская	1	7,2	7,2	АС-120
39	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Летняя	НПГЭ – отпайка Адмиральская – ПС 110 кВ Адмиральская	1	0,4	0,4	АС-120
		отпайка Адмиральская – ПС 110 кВ Летняя	1	8,6	8,6	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
40	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Янга-Яха	НПГЭ – отпайка Западно-Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайка Западно-Ноябрьская – ПС 110 кВ Западно-Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отпайка Западноноябрьская – ПС 220 кВ Янга-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
41	ВЛ 110 кВ Оленья – УГП-13-1,2	ПС 220 кВ Оленья – отпайка УГП-12	2	7,3	14,6	АС-95
		отпайка УГП-12 – ПС 110 кВ УГП-12	2	2,9	5,8	АС-95
		отпайка УГП-12 – ПС 110 кВ УГП-13	2	10,2	20,4	АС-95
42	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	ПС 220 кВ Оленья – отпайка УГП-15	2	46	92	АС-240
		отпайка УГП-15 – ПС 110 кВ УГП-15	2	22,3	44,6	АС-120
		отпайка УГП-15 – ПС 110 кВ Ямбург	2	61	122	АС-120
43	ВЛ 110 кВ Пангоды – Хасырейская-1,2		2	27	54	АС-95
44	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Светлая	ПП Северный – отпайка Тарасовская	1	6,3	6,3	АС-120
		отпайка Тарасовская – ПС 110 кВ Светлая	1	28,4	28,4	АС-120
		отпайка Тарасовская – ПС 110 кВ Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
45	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Харампурская-1, 2	ПП Северный – отпайка Мара-Яха	2	2,5	5	АС-120
		отпайка Мара-Яха – ПС 110 кВ Мара-Яха	2	13,7	27,5	АС-120
		отпайка Мара-Яха – отпайка Майская	2	31,4	62,8	АС-120
		отпайка Майская – ПС 110 кВ Майская	2	5,2	10,5	АС-120
		отпайка Майская – отпайка Ю.Харампурская	2	74,3	148,6	АС-120
		отпайка Ю.Харампурская – ПС 110 кВ Ю.Харампурская	2	32,2	64,4	АС-120
		отпайка Ю.Харампурская – ПС 110 кВ Харампурская	2	14,5	29	АС-120
46	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Геращенко	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Геращенко	1	27,4	27,4	АС-120, АС-95
47	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Крайняя	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка КНС-9	1	7,4	7,4	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 110 кВ КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 110 кВ Крайняя	1	25,4	25,4	АС-120
48	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Нуриевская-1 цепь		1	83,9	83,9	АС-150
49	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Стрела	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отпайка Ханупа – ПС 110 кВ Стрела	1	5,5	5,5	АС-95
50	ВЛ 110 кВ Сорум – Верхнеказымская	ПС 110 кВ Сорум – ПС 110 кВ Верхнеказымская	1	123,1	123,1	АС-120
		ПС 110 кВ Сорум – ПС 110 кВ Сосновская-2	1	34,7	34,7	АС-95
51	ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский -1, 2		2	31,7	63,4	АС-120
52	ВЛ 110 кВ Табъяха – Оленья		1	27,1	27,1	АС-120
53	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент	ПС 500 кВ Тарко-Сале – отпайка Победа	1	16,4	16,4	АС-120
		отпайка Победа – ПС 110 кВ Победа	1	0,2	0,2	АС-120
		отпайка Победа – ПС 110 кВ Градиент	1	10,6	10,6	АС-120
54	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский-1,2	ПС 500 кВ Тарко-Сале – отпайка УКПГ	2	15,3	30,5	АС-120
		отпайка УКПГ – ПС 110 кВ УКПГ	2	0,4	0,8	АС-120
		отпайка УКПГ – отпайка Комсомольская	2	3,6	7,1	АС-120
		отпайка Комсомольская – ПС 110 кВ Комсомольская	2	1,4	2,8	АС-120
		отпайка Комсомольская – ПП Комсомольский	2	37	74	АС-120
55	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный	ПС 500 кВ Тарко-Сале – отпайка Фортуна	1	3	3	АС-240
		отпайка Фортуна – ПС 110 кВ Фортуна	1	0,2	0,2	АС-120
		отпайка Фортуна – ПС 110 кВ Сигнал	1	1,1	1,1	АС120 АС-240
		ПС 110 кВ Сигнал – отпайка Тарасовская	1	56,6	56,6	АС-120
		отпайка Тарасовская – ПС 110 кВ Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Тарасовская – ПП Северный	1	6,3	6,3	АС-120
56	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный (в габаритах 220 кВ) -1, 2		2	71,5	142,9	АС-120, АС-240
57	ВЛ 110кВ Тарко-Сале – Пурпейская	ПС 500 кВ Тарко-Сале – отпайка Победа	1	16,4	16,4	АС-120, АС-150
		отпайка Победа – ПС 110 кВ Победа	1	0,2	0,2	АС-120
		отпайка Победа – отпайка Пур-Пе	1	12	12	АС-120
		отпайка Пур-Пе – ПС 110 кВ Пур-Пе	1	0,3	0,3	АС-120
		отпайка Пур-Пе – ПС 110 кВ Пурпейская	1	18,5	18,5	АС-120
58	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Светлая	ПС 500 кВ Тарко-Сале – отпайка Пур-Пе	1	15,3	15,3	АС-120
		отпайка Пур-Пе – ПС 110 кВ Пур-Пе	1	0,4	0,4	АС-120
		отпайка Пур-Пе – ПС 110 кВ Светлая	1	17,8	17,8	АС-120
59	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал	ПС 500 кВ Тарко-Сале – отпайка Фортуна	1	3	3	АС-150
		отпайка Фортуна – Фортуна – ПС 110 кВ Сигнал	1	0,8	0,8	АС-120
60	ВЛ 110 кВ УГП-2В – Буран	ПС 110 кВ УГП-2В – отпайка УГП-2 – ПС 110 кВ УГП-2	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка УГП-2 – отпайка УГП-3	1	9,9	9,9	АС-150
		отпайка УГП-3 – ПС 110 кВ УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка УГП-3 – отпайка УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150
		отпайка УГП-4 – ПС 110 кВ УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отпайка УГП-4 – отпайка УГП-5	1	6	6	АС-150
		отпайка УГП-5 – ПС 110 кВ УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150
		отпайка УГП-5 – ПС 110 кВ Буран	1	10,1	10,1	АС-150
61	ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран		1	10,6	10,6	АС-120
62	ВЛ 110 кВ Урегой – Варенга-Яха-1	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Новоуренгойская	1	4	4	2хАС-185

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка Новоуренгойская – ПС 110 кВ Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС- 185
		отпайка Новоуренгойская – ПС 110 кВ Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС- 150
63	ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха-2	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Опорная – отпайка Ямал	1	0,8	0,8	2хАС- 150
		отпайка Опорная – отпайка Новоуренгойская	1	4	4	2хАС- 185
		отпайка Новоуренгойская – ПС 110 кВ Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС- 185
		отпайка Ямал – ПС 110 кВ Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС- 150
		отпайка Ямал – ПС 110 кВ Опорная	1	0,7	0,7	2хАС- 150
		отпайка Ямал – ПС 110 кВ Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отпайка Новоуренгойская – ПС 110 кВ Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС- 150
64	ВЛ 110 кВ Уренгой – ПП – Лимбя-Яха-1, 2	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Фарафонтьевская	2	20,3	40,6	АС- 120, АС-150
		отпайка Фарафонтьевская – ПС 110 кВ Фарафонтьевская	2	7,5	15	АС-150
		отпайка Фарафонтьевская – отпайка Роспан	2	6,3	12,6	АС-150
		отпайка Роспан – ПС 110 кВ Роспан	2	8,8	17,6	АС-150
		отпайка Фарафонтьевская – отпайка Строительная	2	6,9	13,8	АС-150
		отпайка Строительная – ПС 110 кВ Строительная	2	1,1	2,2	АС-120
		отпайка Строительная – отпайка Головная	2	35,4	70,8	АС-150
		отпайка Головная – отпайка Промплощадка	2	0,1	0,2	АС-120
		отпайка Головная – ПС 110 кВ Головная	2	0,1	0,2	АС-120
		отпайка Промплощадка – ПС 110 кВ Промплощадка	2	3,8	7,6	АС-120
		отпайка Головная – отпайка Глубокая	2	10,4	20,8	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайкаГлубокая – ПС 110 кВ Глубокая	2	3,6	7,2	АС-120
		отпайкаГлубокая – отпайка Тихая	2	4,4	8,8	АС-120
		отпайка Тихая – ПС 110 кВ Тихая	2	2,3	4,6	АС-120
		отпайка Тихая – ПС 110 кВ Юность	2	10,9	21,8	АС-95
65	ВЛ 110 кВ Уренгой – Звезда I цепь с отпайками на ПС Холод и ПС УГП-1А	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150
		отпайка Холод – ПС 110 кВ Холод	1	1,8	1,8	2хАС-120
		отпайка Холод – ПС 110 кВ Сварочная	1	2,5	2,5	2хАС-120
		отпайка Холод – отпайка Звезда	1	5,5	5,5	2хАС-120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ Звезда	1	0,5	0,5	2хАС-120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ УГП-1А	1	11	11	2хАС-120
66	ВЛ 110 кВ Уренгой - Звезда II цепь с отпайками на ПС Холод, ПС УГП-1А, ПС Сварочная, СОГ 3, 4 – очередь	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150
		отпайка Холод – ПС 110 кВ Холод	1	1,8	1,8	2хАС-120
		отпайка Холод – отпайка Звезда	1	5,5	5,5	2хАС-120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ Звезда	1	0,5	0,5	2хАС-120
		отпайка Звезда – ПС 110 кВ УГП-1А	1	11	11	2хАС-120
67	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-2В	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Буровик	1	2,8	2,8	АС-150
		отпайкаБуровик – ПС 110 кВ УГП-2В	1	6,1	6,1	АС-150
68	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В	ПС 220 кВ Уренгой – отпайка Опорная	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайкаОпорная – ПС 110 кВ Буровик	1	2,6	2,6	АС-150
		отпайкаОпорная – отпайка Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150
		отпайка Ямал – ПС 110 кВ Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150
		отпайка Ямал – ПС 110 кВ Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отпайка Ямал – ПС 110 кВ Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150
		Буровик – отпайка УГП-2	1	8,6	8,6	АС-150
		отпайка УГП-2 – ПС 110 кВ УГП-2	1	1,4	1,4	АС-150

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка УГП-2 – отпайка УГП-3	1	8,6	8,6	АС-150
		отпайка УГП-3 – ПС 110 кВ УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150
		отпайка УГП-3 – отпайка ПС 110 кВ УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150
		отпайка УГП-4 – ПС 110 кВ УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отпайка УГП-4 – отпайка УГП-5 – ПС 110 кВ УГП-5В	1	6	6	АС-150
		отпайка УГП-5 – ПС 110 кВ УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150
69	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГТЭС-72		3	1,9	5,7	АС-95
70	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Холмогорская-1	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка Ноябрьская	1	37,6	37,6	АС-120
		отпайка Ноябрьская – ПС 110 кВ Ноябрьская	1	4,9	4,9	АС-120
		отпайка Ноябрьская – НПГЭ	1	12,4	12,4	АС-120
71	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка Карамовская	1	14,2	14,2	АС-120
		отпайка Карамовская – ПС 110 кВ Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95
		отпайка Карамовская – отпайка Суторминская	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95
		отпайка Суторминская – ПС 110 кВ Суторминская	1	3,8	3,8	АС-120
		отпайка Суторминская – отпайка КНС-9	1	17,1	17,1	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 110 кВ КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отпайка КНС-9 – ПС 220 кВ Пуль-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
72	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1 с отпайкой на ПС Отдельная	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка на ПС Отдельная	1	24,3	24,3	АС-120
		отпайка на ПС Отдельная – ПС 110 кВ Вышка		14,9	14,9	АС-120
		отпайка на ПС Отдельная – СП 110 кВ	1	0,07	0,07	АС-120
		СП 110 кВ – ПС 110 кВ Отдельная	1	0,2	0,2	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
73	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-2 с отпайкой на ПС Отдельная	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка на ПС Отдельная	1	24,3	24,3	АС-120
		отпайка на ПС Отдельная – ПС 110 кВ Вышка	1	14,9	14,9	АС-120
		отпайка на ПС Отдельная – СП 110 кВ	1	0,03	0,03	АС-120
		СП 110 кВ – ПС 110 кВ Отдельная	1	0,2	0,2	АС-120
74	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Крайняя	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка НПС Холмогорская	1	2	2	АС-120
		отпайка НПС Холмогорская– НПС Холмогорская	1	1,2	1,2	АС-95
		отпайка НПС Холмогорская– отпайка Карамовская	1	12,2	12,2	АС-120
		отпайка Карамовская – ПС 110 кВ Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95
		отпайка Карамовская – отпайка Суторминская	1	41,1	41,1	АС- 120, АС-95
		отпайка Суторминская – ПС 110 кВ Суторминская	1	3,9	3,9	АС-120
		отпайка Суторминская – ПС 110 кВ Крайняя	1	20,4	20,4	АС-120
75	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Холмогорская-2		1	50,4	50,4	АС-120
76	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПС Холмогорская		1	3,6	3,6	АС-95
77	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1, 2	ПС 500 кВ Холмогорская – отпайка ГКС Холмогорская	2	1,9	3,8	АС-95
		отпайка ГКС Холмогорская - ПС 110 кВ ГКС Холмогорская	2	2,3	4,6	АС-95
		отпайка ГКС Холмогорская – отпайка КНС-1	2	16	32	АС-95
		отпайка КНС-1 – ПС 110 кВ КНС-1	2	1,7	3,4	АС-95
		отпайка КНС-1 – ПС 110 кВ Разряд	2	11,3	22,6	АС-120
78	ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС	ПС 110 кВ ЯГП-1В – отпайка ЯГП-2В	1	5,1	5,1	АС-120
		отпайка ЯГП-2В – ПС 110 кВ ЯГП-2В	1	18,7	18,7	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отпайка ЯГП-2В – ЯГТЭС	1	46,9	46,9	АС-120
79	ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС	ПС 110 кВ ЯГП-6 – отпайка ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
		отпайка ЯГП-6 – отпайка ЯГП-5	1	11,3	11,3	АС-120
		отпайка ЯГП-6 – ПС 110 кВ ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – ПС 110 кВ ЯГП-5	1	2	2	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – отпайка ЯГП-2	1	24,1	24,1	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – отпайка ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120
		отпайка ЯГП-3В – ПС 110 кВ ЯГП-3В	1	8,4	8,4	АС-120
		отпайка ЯГП-3В – отпайка ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120
		отпайка ЯГП-3 – ПС 110 кВ ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120
		отпайка ЯГП-3 – ПС 110 кВ ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120
80	ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – Взлетная-1, 2		2	12,6	25,2	АС-120
81	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1		1	0,8	0,8	АС-120
82	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В	ПС 110 кВ Ямбург – отпайка ЯГП-1 – ПС 110 кВ ЯГП-1	1	0,8	0,8	АС-120
		отпайка ЯГП-1 – отпайка ЯГП-2В	1	12,3	12,3	АС-120
		отпайка ЯГП-2В – ПС 110 кВ ЯГП-2В	1	18,7	18,7	АС-120
		отпайка ЯГП-2В – ПС 110 кВ ЯГП-1В	1	5,3	5,3	АС-120
83	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6	ПС 110 кВ Ямбург – отпайка ЯГП-5	1	15,3	15,3	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – ПС 110 кВ ЯГП-5	1	2	2	АС-120
		отпайка ЯГП-5 – отпайка ЯГП-7	1	11,3	11,3	АС-120
		отпайка ЯГП-7 – ПС 110 кВ ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отпайка ЯГП-7 – ПС 110 кВ ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
84	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-2 и ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2	ПС 110 кВ Ямбург – отпайка ЯГП-2	1	14,2	14,2	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – ПС 110 кВ ЯГП-2	1	2,4	2,4	АС-120
		отпайка ЯГП-2 – отпайка ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ-220 кВ Новоуренгойская ГТЭС-Уренгой №1		1	35,2	35,2	АС-400/51
2	ВЛ-220 кВ Новоуренгойская ГТЭС-Уренгой № 2		1	35,5	35,5	АС-400/51
Итого электросетевые объекты промышленных предприятий в одноцепном исчислении 220 кВ					70,7	
1	ВЛ 110 кВ Базовая – ПГП-9-1, 2	ПС 110 кВ ПГП-2 – ПС 110 кВ ПГП-3	2	19,6	39,2	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-3 – ПС 110 кВ ПГП-1	2	8,1	16,2	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-1 – ПС 110 кВ ПГП-4	2	7,6	15,2	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-4 – ПС 110 кВ ПГП-6	2	24,3	48,6	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ ПГП-6 – ПС 110 кВ ПГП-8	2	14	28	АС-120
		ПС 110 кВ ПГП-8 – ПС 110 кВ Ныда	2	25,5	51	АС-120, АС-95
		ПС 110 кВ Ныда – ПС 110 кВ ПГП-9	2	24,7	49,4	АС-120
2	ВЛ 110 кВ Белоярская – Амня		1	27,9	27,9	АС-95
3	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Ярайнерская-1, 2	ПС 220 кВ Вынгапур – отпайка Чуркинская	2	3,6	7,2	АС-120
		отпайка Чуркинская – отпайка Хорошуновская	2	0,1	0,2	АС-120
		отпайка Хорошуновская – ПС 110 кВ Ярайнерская	2	52	104	АС-120
		отпайка Хорошуновская – ПС 110 кВ Хорошуновская	2	17,45	34,9	АС-120
4	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Звездная	отпайка Сугмутская – ПС 110 кВ Звездная	1	22,1	22,1	АС-120
5	ВЛ 110 кВ Надым – Береговая	ПС 220 кВ Надым – ПС 110 кВ КС-0	1	0,3	0,3	АС-120
6	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	ПС 220 кВ Надым – ПС 110 кВ КС-0	1	0,3	0,3	АС-120
7	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Еты-Пур-1, 2	отпайка Снежная – ПС 110 кВ Снежная	2	44,7	89,4	АС-120
8	ВЛ 110 кВ НППЭ – Янга-Яха	Западно-Ноябрьская – ПС 110 кВ Итурская	1	13,5	13,5	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1, 2	УГП-15 – ПС 110 кВ Юрхарово	2	45	90	АС-120
10	ВЛ 110 кВ Пангоды – Базовая-1, 2	ПС 220 кВ Пангоды – отпайка ГКС Пангоды	2	2,3	4,6	2хАС- 95
		отпайка ГКС Пангоды– ПС 110 кВ ГКС Пангоды	2	0,3	0,6	2хАС- 95
		отпайка ГКС Пангоды– ПС 110 кВ Базовая	2	8,4	16,8	2хАС- 95
11	ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Ямальская- 1, 2		2	1,4	2,8	АС-120
12	ВЛ 110 кВ Пуль- Яха – Нуриевская 2ц	ПС 110 кВ Пуль-Яха – отпайка Звездная	1	40,5	40,5	АС-120
		отпайка Звездная – ПС 110 кВ Звездная	1	6,1	6,1	АС-120
		отпайка Звездная – ПС 110 кВ Нуриевская	1	43,8	43,8	АС-150
13	ВЛ 110 кВ Пуль- Яха – Ударная- 1, 2 цепь	ПС 220 кВ Пуль-Яха – отпайка Ударная	2	0,25	0,5	АС-150
		отпайка Ударная – ПС 110 кВ Ударная	2	8	16	АС-120
		отпайка Ударная – ПС 110 кВ Трудовая	2	10	20	АС-120 АС-150
14	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-9		1	100	100	АС-120
15	ВЛ 110 кВ Янга- Яха – Владимирская	отпайка Западно- Ноябрьская – ПС 110 кВ Итурская	1	13,5	13,5	АС-120
16	ВЛ 110 кВ Янга- Яха – Спорышевская- 1, 2	ПС 220 кВ Янга-Яха – отпайка Хрустальная	2	6,4	12,9	АС-120
		отпайка Хрустальная – ПС 110 кВ Спорышевская	2	7,4	14,7	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Мангазея – НПС-1 1, 2 цепь		2	47,8	95,6	АС- 120, АС-240
18	ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая		1	47	47	АС-120
Итого электросетевые объекты промышленных предприятий в одноцепном исчислении 110 кВ					1 072,8	
Итого в одноцепном исчислении 500 кВ					550	
Итого в одноцепном исчислении 220 кВ					4 105	
Итого в одноцепном исчислении 110 кВ					7 663,8	
Итого в одноцепном исчислении по всем классам напряжения					12 319	

Характеристика основных средств компенсации реактивной мощности
(далее – СКРМ) приведена в таблице 23.

Таблица 23

Сведения о СКРМ, размещенных на ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО, на 01.01.2022

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Тип ПС	Номи- наль- ное напря- жение (кВ)	Реактивная мощность (Мвар)	
					генера- ция	потребле- ние
1	2	3	4	5	6	7
1.	ПС 500 кВ Холмогорская	P-110	1хРОМБС- 33333/110 У1 2хРОДБС- 33333/110 У1	121		3х33,3
2.		1Р-35	РТД 20000/35 У1	38,5		20
3.		2Р-35	РТД-20000/35 У1	38,5		20
4.		3Р-35	РТД-20000/35 У1	38,5		20
5.	ПС 500 кВ Муравленков- ская	P-500Холмогор- ская	3хРОМБСМ- 60000/500 УХЛ1	525		3х60
6.		1,2БСК-110	QBANK-A	110	2х25	
7.	ПС 500кВ Тарко-Сале	P-500Холмогор- ская	3хРОДЦ- 60000/500 У1	500		3х60
8.	ПС 220кВ Надым	УШР-220	РТУ- 100000/220 УХЛ1			5-100
9.		P-110	2хРОД- 33333/110ХЛ1 1хРОДБС- 33333/100ХЛ1	121		3х33,3
10.	ПС 220кВ Уренгой	УШР-220	РТУ- 100000/220 УХЛ1	220		5-100
11.	ПС 220 кВ Мангазея	УШР-220	РТДУ- 100000/220 УХЛ1	220		5-100
12.	ПС 220 кВ Салехард	УШР-220	РТДУ- 100000/220 УХЛ1	220		5-100
		БСК-110-1,2,3	90ТІLP 65,7/126,01	110	3х50,7	
13.	ПС 220 кВ Арсенал	УШР-110	РТДУ- 25000/110 УХЛ1	110		1,25-25
14.	ПС 110кВ Звёздная	УРС-110	БК-110-25000- У1	121	25	
15.			РТУ-25000/110 ХЛ1	110		1,25-25
16.	ПС 110 кВ Новогодняя	УРС-110	42 ТІLP 25/121	121	25	
17.			42 ТІLP 25/121	121	25	

1	2	3	4	5	6	7
18.			РТДУ- 25000/110 ХЛ1	110		1,25-25
19.	ПС 220 кВ Ермак	УШР-1-220	УШРТД- 63000/220 ХЛ1	220		3-63
20.		УШР-2-220	УШРТД- 63000/220 ХЛ1	220		3-63

2.13. Основные внешние электрические связи ЯНАО.

ЭЭС ЯНАО является частью энергосистемы Тюменской области, ХМАО и ЯНАО. ЭЭС ЯНАО имеет следующие электрические связи с ЭЭС ХМАО:

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская;
- ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 220 кВ Холмогорская – Когалым;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган;
- ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум.

ЭЭС ЯНАО имеет следующие электрические связи с энергосистемой Красноярского края:

- КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I цепь;
- КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор II цепь.

2.14. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории ЯНАО.

В 2021 году на производство электроэнергии электростанциями было израсходовано 4 224 238 т у.т., в том числе:

- газ горючий природный – 4 018 273 т у.т.,
- нефтепродукты (нефть, дизельное топливо и газовый конденсат – 205 965 т у.т.

Для производства тепловой энергии всего израсходовано 1 626 717 т у.т., в том числе:

- газ горючий природный – 1 390 775 т у.т.,
- нефтепродукты (нефть, дизельное топливо и газовый конденсат – 211 057 т у.т.,
- уголь – 14 665 т у.т.,

В таблице 24 приведены сводные данные по потреблению топлива в 2021 году на производство электрической и тепловой энергии.

Таблица 24

Данные о потреблении топлива в 2021 году на производство электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т у.т.	в %	в т у.т.	в %	в т у.т.	в %
1	2	3	4	5	6	7

1	2	3	4	5	6	7
Газ горючий природный	4 018 273	95,1	1 390 775	85,5	5 409 048	92,5
Нефтепродукты (нефть, дизельное топливо и газовый конденсат)	205 965	4,9	221 057	13,59	427 022	7,3
Уголь (каменный)	0	0	14 665	0,9	14 665,9	0,2
Прочие виды топлива	0	0	220	0,01	220	0
Итого	4 224 238	100	1 626 717	100	5 850 955	100

Структура потребления топлива для производства электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО в 2021 году представлена на схемах 16 и 17.

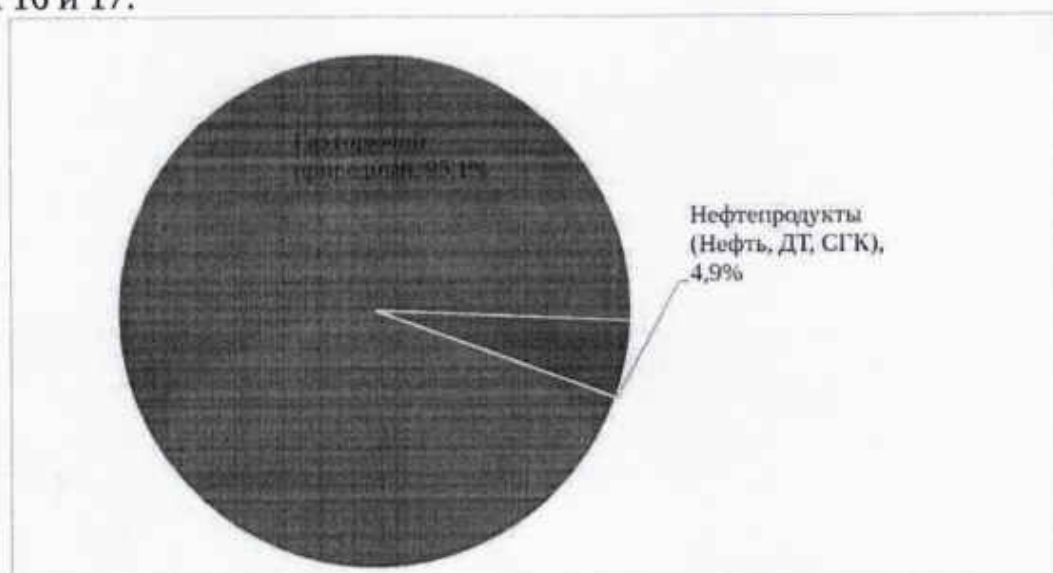


Схема 16. Структура потребления топлива для производства электрической энергии в 2021 году

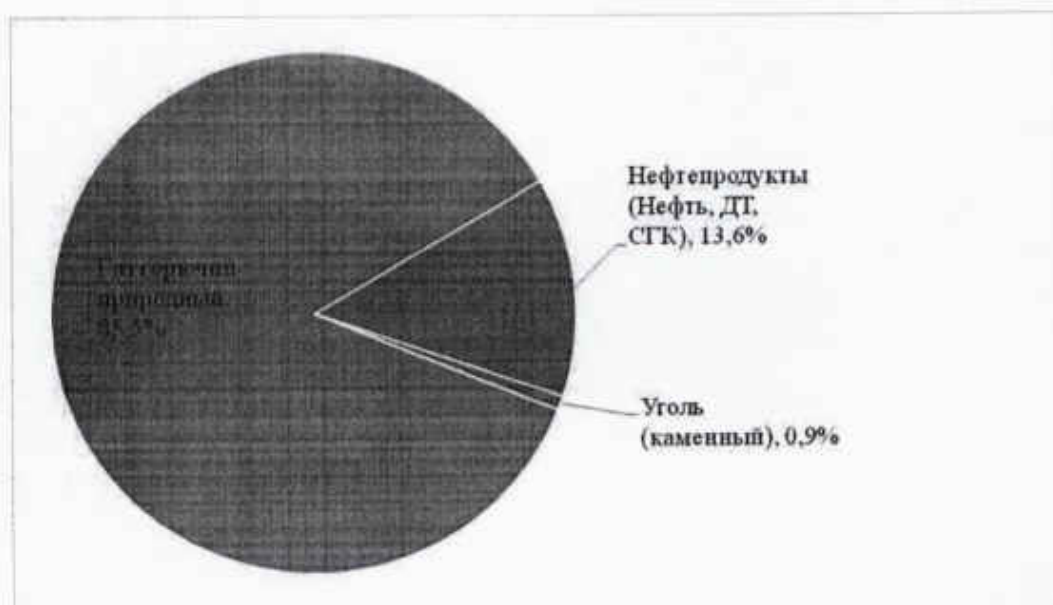


Схема 17. Структура потребления топлива для производства тепловой энергии в 2021 году

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории ЯНАО

3.1. ЭЭС ЯНАО.

В результате выполнения расчетов электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при единичных отключениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО для нормальной и основных ремонтных схем с использованием программного комплекса «RastrWin» выявлена вероятность выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений и использования противоаварийной автоматики.

3.1.1. Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений.

При анализе отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок выявлено следующее:

1) в нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений;

2) при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений;

3) при нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды;

- ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой;

4) при отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора на ПС 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает длительно допустимых и аварийно допустимых значений.

3.1.2. Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии.

В нормальной и ремонтных схемах при нормативных возмущениях отключение нагрузки потребителей для ликвидации токовой перегрузки не требуется.

3.1.3. Мероприятия.

ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой.

Превышение допустимых длительных токовых нагрузок (далее – ДДТН) ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой, ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2021 года (при +10,9°C) при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и одной из ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой наблюдается в режимах летних максимальных нагрузок 2021 года при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Уренгой

– Пангоды и составляет 115% (779 А) от $I_{ддтн}$ (ДДТН/аварийно допустимые токовые нагрузки (далее – АДТН) 677 А при +10,9°C).

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды выявлена в режиме летних максимальных нагрузок 2021 года при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой и составляет 103% (779 А при ДДТН/АДТН 753/870 А при +10,9°C) от $I_{ддтн}$.

На ПС 220 кВ Уренгой установлены устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО) ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой с действием на отключение 1Г-2ГТ Уренгойской ГРЭС.

Действие АОПО ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой позволяет ликвидировать превышение АДТН ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой в послеаварийных режимах. Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды в послеаварийных режимах ликвидируется действиями оперативного персонала, направленными на снижение генерации Уренгойской ГРЭС.

3.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Существующая система электроснабжения города окружного значения Лабытнанги является автономной, т.е. изолированной от ЕЭС России. Электроснабжение города Лабытнанги осуществляется от генерирующих источников филиала Передвижные электрические станции «Лабытнанги» ПАО «Передвижная энергетика» суммарной установленной электрической мощностью электростанций 66,25 МВт:

- ГТУ 4x12 МВт;
- ГТУ 2x4 МВт;
- ГТУ 4x2,5 МВт;
- ВЭС 0,25 МВт.

Существующая система электроснабжения пгт Харп является также автономной. Электроснабжение потребителей пгт Харп осуществляется от ТЭС «Харп-12», установленной мощностью 10,96 МВт:

- ГПГУ 2x3,047 МВт;
- ГПГУ 2x2,433 МВт.

Одним из приоритетных инвестиционных проектов, реализуемых на территории ЯНАО, включенных в перечень приоритетных инвестиционных проектов в УрФО, утвержденный Председателем Правительства РФ от 10 ноября 2011 года № 5724п-П16, является инвестиционный проект «Развитие производства СПГ на территории полуострова Ямал». Основным инвестором выступает ОАО «Ямал СПГ» (дочернее общество ПАО «НОВАТЭК»). Проект реализован в 2018 году. Проект «Ямал СПГ» предусматривает создание завода по производству СПГ мощностью 16,5 млн тонн в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения.

В рамках проекта «Ямал СПГ» предусмотрена локальная система электротеплоснабжения потребителей от источников генерации, включенных в технологический процесс производства СПГ, а также аварийных источников энергоснабжения технологических потребителей, критичных к перерывам в энергоснабжении. Установленная мощность – 376 МВт электрической энергии и 160 МВт тепловой энергии, 8 единиц генерирующего оборудования.

1	2	3	4	5	6	7
Потребление мощности, МВт	12 443	12 939	13 084	13 243	13 296	13 305
Годовой прирост, %	1,5	4	1,1	1,2	0,4	0,1
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Потребление мощности, МВт	1 483	1 530	1 650	1 655	1 660	1 662
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	107	47	120	5	5	2
Прирост, %	7,8	3,2	7,8	0,3	0,3	0,1
Энергосистема Тюменской области, ХМАО и ЯНАО						
Электропотребление, млн кВт ч	93 044	96 869	98 485	99 448	99 865	99 934
Годовой прирост, %	3,5	4,1	1,7	1	0,4	0,1
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Электропотребление, млн кВт ч	10 540	10 850	11 750	11 770	11 810	11 830
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	550,3	310	900	20	40	20
Прирост, процентов	5,5	2,9	8,3	0,2	0,3	0,2

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2021 годы (факт) и 2022 – 2027 годы (базовый прогноз) представлены на схеме 18.

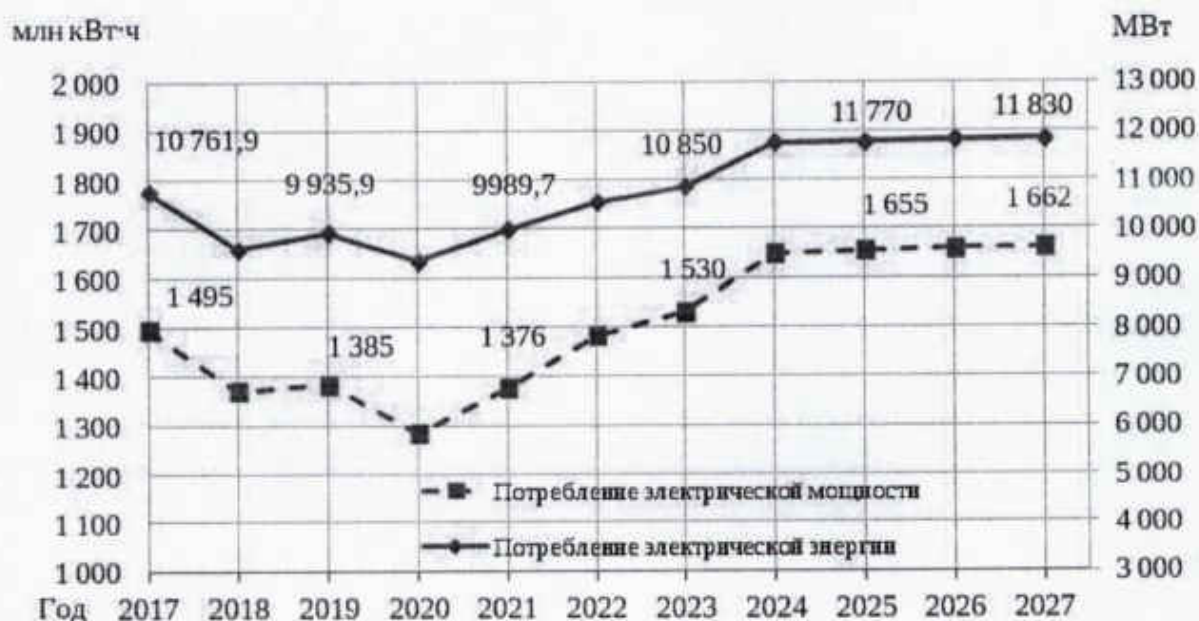


Схема 18. Динамика изменения потребления электрической мощности и энергии ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2021 годы (факт) и 2022 – 2027 годы (базовый прогноз)

Данные о прогнозном потреблении электроэнергии (мощности) крупных потребителей на период до 2027 года приведены в таблице 26.

Таблица 26

Прогноз потребления электрической энергии крупными потребителями на территории ЯНАО на период до 2027 года

Потребитель	Показатель		Год					
	наименование	единица измерения	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Газпром добыча Ямбург» *(с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	411,072	449,675	449,675	464,673	471,363	471,363
	максимальное потребление мощности	МВт	83,4	83,8	84,2	84,5	89,8	89,8
ООО «Газпром добыча Уренгой» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	299,621	314,602	330,332	346,849	357,255	367,972
	максимальное потребление мощности	МВт	35,7	36,8	37,8	38,9	40	41,2
ООО «Газпром добыча Надым»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	50	50	50	50	50	50
	максимальное потребление мощности	МВт	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
ООО «Газпром трансгаз Сургут» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	123,5	123,5	123,5	123,5	123,5	123,5
	максимальное потребление мощности	МВт	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	344,3	347,7	344,2	340,8	337,4	334
	максимальное потребление мощности	МВт	46,1	46,6	46,1	45,6	45,2	44,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	332,1	332,1	332,1	332,1	332,1	332,1
	максимальное потребление мощности	МВт	51,3	50,2	46,2	46,2	46,2	46,2
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	358,6	358,6	358,6	358,6	358,6	358,6
ООО «Газпром переработка»	максимальное потребление мощности	МВт	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2	52,2
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2
	максимальное потребление мощности	МВт	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
ООО «Газпром Новоуренгойский газохимический комплекс»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	315,709	315,421	315,136	309,115	303,212	297,425
	максимальное потребление мощности	МВт	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9	95,9
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	140,146	137,343	134,597	131,905	129,267	126,681
Вынгапуровский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	максимальное потребление мощности	МВт	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	160,587	158,319	156,09	153,9	151,747	149,631
	максимальное потребление мощности	МВт	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5	43,5
ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	89	90	90	90	90	90
	максимальное потребление мощности	МВт	11	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	105,1	105,1	105,1	105,1	105,1	105,1
ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»	максимальное потребление мощности	МВт	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч						
	максимальное потребление мощности	МВт						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	112	112	112	112	112	112
	максимальное потребление мощности	МВт	16	16	16	16	16	16
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	64,89	67,46	67,46	67,46	67,46	67,46
АО «Арктикгаз»	максимальное потребление мощности	МВт	6,6	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	797,72	853,65	871,26	873,35	873,35	873,35
	максимальное потребление мощности	МВт	91,1	97,5	99,5	99,7	99,7	99,7
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (с учётом собственной генерации)	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	227,77	226,34	240,36	231,49	231,49	231,49
	максимальное потребление мощности	МВт	37,1	36,6	40,1	35,2	35,2	35,2
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	133,368	133,368	133,368	133,368	133,368	133,368
АО «Транснефть – Сибирь»	максимальное потребление мощности	МВт	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4
	потребление эл/энергии	млн кВт·ч	133,368	133,368	133,368	133,368	133,368	133,368
	максимальное потребление мощности	МВт	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4

* С учетом потребителей, работающих изолированно от ЕЭС России.

Перечень основных перспективных потребителей при базовом варианте развития.

В ЭЭС ЯНАО до 2027 года в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется присоединение следующих крупных потребителей:

- ООО «Севкомнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Севкомнефтегаз» планируется строительство ПС 110 кВ ПК-1 (Северо-Комсомольская) и двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал – ПК-1 (Северо-Комсомольская). Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 60 МВт;

- АО «Тюменнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз» планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства Русского месторождения с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 74 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется сооружение ПС110/35/10 кВ Русская с КВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ермак и ПС 110 кВ ПСП Заполярное с питающими КВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ермак;

- АО «Тюменнефтегаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз» с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 120 МВт планируется строительство ПС 220 кВ Тасу Ява и КВЛ 220 кВ Ермак – Исконная;

- ООО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 7 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов введена в работу ПС 110 кВ Роспан с ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха-1,2 до ПС 110 кВ Роспан;

- подключение изолированной ЭЭС Заполярного НГКМ к ПС 220 кВ Ермак с максимальным потреблением из сети ПАО «ФСК ЕЭС» - 22,54 МВт;

- подключение энергопринимающих устройств ООО «Северный широтный ход» к ПС 110 кВ Голубика и к ПС 110 кВ Полярник с максимальной мощностью 3 МВт и 3 МВт соответственно;

- подключение новых потребителей микрорайона «Обдорский» города Салехард максимальной мощностью 31,33 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство новой ПС 110 кВ Шакуровская с сооружением ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние -1, 2 цепь до ПС 110 кВ Шакуровская;

- подключение энергопринимающих устройств ООО «Северный широтный ход» со строительством отпайек от ВЛ 220 кВ Надым – Салехард № 1, № 2 на ПС 220 кВ Ярудей с суммарной максимальной мощностью 5,85 МВт;

- подключение энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» со строительством заходов ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой на ПС 220 кВ Ныда с суммарной максимальной мощностью 7,1 МВт.

1	2	3	4	5	6	7
Потребление мощности	12 443	12 939	13 084	13 243	13 296	13 305
Установленная мощность электростанций	17545,3	17545,3	17565,3	17873,4	17613,4	17645,4
В т.ч. по ЭЭС ЯНАО						
Потребление – всего	1 483	1 530	1 650	1 655	1 660	1 662
Установленная мощность электростанций – всего	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57
ПЛЭС-05	24	24	24	24	24	24
УГТЭС-72	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	106	106	106	106	106	106
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8	8
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120	120
ГТЭС Обдорск	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
ТЭС Салехард	14	14	14	14	14	14
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	416,3	463,3	583,3	588,3	593,3	595,3

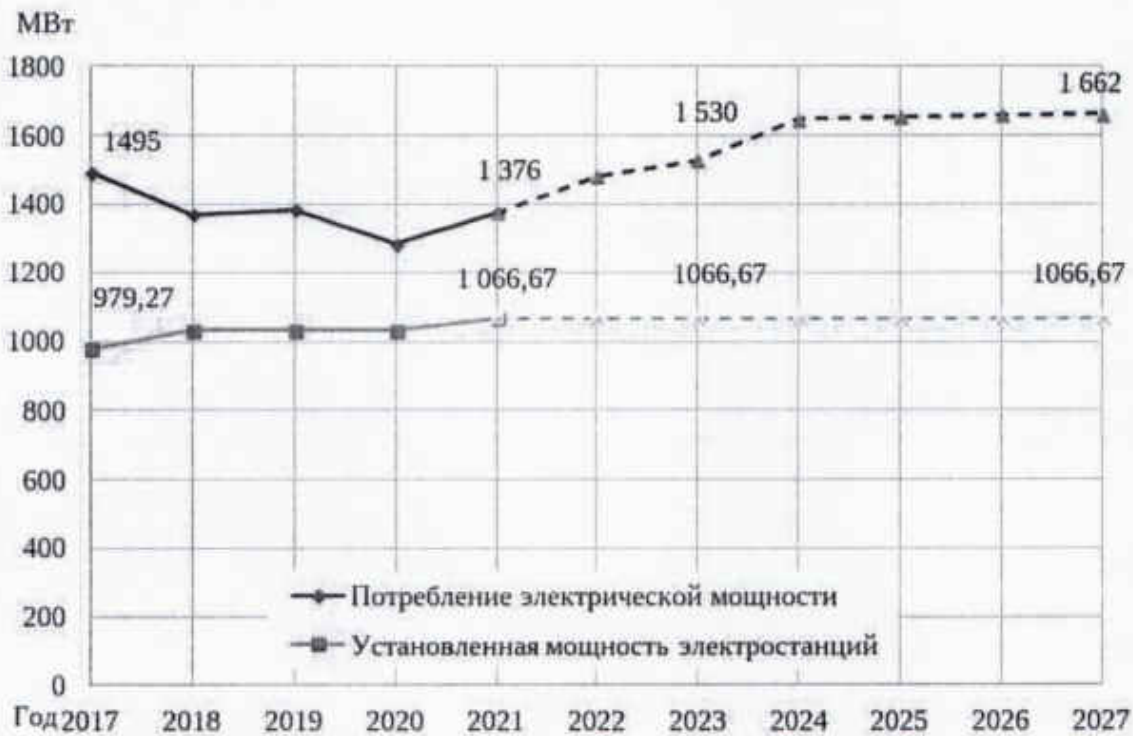


Схема 19. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2027 года



Схема 20. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2027 года

Перспективный баланс электроэнергетики (мощности) ЭЭС ЯНАО до 2027 года характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в основном за счет технологического присоединения объектов АО «Тюменнефтегаз». Данный рост электропотребления покрывается за счет выработки действующих электростанций и перетоков из ЭЭС ХМАО.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) до 2027 года сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетока из ЭЭС ХМАО.

4.2.4. Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на 5-летний период.

В таблице 29 приведен прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на период 2022 – 2027 годов с указанием прогноза по МО.

Таблица 29

Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО
на период 2022 – 2027 годов, тыс. Гкал

№ п/п	МО	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Город Губкинский	411,3	411,3	411,3	411,3	411,3	411,3
2.	Город Лабытнанги	482,7	482,7	482,7	482,7	482,7	482,7
3.	Город Муравленко	327	327	327	327	327	327
4.	Город Новый Уренгой	1 536,3	1 536,3	1 536,3	1 536,3	1 536,3	1 536,3
5.	Город Ноябрьск	1 077,1	1 077,1	1 077,1	1 077,1	1 077,1	1 077,1
6.	Город Салехард	580,1	580,1	580,1	580,1	580,1	580,1
7.	Красноселькупский район	93,7	93,7	93,7	93,7	93,7	93,7
8.	Надымский район	1 067,9	1 067,9	1 067,9	1 067,9	1 067,9	1 067,9
9.	Приуральский район	84,1	84,1	84,1	84,1	84,1	84,1
10.	Пуровский район	410,6	410,6	410,6	410,6	410,6	410,6
11.	Тазовский район	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3	159,3
12.	Шурьшкарский район	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1	62,1
13.	Ямальский район	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4
14.	Всего по ЯНАО	6 448,6	6 448,6	6 448,6	6 448,6	6 448,6	6 448,6

4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЯНАО.

4.3.1. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЯНАО мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период.

В рамках рассмотрения базового варианта развития ЭЭС ЯНАО до 2027 года учтены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЕЭС России. Ввод новых генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования не планируется.

Демонтаж генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования не планируется. Модернизация генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования не планируется.

4.3.2. Структура генерирующих мощностей.

Структура установленной мощности электростанций на ЭЭС ЯНАО на 2027 год приведена в таблице 30 и на схеме 21.

Таблица 30

Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2027 год, базовый прогноз, МВт

Показатель	Мощность
1	2
ПГУ	745,27
ГТУ	274,4
ПСУ	24
ГПГУ	23
Всего установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО	1066,67

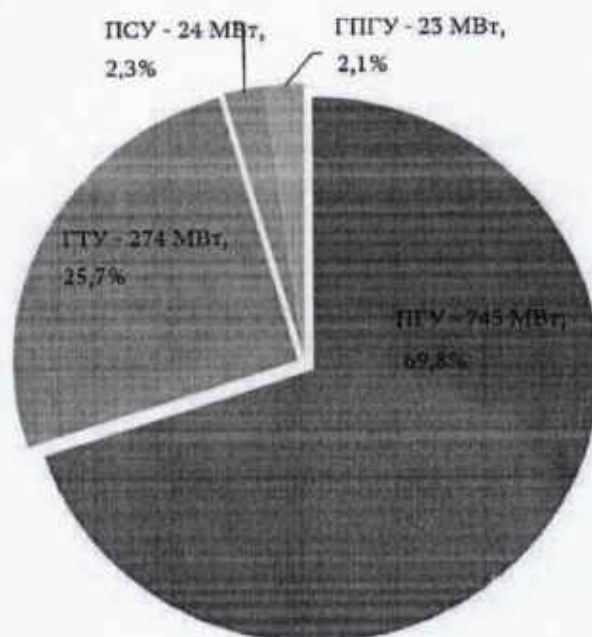


Схема 21. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2027 год

4.3.3. Потребность электростанций генерирующих компаний в топливе.

В таблице 31 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории ЯНАО, для базового варианта развития ЭЭС ЯНАО.

**Данные о перспективном потреблении топлива на электростанциях
генерирующих компаний на территории ЯНАО**

Наименование генерирующей компании (электростанция)	Вид топлива	Потребление, тыс. т у.т.					
		2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	2	3	4	5	6	7	8
АО «Интер РАО – Электрогенерация» (Уренгойская ГРЭС)	природный газ	954,6	839,1	955,1	955,1	955,1	955,1
ООО «НПГЭ» (Ноябрьская ПГЭ)	природный газ	258,5	257,4	273,9	272,4	272,4	272,4

4.3.4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации объектов электроэнергетики мощностью не менее 5 МВт на период до 2027 года с учетом максимального развития когенерации согласно утвержденным схемам теплоснабжения МО ЯНАО.

Согласно актуализированной схеме теплоснабжения Ямальского района на период с 2021 до 2036 года (актуализация на 2022 год), утвержденной постановлением Администрации муниципального округа Ямальский район ЯНАО от 13 декабря 2021 года № 997, предусмотрены следующие мероприятия по развитию когенерации:

- строительство ДЭС тепловой мощностью не менее 6 МВт с системой утилизации тепла в районе котельной № 3 по ул. Мира, д. 38 в с. Яр-Сале, в том числе проектно-изыскательские работы;

- реконструкция системы утилизации тепла ДЭС 8,8 МВт в с. Яр-Сале, в том числе проектно-изыскательские работы.

4.4. Прогноз возможных объемов развития энергетики ЯНАО на основе ВИЭ и местных видов топлива.

4.4.1. Ветроэнергетика.

В соответствии со Схемой размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования ВИЭ на территории РФ, утвержденной приказом Минэнерго России от 29 июля 2011 года № 316, на территории ЯНАО не предусмотрено размещение таких объектов.

Наиболее перспективной территорией по вводу ветрогенерирующих установок являются северо-западная и северная части ЯНАО: Ямальский, Тазовский, часть Приуральского и Надымского районов с удельным ветровым потенциалом от 0,4 до 1 кВт/м². Данные территории отнесены к зоне децентрализованного электроснабжения и характеризуются изолированными энергосистемами с объектами генерации, работающими на дизельном топливе.

Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по схеме 22.

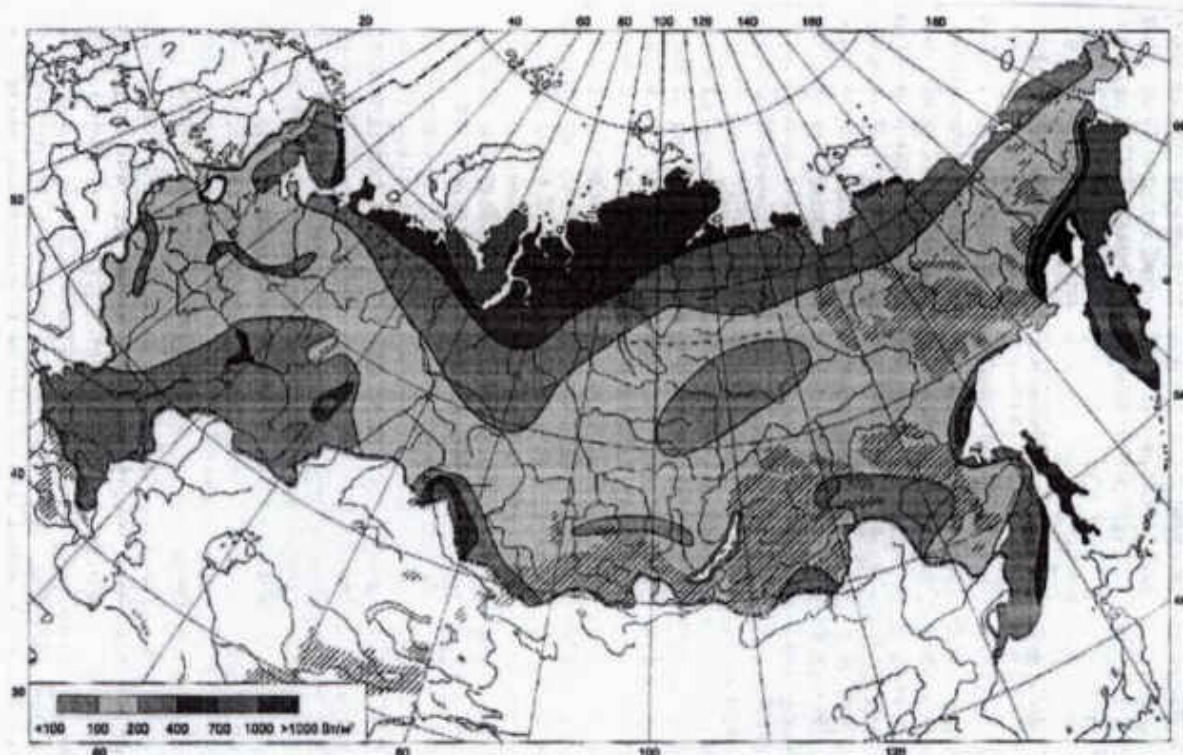


Схема 22. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м^2) на высоте 100 метров

В частности, развитие ветряной энергетики целесообразно рассматривать в 13 населенных пунктах ЯНАО: с. Самбург, с. Находка, с. Гыда, с. Ныда, с. Нори, с. Кутопьюган, с. Сеяха, с. Яр-Сале, с. Новый Порт, с. Салемал, с. Панаевск, дер. Лаборовая, п. Щучье.

Суммарная годовая выработка электрической энергии в указанных населенных пунктах – 64,4 млн кВт·ч, что составляет 9% от всей электрической энергии, вырабатываемой в изолированных энергосистемах. Общий объем потребляемого дизельного топлива составляет 16,5 тыс. тонн или 36% от всего жидкого топлива, потребляемого объектами генерации электрической энергии.

В условиях Крайнего Севера наиболее оптимальным вариантом развития возобновляемой энергетики признано применение универсальных гибридных ветро-дизельных энергетических станций. Связано это в первую очередь с переменным характером ветропотенциала и нагрузки потребителей.

В настоящее время строительство объектов энергетики на основе ВИЭ не планируется, меры государственной поддержки в ЯНАО не предусмотрены. Развитие электроснабжения децентрализованных потребителей ЯНАО направлено в первую очередь на снижение объемов потребления привозного дизельного топлива, повышение надежности, эффективности и улучшение качества энергоснабжения. В этих целях в ЯНАО реализуется комплекс мероприятий по следующим основным направлениям:

- использование ресурсной базы региона для газификации населенных пунктов в целях замещения дизельного топлива местными видами топлива;
- подключение населенных пунктов к системе централизованного энергоснабжения (строительство ЛЭП, укрупнение центров питания);
- реконструкция существующих энергоисточников и внутрипоселковых ЛЭП для повышения энергетической эффективности систем энергоснабжения;
- строительство новых электростанций с комбинированным режимом выработки электрической и тепловой энергии.

Обоснование структуры ветродизельного комплекса, определение уровня замещения ДЭС и выбор типов ветроэнергетического оборудования необходимо выполнять на основе отдельных технико-экономических расчетов, учитывающих вопросы реконструкции электросетевого комплекса, обеспечения раздельного коммерческого учета электроэнергии, а также дополнительные эксплуатационные затраты.

Согласно пункту 28.1 Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства РФ от 17 октября 2009 года № 823, генерирующий объект, функционирующий на основе использования ВИЭ, включается в настоящие схему и программу на конкурсной основе при соблюдении следующих принципов:

- минимизация роста тарифов на электрическую энергию для конечных потребителей розничного рынка электрической энергии;
- для территорий, технологически связанных с ЕЭС России, непревышение совокупного прогнозного объема производства электрической энергии над величиной, равной 5% совокупного прогнозного объема потерь электрической энергии ТСО;
- технологически изолированных территориальных ЭЭС снижение стоимости электрической энергии.

На федеральном уровне Минэнерго России определены следующие основные параметры механизма поддержки ВИЭ в зонах оптового рынка электрической энергии:

- конкурсный отбор проектов осуществляется на 4 года в форме двухэтапного аукциона;
- отбор проектов осуществляется по критерию наименьших полных капитальных затрат;
- локализация проекта составляет не менее 70%;
- продажа мощности квалифицированных генерирующих объектов ВИЭ осуществляется по договорам о предоставлении мощности со сроком окупаемости, равным 15 годам;
- объем ежегодной компенсации составит не более 5% от объема планируемого в очередном году совокупного прогнозного объема потерь электрической энергии ТСО.

В пункте 4.7 настоящих схемы и программы рассмотрены варианты электроснабжения удаленных населенных пунктов, в том числе от новых ветроэлектростанций (далее – ВЭС) (без присоединения к ЕЭС России),

приведены результаты технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения.

4.4.2. Гидроэнергетика.

Водные ресурсы ЯНАО содержат около 48 тыс. рек, самыми крупными из которых являются Обь в ее устье, а также реки Надым, Таз и Пур. Река Обь в пределах ЯНАО течет двумя мощными рукавами. Речная сеть составляет примерно 0,53 км на 1 км² площади. Таким образом, большое количество водоносных артерий может быть использовано для развития сегмента генерации электроэнергии малыми гидроэлектростанциями.

4.4.3. Приливная энергетика.

Территория ЯНАО включает побережье Карского моря и многочисленных заливов, в число которых входит Обская губа. Поэтому перспективным может оказаться развитие электростанций, основанных на энергии приливов (приливные электростанции). Однако у данного типа электростанции присутствует существенный недостаток – изменяющаяся в течение суток мощность. Данный недостаток требует обязательной работы электростанции параллельно с энергосистемой либо резервирование электростанции работой иных электростанций и, как следствие, дополнительное сетевое строительство, что повышает стоимость возведения станции и ее инфраструктуры и снижает выгоду от дешевизны энергии, вырабатываемой станцией.

4.4.4. Солнечная энергетика.

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетики в ЯНАО определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, от погоды и времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли. На схеме 23 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории РФ.



Схема 23. Карта потока солнечной радиации, приходящегося на 1 м² за один день на территории РФ

По приведенной выше карте можно отметить, что по территории ЯНАО суммарная солнечная радиация на 1 м^2 в течение дня распределяется следующим образом: на западе – от 3 до $3,5\text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, в центральной, южной и северо-западной частях – от $3,5$ до $4\text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$, в северо-восточной части – от 4 до $4,5\text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. При этом продолжительность солнечного сияния по территории ЯНАО составляет менее 1 700 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на схеме 24.

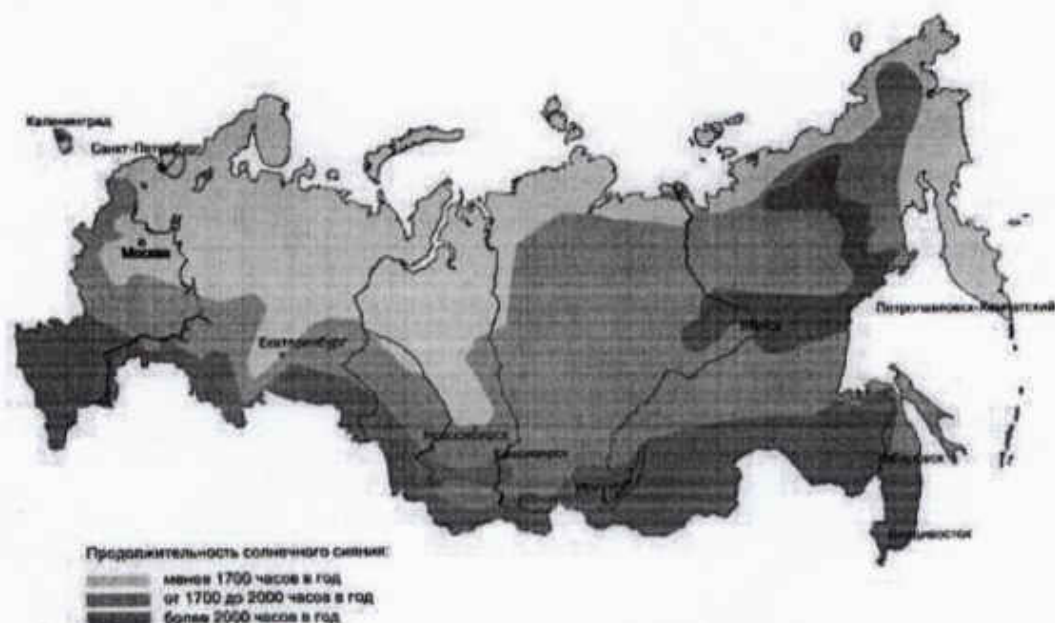


Схема 24. Карта продолжительности солнечного сияния

По приведенным выше картам можно приблизительно оценить максимально возможную величину выработки электроэнергии на территории ЯНАО: 170 – 200 млн $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ за год. С учетом нахождения более половины территории ЯНАО за Полярным кругом можно утверждать, что выработка электроэнергии на солнечных электростанциях может осуществляться преимущественно в летний период. В зимний период данный вид ВИЭ не может быть использован по причине малой солнечной радиации, падающей на поверхность (высокие широты расположения региона), а периодические снегопады и затрудненный доступ к солнечным электростанциям (отсутствие дорог, большие заболоченные территории и т.д.) снижают потенциал развития данного источника ВИЭ. Также данный вид ВИЭ будет требовать установки маневренных дублирующих источников энергии сопоставимой мощности либо подключения к энергосистеме по причине непредсказуемости генерации в течение суток. Все это говорит о том, что применение солнечных электростанций на территории ЯНАО экономически и технически нецелесообразно.

4.4.5. Биоэнергетика.

Данный сегмент ВИЭ при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо – топливо, получаемое из биологического сырья. По типу исходного сырья различают три вида биотоплива: биологические отходы, лигноцеллюлозные соединения и водоросли.

Из биотоплива первого поколения наиболее перспективным направлением является использование торфа (наличие большого количества месторождений торфа) и леса (за 2011 год заготовка и первичная переработка составила 6 тыс. м³). В связи с тем что в ЯНАО посевные площади растений, отходы которых могут быть использованы для производства биотоплива, крайне малы, а поголовье крупного рогатого скота не более 1 000 голов, свиней – не более 2 200 голов и птицы – не более 1 900, использование данного типа сырья для выработки электроэнергии в промышленных масштабах не является перспективным. Расчеты, проведенные по существующим методикам, исходя из удельных показателей объема биогаза, которые возможно получить из отходов животноводства, показывают, что выход биогаза при применении технологии утилизации отходов может составить около 450 тыс. м³ или 320 т у.т. Также возможно получение биотоплива из твердых бытовых отходов и на очистных сооружениях. При переработке 25 м³ сточных вод можно получить около 1 м³ биогаза или 0,0007 т у.т. При переработке 1 тонны твердых бытовых отходов можно получить 70 – 115 м³ биогаза или 0,05 – 0,08 т у.т.

Для биотоплива второго поколения требуются достаточно большие посевные площади. Но в ЯНАО распространены следующие виды почв: тундровые, глеевые, арктические, торфяно-болотные и подзолистые почвы в приречных районах. В связи с большим количеством болот, избыточно увлажненных территорий и вечной мерзлоты территории, на которых возможно возделывание растений – источников сырья, присутствуют в малом количестве. В связи с непригодностью почв и коротким земледельческим сезоном получение биотоплива второго поколения на территории ЯНАО не имеет перспективы.

Биотопливо третьего поколения получается из специальных водорослей с высоким содержанием масла. Такие виды водорослей очень чувствительны к низкой температуре и требуют высокую температуру для активного роста. В условиях затяжной зимы (более 8 месяцев) и среднегодовой температуры на уровне -10°C данная технология в открытых водоемах (на территории ЯНАО находится около 300 000 озер) не может быть применена.

4.5. Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период.

В настоящем пункте представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2022 – 2027 годы, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности), соответствующий СиПР ЕЭС России.

Перспективный баланс электрической энергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2022 – 2027 годы приведен в таблицах 32 и 33.

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
на период 2022 – 2027 годов

Показатель	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	2	3	4	5	6	7	8
Электропотребление	млн кВт·ч	10 540	10 850	11 750	11 770	11 810	11 830
Собственная выработка	млн кВт·ч	5 982	6 118	6 131	6 145	6 145	6 145
Среднегодовые темпы прироста электропотребления	%	5,5	2,9	8,3	0,2	0,3	0,2
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	млн кВт·ч	4 558	4 732	5 619	5 625	5 665	5 685

Таблица 33

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
на период 2022 – 2027 годов, МВт

Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление всего	1 483	1 530	1 650	1 655	1 660	1 662
Установленная мощность электростанций, всего	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57
ПЛЭС-05	24	24	24	24	24	24
УГТЭС-72	72	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	106	106	106	106	106	106
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8	8
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120	120
ГТЭС Обдорск	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
ТЭС Салехард	14	14	14	14	14	14

1	2	3	4	5	6	7
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	416,3	463,3	583,3	588,3	593,3	595,3

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2022 – 2027 годы характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в основном за счет технологического присоединения объектов АО «Тюменнефтегаз». Рост электропотребления покрывается за счет выработки действующих электростанций и перетоков мощности из ЭЭС ХМАО.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) на 2022 – 2027 годы сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетоков из ЭЭС ХМАО.

4.6. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов.

4.6.1. Электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2022 – 2027 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО при нормативных возмущениях в электрической сети 110–500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2022 – 2027 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» (далее – ГОСТ Р 58670-2019) расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условий:

- режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 47°C;

- режим зимних максимальных нагрузок и зимних минимальных нагрузок – при расчетной температуре воздуха согласно приложению А к ГОСТ Р 58670-2019 – 0°C;

- режим летних максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 25°C;

- режим летних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 16°C.

Нормативные возмущения определены согласно требованиям к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденным приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630.

Позуловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта

совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения/вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы.

Учитывая, что загрузка автотрансформаторного оборудования в зимний период значительно превышает загрузку в летний период, рекомендуется ремонты автотрансформаторного оборудования выполнять в летний период. В связи с этим при выполнении расчетов электрических режимов сети 110 кВ и выше принято, что в зимний период плановые ремонты трансформаторного оборудования не проводятся.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на перспективу развития 2022 – 2027 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с СиПР ЕЭС России, а также мероприятиями по вводу электросетевого оборудования, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям. Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблице 34.

Таблица 34

Перечень объектов электросетевого строительства на территории ЭЭС ЯНАО до 2027 года

№ п/п	Наименование проекта (строительство/ реконструкция/ проектирование)	Параметры		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА		
1	2	3	4	5	6
1.	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с КВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное I, II цепь	1х2,21 1х2,15	2х16	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
2.	Строительство ПС 110 кВ Русская с ВЛ 110 кВ Ермак – Русская I, II цепь	2х68,697	2х80	2023	
3.	Строительство ЛЭП 220 кВ Исконная – Ермак ориентировочной протяженностью 134,4 км (1х134,4 км)	134,4	–	2024	СиПР ЕЭС России, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»

1	2	3	4	5	6
4.	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый (2х250 МВА)*		2х250	2024	СиПР ЕЭС России, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз»
5.	Строительство ЛЭП 220 кВ Ермак - Тасу Ява I, II цепь ориентировочной протяженностью 137,3 км (2х68,6 км) (перевод ВЛ 110 кВ Ермак - Русская I, II цепи на напряжение 220 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Ермак - Тасу Ява I, II цепь)*	2х68,6		2024	
6.	Сооружение ЛЭП 110 кВ Тасу Ява – Русская I, II цепь*	2х0,906		2024	
7.	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с ВЛ 110 кВ Арсенал – ПК-1 - 1, 2	2х119,58	2х63	2022	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»
8.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГТЭС – ЗГТЭС во вновь сооружаемые ячейки 110 кВ ПС 220 кВ Ермак (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП)	2х18		2024	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Газпром добыча Ямбург»
9.	Строительство ПС 110 кВ Шакуровская с ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние -1, 2	2х0,5	2х40	2023	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств НО «Фонд жилищного строительства Ямало-Ненецкого автономного округа»
10.	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на ВЛ 110 кВ ЯГП-1В -	65,5		2025	акт № б.н. от 24.01.2019 по результатам расследования

1	2	3	4	5	6
	Ямбургская ГТЭС с отпайкой на ПС ЯГП-2В				причин аварии 21.12.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора. Программа повышения надежности линий электропередачи Ямбургского РЭС филиала АО «Тюменьэнерго» Северные ЭС, утвержденная советом директоров АО «Тюменьэнерго» от 29.12.2017 №34/17. Письмо Северо-Уральского управления Ростехнадзора от 21.12.2021 № 321-12258
11.	Реализация мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 220 кВ Надым – Салехард № 1, 2 в условиях воздействия ветровых нагрузок и образования ГИО	2x80		2023	акт № б.н. от 11.12.2018 по результатам расследования причин аварии 23.11.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора. Акт № б.н. от 14.10.2019 по результатам расследования причин аварии 24.09.2019 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора
12.	Строительство ПС 220 кВ Ныда с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 10 МВА		2x10	2024	СиПР ЕЭС России, обеспечение технологического присоединения

1	2	3	4	5	6
	каждый (2х10 МВА)				энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»
13.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой на ПС 220 кВ Ныда ориентировочной протяженностью 4 км (2х2 км)	2х2		2024	
14.	Строительство ПС 220 кВ Ярудей с двумя трансформаторами мощностью 6,3 МВА каждый (2х6,3 МВА)		2х6,3	2025	СиПР ЕЭС России, обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «СПХ»
15.	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Надым – Салехард №1, №2 на ПС 220 кВ Ярудей ориентировочной протяженностью 0,6 км (2х0,3 км)	2х0,3		2025	

* Срок действия технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз» истек 07.09.2021. Указанные мероприятия являются актуальными только при условии продления срока действия технических условий на технологическое присоединение.

4.6.2. Анализ электроэнергетических режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2022 – 2027 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО при нормативных возмущениях в электрической сети 110–500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2022 – 2027 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2022–2027 годы выявлено следующее:

1) в нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений;

2) при нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой (с 2024 года – ВЛ 220 кВ Надым – Ныда, ВЛ 220 кВ Уренгой – Ныда);

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент, ВЛ 110 кВ Градиент - Кирпичная, ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Пурпейская;

- ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2;
- ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6;
- ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В;

3) при отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора на ПС 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает длительно допустимых и аварийно допустимых значений.

Мероприятия.

ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой (с 2024 года – ВЛ 220 кВ Надым – Ныда, ВЛ 220 кВ Уренгой – Ныда).

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды наблюдается в режиме летних минимальных нагрузок 2022 года при температуре наружного воздуха плюс 16 °С при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой (при загрузке электростанций Северного энергорайона до располагаемой мощности) и составляет 145% (1 031 А) от Иддтн (713 А) и 123% от Iадтн (838 А) и 145% (1 011 А) от Иддтн (698 А) и 122% от Iадтн (826 А) соответственно.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой наблюдается в режиме летних минимальных нагрузок 2022 года при температуре наружного воздуха плюс 16°С при отключении ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды и составляет 160% (1 026 А) от Иддтн и Iадтн (640/640 А).

На ПС 220 кВ Уренгой установлены устройства АОПО ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой и АОПО ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды с действием на отключение 1Г-2ГТ Уренгойской ГРЭС.

Действие АОПО ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой и АОПО ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды позволяет ликвидировать превышение АДТН рассматриваемых ВЛ в ПАР.

В целях предотвращения перегрузок, рассматриваемых ВЛ 220 кВ в ПАР, рекомендуется производить ремонты указанных ВЛ 220 кВ в режимах со сниженной генерацией электростанций Северного энергорайона (например, во время останова части генерирующего оборудования Уренгойской ГРЭС на время планового ремонта).

ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент, ВЛ 110 кВ Градиент – Кирпичная, ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Пурпейская.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент, ВЛ 110 кВ Градиент – Кирпичная, ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Пурпейская выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 47°С при отключении ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - Арсенал I цепь и ВЛ 220 кВ Тарко-Сале - Арсенал II цепь и составляет на этапе 2027 года:

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент 122% (367 А) от Иддтн (300 А) и 111% от Iадтн (330 А);

- ВЛ 110 кВ Градиент – Кирпичная с отпайками 120% (359 А) от Иддтн (300 А) и 109% от Iадтн (330 А);

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Пурпейская (участок ПС 110 кВ Пурпейская – отпайка на ПС 110 кВ Светлая) 109% от Иддтн (327 А при ДДТН/АДТН 300/330 А).

Согласно техническим условиям на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз» предполагается установка на ПС 500 кВ Тарко-Сале устройств АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент и АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Пурпейская с воздействием на отключение нагрузки ПС 110 кВ ПК-1. Действие вновь устанавливаемых АОПО позволяет ликвидировать превышение АДТН рассматриваемых ВЛ в ПАР.

ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2 выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре 0°C при отключении ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС и ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС и составила 110% (439 А) от Иддтн (400 А) и 99,8% от Иадтн (440 А).

На Ямбургской ГТЭС установлено устройство АОПО ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2 с воздействием на отключение энергоблоков Ямбургской ГТЭС. Снижение токовой нагрузки ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2 до длительно допустимых значений возможно путем снижения мощности Ямбургской ГТЭС на 12 МВт.

ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6 выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре минус 47°C при отключении ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2 и ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС и составила 108% от Иддтн (430 А при ДДТН/АДТН 400/440 А) и 102% (406 А при ДДТН/АДТН 400/440 А).

На Ямбургской ГТЭС установлено устройство АОПО ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС с воздействием на отключение энергоблоков Ямбургской ГТЭС. Снижение токовой нагрузки ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6 до длительно допустимых значений возможно путем снижения мощности Ямбургской ГТЭС на 8 МВт.

ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2027 года при температуре минус 47°C при отключении ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – ЯГП-2 и ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС и составила 107% от Иддтн (429 А при ДДТН/АДТН 400/440 А) и 102% (409 А при ДДТН/АДТН 400/440 А).

На Ямбургской ГТЭС установлено устройство АОПО ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС с воздействием на отключение энергоблоков Ямбургской ГТЭС. Снижение токовой нагрузки ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС, ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В до длительно допустимых значений возможно путем снижения мощности Ямбургской ГТЭС на 8 МВт.

4.6.3. Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по итогам расчетов и анализа перспективных электроэнергетических режимов.

Мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электроэнергетических режимов в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений отсутствуют.

4.6.4. Разработка баланса реактивной мощности. Определение мероприятий по компенсации реактивной мощности.

Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах с 2023 по 2027 годы в нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО является сбалансированной по реактивной мощности. При этом наблюдается незначительные изменения баланса реактивной мощности в сторону избытка. При этом расчет режимов нормальных, ремонтных и послеаварийных схем не выявил снижения или повышения напряжения на шинах станций и подстанций 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО ниже или выше допустимых пределов. Таким образом, дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в ЭЭС ЯНАО в сети 110 кВ и выше не требуется.

4.6.5. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220кВ и выше относительно СиПР ЕЭС России.

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России, в рамках рассмотрения базового прогноза потребления мощности отсутствуют.

4.6.6. Предложения по корректировке сроков ввода мероприятий, обеспечивающих синхронный ввод объектов разных собственников.

Необходимость корректировки сроков ввода мероприятий, обеспечивающих синхронный ввод объектов разных собственников, не выявлена.

4.6.7. Сводные данные по развитию электрической сети ЭЭС ЯНАО на период 2022 – 2027 годов.

В таблице 35 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2022 – 2027 годах с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов. В таблице 35 для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Таблица 35

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на период 2022 – 2027 годов

Наименование	Единица измерения	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 – 2027 годы	Всего за период 2022 – 2027 годов
1	2	3	4	5	6	7	8

1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ 500 кВ	км	–	–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	км	–	–	275,6	0,6	–	276,2
ВЛ 110 кВ	км	243,52	138,394	-137,2* 37,812	–	–	282,526
АТ 500/220 кВ	МВА	–	–	–	–	–	–
АТ 220/110 кВ	МВА	–	–	520	12,6	–	532,6
Т 110 кВ	МВА	158	240	–	–	–	398

* Перевод ВЛ 110 кВ Ермак – Русская I, II цепи на напряжение 220 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Ермак – Тасу-Ява 1, 2.

4.7. Предложения и мероприятия по присоединению удаленных пунктов ЯНАО к ЕЭС России.

Основными целями разработки предложений по присоединению удаленных населенных пунктов ЯНАО к ЕЭС России является определение наиболее оптимального варианта электроснабжения по итогам технико-экономического сравнения различных вариантов.

Разработка предложений по присоединению удаленных населенных пунктов ЯНАО выполняется для следующих удаленных населенных пунктов:

- 1) город Лабытнанги;
- 2) поселок городского типа Харп;
- 3) село Красноселькуп;
- 4) село Ныда;
- 5) село Нори;
- 6) село Кутопьюган;
- 7) село Аксарка;
- 8) село Белоярск;
- 9) село Харсаим;
- 10) село Газ-Сале;
- 11) поселок Тазовский;
- 12) село Мыс Каменный;
- 13) село Новый Порт.

В рамках разработки предложений по присоединению удаленных населенных пунктов рассмотрены следующие варианты схемы электроснабжения:

1) сетевой вариант, предусматривающий выполнение схемы электроснабжения удаленных населенных пунктов посредством электросетевого строительства новых ЛЭП и ПС от объектов ЭЭС ЯНАО;

2) генерирующий вариант, предусматривающий выполнение схемы электроснабжения от электростанций, расположенных на территории удаленных населенных пунктов и использующих как традиционные виды топлива, так и работающие на ВИЭ. Генерирующий вариант схемы электроснабжения удаленных населенных пунктов не предполагает присоединения удаленных пунктов ЯНАО к ЕЭС России.

При разработке сетевого варианта присоединения удаленных населенных пунктов следует отметить, что во всех населенных пунктах существуют

собственные источники автономного электроснабжения. Категория надежности электроснабжения потребителей удаленных населенных пунктов не выше II-й, в связи с чем присоединение возможно путем строительства одноцепных ЛЭП 35 кВ и выше. При этом для некоторых из удаленных населенных пунктов рассматривается подключение посредством строительства двухцепных ЛЭП и двухтрансформаторных ПС 35 кВ и выше, в том числе:

- город Лабытнанги (с учетом существующей нагрузки потребителей и возможности подключения к данному центру питания населенных пунктов: пгт Харп, с. Белоярск, с. Новый Порт, с. Мыс Каменный);

- пгт Харп (с учетом существующей нагрузки потребителей и наличия промышленных предприятий, а также незначительной удаленности от города Лабытнанги).

При разработке генерирующего варианта схемы электроснабжения удаленных населенных пунктов рассмотрены мероприятия по строительству новых источников генерации на базе ВИЭ.

Учитывая, что территория ЯНАО характеризуется высоким ветропотенциалом и является благоприятной зоной для развития ветроэнергетики, в качестве источников генерации рассматривается использование современных ВЭС.

Учитывая, что режим работы ВЭС не предусматривает полное покрытие потребности потребителей в электрической энергии, то в качестве резервного (дополнительного) источника электроснабжения в рассматриваемых удаленных населенных пунктах предусматривается использование существующих электростанций, работающих на традиционных видах топлива.

Следует отметить, что фактический ветропотенциал площадок расположения предполагаемых ВЭС и величины выработки электроэнергии должны быть определены посредством натурных испытаний, схемы выдачи мощности ВЭС должны быть определены в рамках отдельных работ после принятия решения о сооружении ВЭС. При этом в настоящем разделе рассмотрены два варианта покрытия потребности в электрической энергии потребителей удаленных населенных пунктов с использованием ВЭС и существующих электростанций:

- 25% ВЭС/75% существующие электростанции;
- 75% ВЭС/25% существующие электростанции.

Для обоих вариантов принята единая установленная мощность ВЭС для каждого удаленного населенного пункта, обеспечивающая выработку электрической энергии в объеме 75% отпуска электроэнергии в сеть.

Вариант выработки ВЭС 25% от полезного отпуска рассматривает ситуацию неполного использования установленной мощности ВЭС по причине непостоянства погодных условий и приведен с целью выполнения технико-экономического сравнения варианта работы ВЭС с недоиспользованием установленной мощности. Все рассмотренные варианты сооружения ВЭС не предполагают присоединение населенных пунктов на параллельную работу с ЕЭС России.

В рамках технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения удаленных населенных пунктов ЯНАО рассмотрены три альтернативных варианта электроснабжения удаленных населенных пунктов:

- существующий вариант электроснабжения от автономных источников генерации (без присоединения к ЕЭС России);
- сетевой вариант электроснабжения от ЕЭС России с сохранением в резерве автономных источников генерации;
- генерирующий вариант электроснабжения от новых ВЭС и существующих автономных источников генерации (без присоединения к ЕЭС России).

По результатам технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения удаленных населенных пунктов ЯНАО можно сделать следующие выводы:

1) наиболее экономичным вариантом для всех населенных пунктов является вариант электроснабжения от новых ВЭС (75% от полезного отпуска электроэнергии) и существующих автономных источников генерации;

2) для всех населенных пунктов, кроме г. Лабытнанги, с. Аксарка, с. Харсаим, с. Газ-Сале и пос. Тазовский, вариант электроснабжения от новых ВЭС (25 % от полезного отпуска электроэнергии) и существующих автономных источников генерации экономичней существующей схемы электроснабжения и варианта присоединения к ЕЭС России. Высокие существующие тарифы на электроэнергию в удаленных населенных пунктах – от 7,26 руб. без НДС/кВт·ч до 27,23 руб. без НДС/кВтч, и низкая себестоимость выработки электроэнергии ВЭС позволяют окупить строительство дорогостоящих ветроэлектростанций;

3) вариант присоединения населенных пунктов к ЕЭС России экономичнее существующей схемы электроснабжения для комплексов – с. Аксарка и с. Харсаим, с. Газ-Сале и пос. Тазовский. Затраты на покупку электроэнергии от существующих автономных источников в этих населенных пунктах выше, чем покупка электроэнергии из ЕЭС России, строительство и эксплуатация необходимых для присоединения к ЕЭС России электросетевых объектов;

4) вариант присоединения к ЕЭС России для остальных населенных пунктов с точки зрения всех субъектов энергосистемы неэффективен, так как требует значительного строительства и соответственно капитальных вложений при малых присоединяемых нагрузках.

По результатам технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения удаленных населенных пунктов ЯНАО можно считать целесообразным:

1) разработку проектов ВЭС (без присоединения к ЕЭС России) с определением ветропотенциала и величины выработки электроэнергии такими электростанциями, а также с оценкой их экономической эффективности²;

² Оценка финансовых последствий для участника, реализующего инвестиционный проект.

2) разработку проектов по присоединению к ЕЭС России комплексов – г. Лабытнанги, с. Аксарка и с. Харсаим, с. Газ-Сале и пос. Тазовский в случае отсутствия экономической эффективности ВЭС.

Данные предложения носят рекомендательный характер и требуют детальной проработки в рамках отдельной работы.

В связи с перспективным приростом нагрузок в городе Лабытнанги, а также в целях замещения неэффективной дизельной генерации, филиалом ПЭС «Лабытнанги» ПАО «Передвижная энергетика» выполнена разработка технико-экономического обоснования по замещению дизельной генерации, вносятся изменения в инвестиционную программу для проведения проектно-изыскательских работ, ведется работа по определению источника финансирования запланированных мероприятий.

4.8. Перечень рекомендуемых мероприятий по развитию электрических сетей 35 кВ и выше на территории ЭЭС ЯНАО и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

Для рассматриваемых мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО определены объемы электросетевого строительства и выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по сетевому строительству определена укрупненно на основании «Укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», утвержденных приказом Минэнерго России от 17 января 2019 года № 10 (далее – УНЦ).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года (базисный уровень цен).

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 3 квартала 2021 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития РФ на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития РФ на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз) и сценарных условиях, основных параметрах прогноза социально-экономического развития РФ и прогнозируемых изменениях цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз), в соответствии с пунктом 381 Правил заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе, утвержденных приказом Минэнерго России от 05 мая 2016 года № 380.

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал представлены в таблице 36.

Таблица 36

Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы				
			2018	2019	2020	2021	I кв 2022
1	2	3	4	5	6	7	8
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития РФ на период до 2024 года	подготовлен Министерством экономического развития РФ, дата публикации – 30.09.2019	105,3	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития РФ на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	подготовлен Министерством экономического развития РФ, дата публикации – 26.09.2020	–	106,8	–	–	–
	Сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития РФ и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	подготовлен Министерством экономического развития РФ, дата публикации – 24.04.2021	–	–	105,6	105,4	101,3

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории ЯНАО и укрупненные капитальные затраты на их реализацию (с разделением затрат по сетевым организациям) приведены в таблице 37.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10.	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал – ПК-1 – 1, 2		2х119,58	2х63		2022		ООО «СевКомНефтегаз»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «СевКомНефтегаз»	2 657,33	3 369,94
ООО «Газпром энерго»											
11.	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГТЭС – ЗГТЭС во вновь сооружаемые ячейки 110 кВ ПС 220 кВ Ермак (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП)		2х18			2024		ООО «Газпром энерго»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	284,8	351,11
АО «РЖД»											
12.	Строительство ПС 220 кВ Ныда с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 10 МВА каждый (2х10 МВА)*			2х10		2024		ОАО «РЖД»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Газпром Добыча Ямбург»	нет данных	1 363,9
Противоаварийные мероприятия											
13.	Реализация мероприятий по исключению пляски проводов и грозотросов на ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – Ямбургская ГТЭС с отпайкой на ПС ЯГП-2В***	Проектирование титула «Реконструкция ВЛ 110 кВ ЯГП-1В - ЯГТЭС с ответвлением на ПС ЯГП-2В (замена 264 опор, 65,5 км провода)»	65,5			2025	2022 (ПИР)	АО «Россети Тюмень»	акт № б.н от 24.01.2019 года по результатам расследования причин аварии 21.12.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора. Программа повышения надежности ЛЭП Ямбургского РЭС филиала АО «Тюменьэнерго»	нет данных	59,17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
									Северные электрические сети, утвержденная советом директоров АО «Тюменьэнерго» от 29.12.2017 № 34/17. Письмо Северо-Уральского управления Ростехнадзора от 21.12. 2021 № 321-12258.		
14.	Реализация мероприятий по повышению надежности работы ВЛ 220 кВ Надым – Салехард № 1, 2 в условиях воздействия ветровых нагрузок и образования ГИО***	Проектирование «Реконструкция ВЛ 220 кВ Надым-Салехард-1,2 (комплекс поддерживающих мероприятий)»	2х80			2023	2022 (ПИР)	АО «Россети Тюмень»	акт № 6.н. от 11.12.2018 года по результатам расследования причин аварии 23.11.2018 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора. Акт № 6.н. от 14.10.2019 по результатам расследования причин аварии 24.09.2019 комиссией Северо-Уральского управления Ростехнадзора	нет данных	21,94

* Стоимость принята на основании СиПР ЕЭС России.

** Срок действия технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тюменьэнерго» истек 07.09.2021. Указанные мероприятия являются актуальными только при условии продления срока действия технических условий на технологическое присоединение.

*** Стоимость принята на основании инвестиционной программы АО «Россети Тюмень», утвержденной приказом Минэнерго России № 29@ от 22.12.2021 года.

4.9. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно актуальной СиПР ЕЭС России.

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше, включенных в СиПР ЕЭС России, отсутствуют.

V. Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2023 – 2027 годы

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2023 – 2027 годы является неотъемлемой частью программы перспективного развития электроэнергетики ЯНАО на 2023 – 2027 годы и разработана с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов.

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2023 – 2027 годы представлена в виде карты-схемы, на которую нанесены:

- действующие по состоянию на 01.01.2022 электрические станции мощностью более 5 МВт;
- действующие по состоянию на 01.01.2022 электрические сети 110 кВ и выше;
- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в 2023 – 2027 годах, с выделением соответствующими условными обозначениями.

