



ГУБЕРНАТОР ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
ПОСТАНОВЛЕНИЕ

28 апреля 2018 г.

№ 48-ПГ

г. Салехард

**Об утверждении схемы и программы перспективного развития
электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа
на период 2019 – 2023 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 2019 – 2023 годов.

2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 26 апреля 2017 года № 48-ПГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2018 – 2022 годов».

3. Настоящее постановление вступает в силу с момента официального опубликования, за исключением пункта 2, который вступает в силу с 01 января 2019 года.

4. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа, директора департамента государственного жилищного надзора Ямало-Ненецкого автономного округа.

Губернатор
Ямало-Ненецкого автономного округа



Д.Н. Кобылкин

УТВЕРЖДЕНЫ

постановлением Губернатора
Ямало-Ненецкого автономного округа
от 28 апреля 2018 года № 48-ПГ

СХЕМА И ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого
автономного округа на период 2019 – 2023 годов

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2019 – 2023 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, Ямал, автономный округ) – субъект Российской Федерации, входит в состав Уральского федерального округа. Административный центр автономного округа 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 Ямала 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 Российской Федерации (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. Длительная 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 Ямала – 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 региона.

Административно-территориальное деление ЯНАО¹:

1) районы:

- Красноселькупский с административным центром в селе Красноселькуп;

¹ В соответствии с Законом ЯНАО от 06 октября 2006 года № 42-ЗАО «Об административно-территориальном устройстве Ямало-Ненецкого автономного округа» (принят Государственной Думой ЯНАО 20 сентября 2006 года) в ред. от 06.12.2012 г.

- Надымский с административным центром в городе Надым;
- 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 Мужи;
- Ямальский с административным центром в селе Яр-Сале.

2) города окружного значения:

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

За 50 лет численность населения в регионе достигла к 01 января 2018 года 538 026 человек. Основные населенные пункты ЯНАО приведены в таблице 1.

Таблица 1

Населенные пункты,
численность населения которых свыше 5 тысяч
(численность населения представлена на 01 января 2017 года²)

Населённый пункт	Количество жителей (человек)
1	2
Новый Уренгой	113 254
Ноябрьск	106 879
Салехард	48 507
Надым	44 660
Муравленко	32 540
Губкинский	27 238
Лабытнанги	26 281
Тарко-Сале	21 665
Пангоды	10 737
Уренгой	10 080
Пурпе	9 598
Тазовский	7 201
Харп	6 053

1.4. Стратегия развития ЯНАО.

Стратегия социально-экономического развития ЯНАО до 2020 года (утверждена постановлением Законодательного Собрания ЯНАО от 14.12.2011 № 839) представляет собой сбалансированную систему ориентиров, задающих целенаправленное движение к неуклонному росту качества жизни населения и повышению устойчивости экономики ЯНАО в обозначенный период.

² Данные на 01 января 2018 года в органах государственной статистики отсутствуют.

Главные ориентиры социально-экономического развития Ямала в целом совпадают с планами по развитию Арктической зоны Российской Федерации. Это инновационная модернизация экономики и устойчивый экономический рост, обеспечение национальной безопасности и личной защищенности местного населения, укрепление роли и места Арктики в экономике Российской Федерации.

Существующее социально-экономическое положение ЯНАО достаточно стабильно. Внушительный ресурсный и человеческий потенциалы сохраняют устойчивость региона даже при инерционном сценарии управления. Тем не менее, темпы социально-экономического развития способны вырасти, если стимулировать эффективное использование региональных преимуществ и планомерно заниматься решением проблем, снижающих качество жизни населения в условиях Крайнего Севера. Выбор активного (инновационного) сценария развития региона отвечает прогрессивным планам государства, согласуется с ожиданиями населения и целями делового сообщества. Поэтому за основу стратегического планирования принят активный сценарий развития.

В качестве приоритетных задач стратегического преобразования качества жизни в регионе отмечены следующие:

- модернизация инфраструктуры и отраслей социальной сферы;
- развитие экономического потенциала;
- сохранение и развитие человеческого потенциала и традиций;
- охрана окружающей среды и оздоровление экологии;
- становление ЯНАО международным форпостом развития Арктики.

1.5. Структура экономики.

Экономика ЯНАО представлена следующими основными видами экономической деятельности (схема 1): промышленное производство, строительство, торговля, транспорт и связь, сельское и лесное хозяйство.

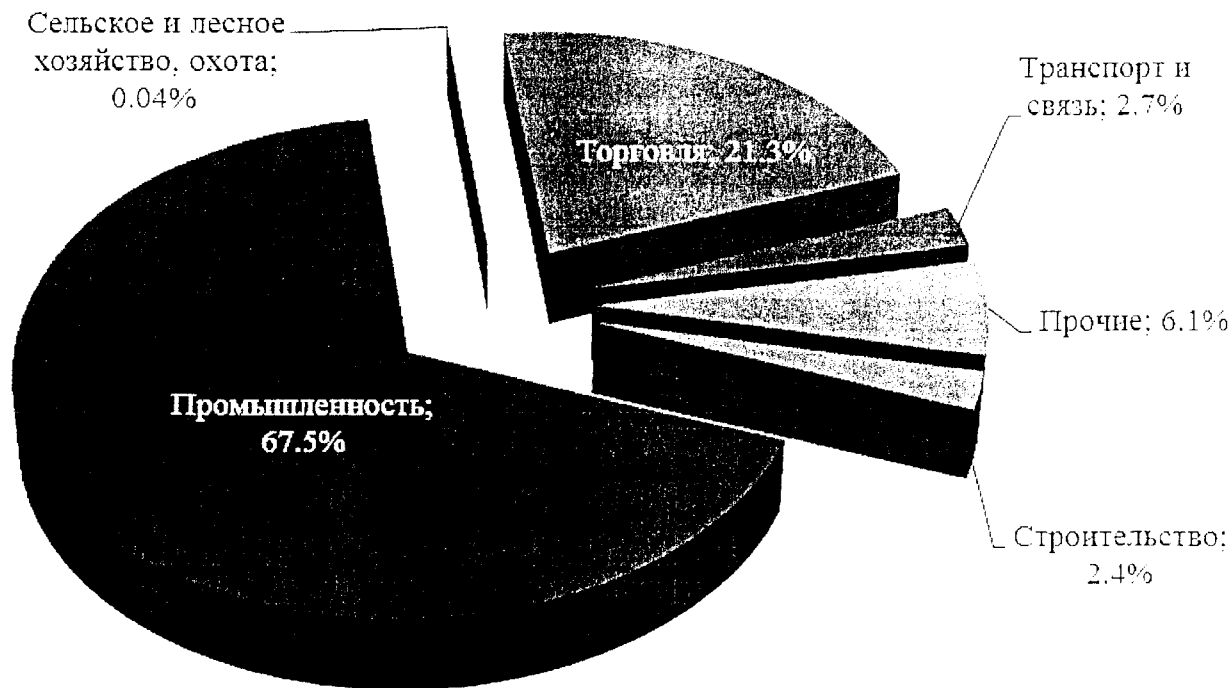


Схема 1. Оборот организаций по видам экономической деятельности в 2016 году

В 2016³ году оборот организаций ЯНАО, включающий стоимость отгруженных товаров собственного производства, выполненных собственными силами работ и услуг, а также выручку от продажи приобретенных на стороне товаров, составил 2 148,8 млрд рублей, что в действующих ценах на 16% ниже значения за 2015 год.

Наибольший удельный вес (67,5% от всего оборота организаций) приходится на промышленное производство, представленное добычей полезных ископаемых, обрабатывающими производствами, а также производством электроэнергии, газа и воды. В 2015 году удельный вес производства в обороте организаций ЯНАО составил 65,41%.

Строительство составило 2,4% от всего оборота организаций, или 51,5 млрд рублей (в 2015 году – 4,6%); торговля – 21,3%, или 457,7 млрд рублей (в 2015 году – 23,6%); транспорт и связь – 2,7%, или 58,02 млрд рублей (в 2015 году – 4,1%). Около 6,1% приходится на прочие виды экономической деятельности, в том числе сельское и лесное хозяйство (в 2015 году – 3,0%).

В ЯНАО в 2016 году добычу газа производили 33 предприятия на 90 месторождениях (в 2014 году – 35 предприятий на 94 месторождениях).

За 2016 год на территории ЯНАО добыто 505,6 млрд. м³ природного газа (99,46% к 2015 году) (схема 2).

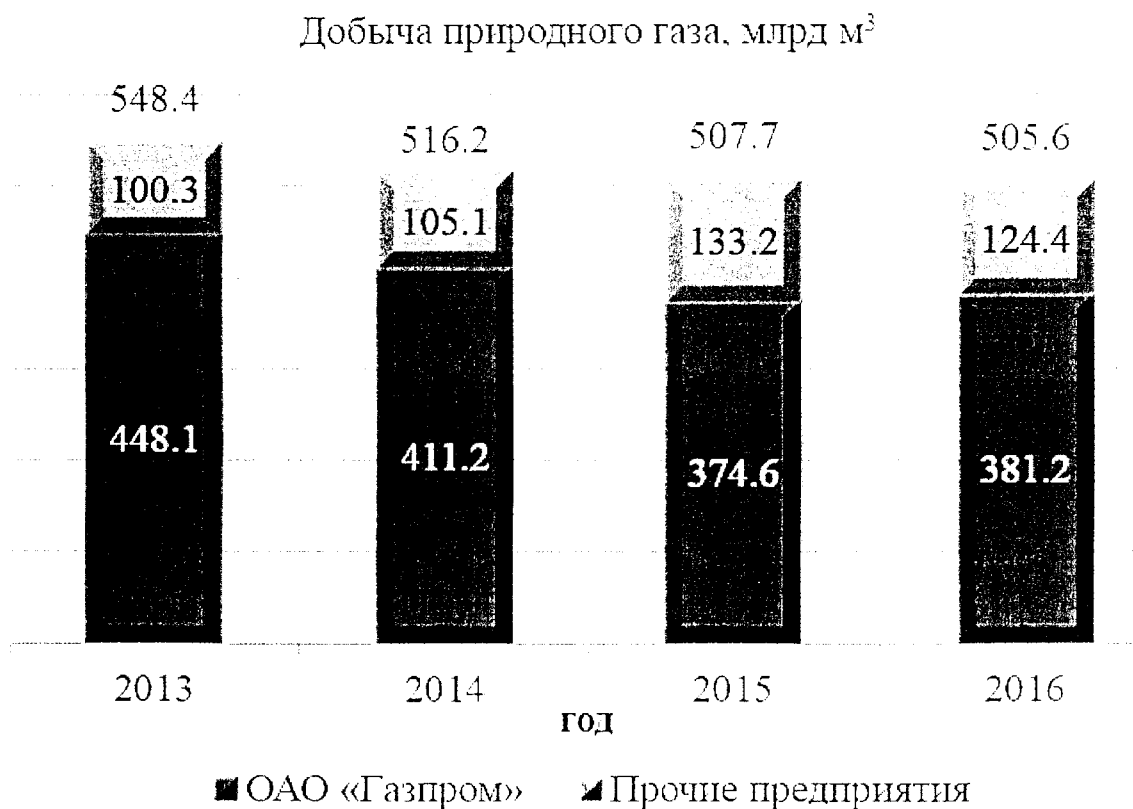


Схема 2. Динамика добычи природного газа на территории ЯНАО за период 2013 – 2016 годов

³ На момент выполнения работы данные за 2017 год органами государственной статистики не опубликованы.

Наибольший объем добытого газа приходится на дочерние предприятия ПАО «Газпром» (ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ЗАО «Пургаз», ОАО «Севернефтегазпром»).

Суммарная добыча по ним за 2016 год составила 381,2 млрд м³ газа, что составляет 75,4% всей добычи газа в ЯНАО. Доля остальных предприятий в общей добыче газа по ЯНАО – 24,6%, или 124,4 млрд м³.

Динамика и индекс физического объема промышленного производства за период 2012 – 2016 годов приведены в схеме 3.

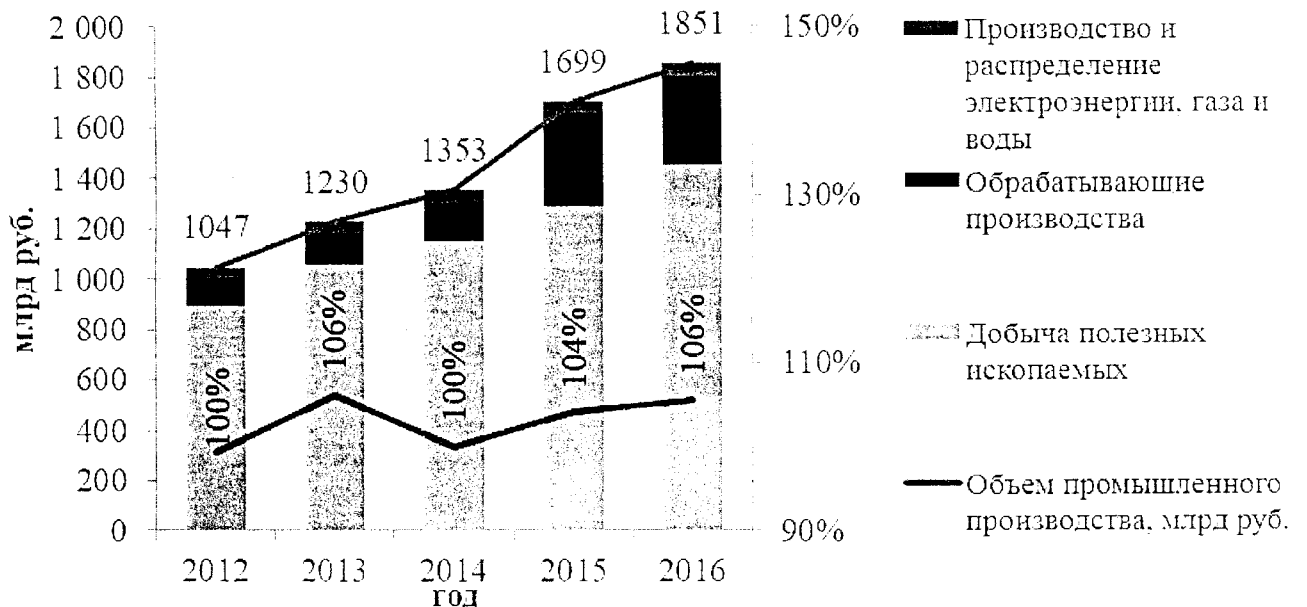


Схема 3. Динамика и индекс физического объема промышленного производства за период 2012 – 2016 годов

За период 2012 – 2016 годов на территории ЯНАО наблюдается рост инвестиционной активности. В 2016 году в экономическую и социальную сферы вложено 1075,7 млрд руб. При этом основную долю в структуре инвестированного капитала занимает топливно-энергетический комплекс – 60 – 65%, что подтверждается ростом объемов промышленного производства на территории ЯНАО в период 2012 – 2016 годов.

В период 2012 – 2017 годов в результате возобновления финансирования были завершены строительство блока ПГУ на Уренгойской ГРЭС (505,7 МВт) и ввод в 2017 году новой Новоуренгойская ГТЭС (120 МВт), что позволило существенно улучшить балансовую ситуацию энергосистемы на территории ЯНАО.

В 2013 году в режиме пробной эксплуатации начата добыча нефти на Южно-Соимлорском и Соимлорском месторождениях (ОАО «Сургутнефтегаз»), на Вальнтойском месторождении (АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»), в режиме пробной эксплуатации начата добыча газа и конденсата на Ево-Яхинском месторождении (ОАО «Арктикгаз»), на Добровольском месторождении (ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз»), в

режиме пробной эксплуатации начата добыча газа на Салмановском (Утреннем) месторождении (ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз»). В 2016 году введена в эксплуатацию вторая очередь Вынгапуровского газоперерабатывающего завода (город Ноябрьск), в 2017 году введена в работу первая очередь завода СПГ (ОАО «Ямал СПГ»), в 2018 году планируется ввод в промышленную эксплуатацию Русского месторождения «Роснефти».

По результатам анализа перспективы экономического развития ЯНАО выявлено, что необходима разработка технических решений, при реализации которых появится возможность обеспечить надежное электроснабжение существующих и вновь присоединяемых потребителей ЯНАО.

II. Анализ существующего состояния электроэнергетики ЯНАО за прошедший пятилетний период

2.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей ЯНАО.

Электроэнергетическая система ЯНАО (далее – ЭЭС ЯНАО) входит в состав объединенной энергосистемы (далее – ОЭС) Урала и имеет электрические связи с ЭЭС ХМАО. 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. Максимальное потребление ЭЭС ЯНАО в 2017 году было зафиксировано на уровне 1495 МВт. Потребление электроэнергии на территории ЯНАО за 2017 год составило 10,762 млрд кВт·ч.

С вводом в 2012 году блока № 1 Уренгойской ГРЭС установленной мощностью 505,7 МВт около 50% потребности в электрической мощности ЯНАО может быть обеспечено собственными генерирующими источниками.

Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЭЭС ЯНАО представлены на схеме 4. Особенностью характерного суточного графика нагрузок летнего дня является отсутствие ярко выраженного утреннего или 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 рабочего дня имеет два 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.

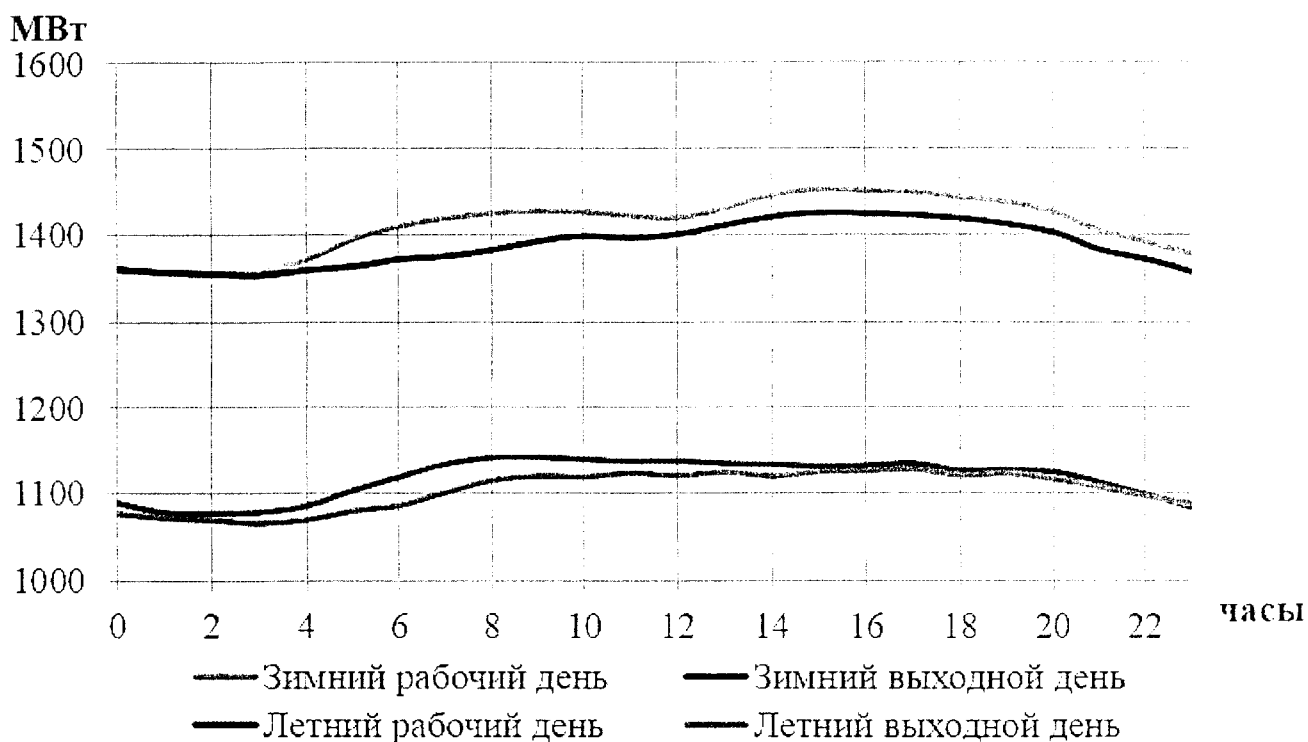


Схема 4. Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЭЭС ЯНАО

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 220 кВ Вынгапур. Ноябрьский энергорайон включает в себя следующие основные энергообъекты:

- Ноябрьская ПГЭ;
- ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ;
- ПС 500 кВ Муравленковская;
- ПС 500 кВ Тарко-Сале;
- ПС 500 кВ Холмогорская;
- ПС 220 кВ Аврора;
- ПС 220 кВ Вынгапур;
- ПС 220 кВ ГПЗ;
- ПС 220 кВ Пуль-Яха;
- ПС 220 кВ Янга-Яха;
- ПС 220 кВ Арсенал.

С вводом в 2012 году блока № 1 Уренгойской ГРЭС 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;
- ПЭС Уренгой;
- Харвутинская ГТЭС;
- Ямбургская ГТЭС;
- Песцовая ГТЭС;
- ГТЭС Юрхаровского НГКМ;
- ПЭС Надым;
- Новоуренгойская ГТЭС
- 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 9 муниципальных образований (далее – МО): Приуральский, Ямальский, Тазовский, Красноселькупский, Шурышкарский районы, часть Надымского и Пуровского районов, города Салехард и Лабытнанги. Выработка электроэнергии осуществляется от автономных газопоршневых, газотурбинных и дизельных электростанций.

Наиболее крупным энергорайоном ЯНАО, работающим изолированно от ЕЭС России, является энергорайон г. Салехард. В энергорайон входит три центра питания ПС 35 кВ и четыре объекта генерации. Управление режимом энергосистемы осуществляет АО «Салехардэнерго». Максимумы нагрузок в энергорайоне Салехарда составляют около 72 МВт в зимний период.

Энергорайон Салехарда включает в себя следующие основные объекты:

- ТЭС Салехард;
- ДЭС-1;
- ДЭС-2;
- ГТЭС Обдорск;
- ПС 35 кВ Дизельная;
- ПС 35 кВ Турбинная;
- ПС 35 кВ Центральная.

В целях присоединения работающего изолированно энергорайона г. Салехард к ЕЭС России в 2015 – 2016 годах введены в работу ВЛ 220 кВ Надым – Салехард № 1,2 и КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ Салехард, 1,2 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Салехард и БСК 110 кВ 3х65,7 Мвар. Во втором квартале 2017 года введены в работу ПС 110 кВ Северное Сияние и ПС 110 кВ Полярник с питающими ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Салехард.

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

Высокая себестоимость производства электроэнергии на ДЭС определяет повышенные расходы на дотирование электроснабжения из бюджетов районов, городов окружного подчинения и автономного округа в целом. Проблемы вызывает и эксплуатация дизельных электростанций в труднодоступных районах автономного округа.

Существующее состояние электроэнергетики энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС, накладывает объективные ограничения на уровень развития экономики и качество жизни населения этих территорий. Строительство электростанций осуществляется в основном в рамках Адресной инвестиционной программы ЯНАО.

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:

Энергорайоны ЯНАО, работающие параллельно с ЕЭС России:

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

- ООО «Ноябрьская ПГЭ»,

- филиалы Передвижные электростанции (ПЭС) «Уренгой», ПЭС «Лабытнанги» ПАО «Передвижная энергетика»,

- ООО «Северная ПЛЭС» (ПЭС «Надым»),

- ООО «Газпром добыча Ямбург»,

- ООО «Газпром- добыча Уренгой»,

- «Вынгапуровский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»,

- ПАО «НОВАТЭК»;

Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России:

- Новоуренгойское ЛПУ МГ,

- ООО «Газпром добыча Надым»,

- ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»,

- ООО «РН-Пурнефтегаз»,

- ООО «Газпром трансгаз Югорск»,

- ООО «Газпром добыча Ямбург»,

- ООО «Газпром трансгаз Сургут»,

- АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»,

- ПАО «НОВАТЭК»,

- электростанции в городах Салехарде, Лабытнанги и Красноселькупском, Надымском, Приуральском, Пуровском, Тазовском, Шурышкарском, Ямальском районах.

Электросетевые компании.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Магистральные электрические сети Западной Сибири (далее – МЭС Западной Сибири) осуществляют свою деятельность на территории ЯНАО, ХМАО и Тюменской области. На территории ЭЭС ЯНАО действует Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ямало-Ненецкое предприятие магистральных электрических сетей (далее – ЯНПМЭС). На обслуживании у Филиала находятся 15 ПС 500 – 220 кВ и более 3700 км ЛЭП 500 – 220 – 110 кВ, относящихся к Единой национальной электрической сети Российской Федерации (ЕНЭС Российской Федерации).

АО «Тюменьэнерго» осуществляет деятельность на территории Тюменского региона (ЯНАО, ХМАО, Тюменская область). На обслуживании АО «Тюменьэнерго» находятся сети 0,4 – 220 кВ. На территории ЭЭС ЯНАО действуют Филиалы Ноябрьских и Северных электрических сетей АО «Тюменьэнерго», обслуживающие сети общей протяженностью 5,246 тыс. 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»).

Системный оператор.

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» (далее – ОДУ Урала).

Энергосбытовые компании и гарантирующие поставщики электроэнергии.

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

АО «Межрегионэнерго» является независимой энергосбытовой компанией. Предприятие создано как дочернее общество ООО «Межрегионгаз» (ПАО «Газпром») и является одним из крупнейших энерготрейдеров Российской Федерации. 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 47 регионах Российской Федерации, 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».

Ноябрьский филиал АО «ЭК «Восток» (бывшее ОАО «Северная энергетическая компания») является гарантирующим поставщиком (зона деятельности МО г. 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»; АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз» (в т.ч. филиал «Газпромнефть – Муравленко»); ООО «Газпром переработка»; ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс» (ООО «НГХК»);

- АО «СибурТюменьГаз»: Филиал «Губкинский газоперерабатывающий завод» (Губкинский ГПЗ); Филиал «Муравленковский газоперерабатывающий завод» (Муравленковский ГПЗ), Филиал «Вынгапуровский газоперерабатывающий завод» (Вынгапуровский ГПЗ).

- ПАО «НК «Роснефть» (ООО «РН-Пурнефтегаз»);

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

- ПАО «Транснефть» (АО «Транснефть – Сибирь»);

- АО РОСПАН ИНТЕРНЕСНЛ;

- ООО РН-Ванкор;

- ПАО «НОВАТЭК».

В районах ЯНАО, не присоединенных 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.

2.2.1. Энергорайоны ЯНАО, работающие параллельно с ЕЭС России.

Объем потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2017 год составил 10 761,9 млн. кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2013 – 2017 годов представлена в таблице 2 и на схеме 5.

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО
за 2013 – 2017 годы

Электрическая энергия	Единица измерения	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление	млн кВт·ч	11 083,1	11 091,0	11 200,2	11 056,2	10761,9
Абсолютный прирост	млн кВт·ч	530	7,9	109,2	-144	-294
Среднегодовые темпы прироста	%	5,02	0,07	0,98	-1,29	-2,7

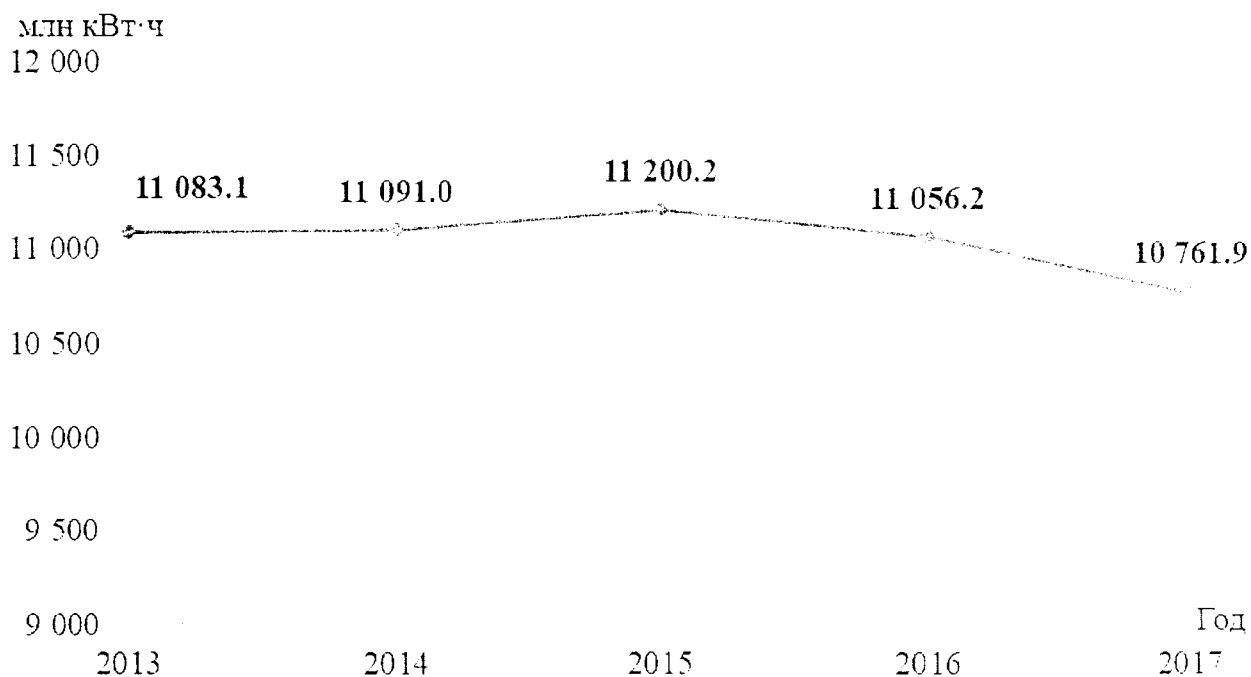


Схема 5. Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО
за 2013 – 2017 годы

2.2.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Оцененный объем потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за 2017 год составил 555 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за период 2013 – 2017 годов представлена в таблице 3 и на схеме 6.

Таблица 3

Динамика потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО,
работающих изолированно от ЕЭС России, за 2013 – 2017 годы

Электрическая энергия		2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1		2	3	4	5	6
Потребление	млн кВт·ч	548,4	563,6	577,3	531,6	555

1		2	3	4	5	6
Абсолютный прирост	млн кВт·ч	-66	15	14	-46	24
Среднегодовые темпы прироста	%	-10,74	2,77	2,43	-7,92	4,52

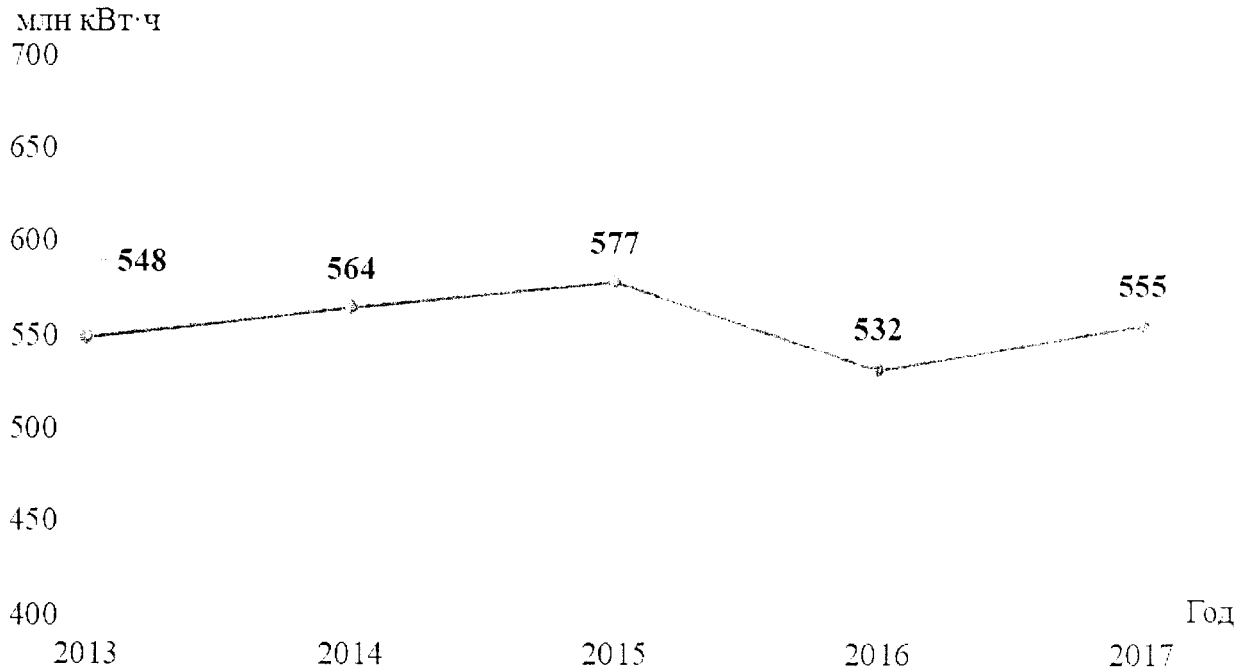


Схема 6. Динамика потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за 2013 – 2017 годы

2.2.3. Структура потребления электрической энергии.

В таблице 4 приведена динамика электропотребления по ЯНАО отдельным группам потребителей.

Таблица 4

Потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО в 2012 – 2016 годах⁴, млн кВт·ч

Наименование	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	10 895,8	11 746,6	9 452,9	9 291,6	9422,7
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	11,8	11,8	12,0	12,2	12,3
Строительство	408,8	109,5	413,0	388,5	392,4
Оптовая и розничная торговля	122,3	123,6	127,4	126,1	123,6
Транспорт и связь	759,3	734,9	771,3	742,9	754,7
Другие виды экономической	298,3	301,4	322,3	312,0	315,2

⁴ На момент выполнения работы данные за 2017 год органами государственной статистики не опубликованы.

1	2	3	4	5	6
деятельности					
Городское и сельское население	626,0	647,9	649,0	649,4	649,6
Потери в электросетях	156,5	195,4	367,8	460,2	439,5

Структура электропотребления по основным группам потребителей ЯНАО в 2016 году приведена на схеме 7.



Схема 7. Структура потребления электрической энергии ЯНАО по видам экономической деятельности в 2016 году

Около 78% от всей потребленной в ЯНАО электроэнергии потребляется промышленными предприятиями. Населением потребляется около 5% электрической энергии.

Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности за период 2012 – 2016 годов представлена на схеме 8.

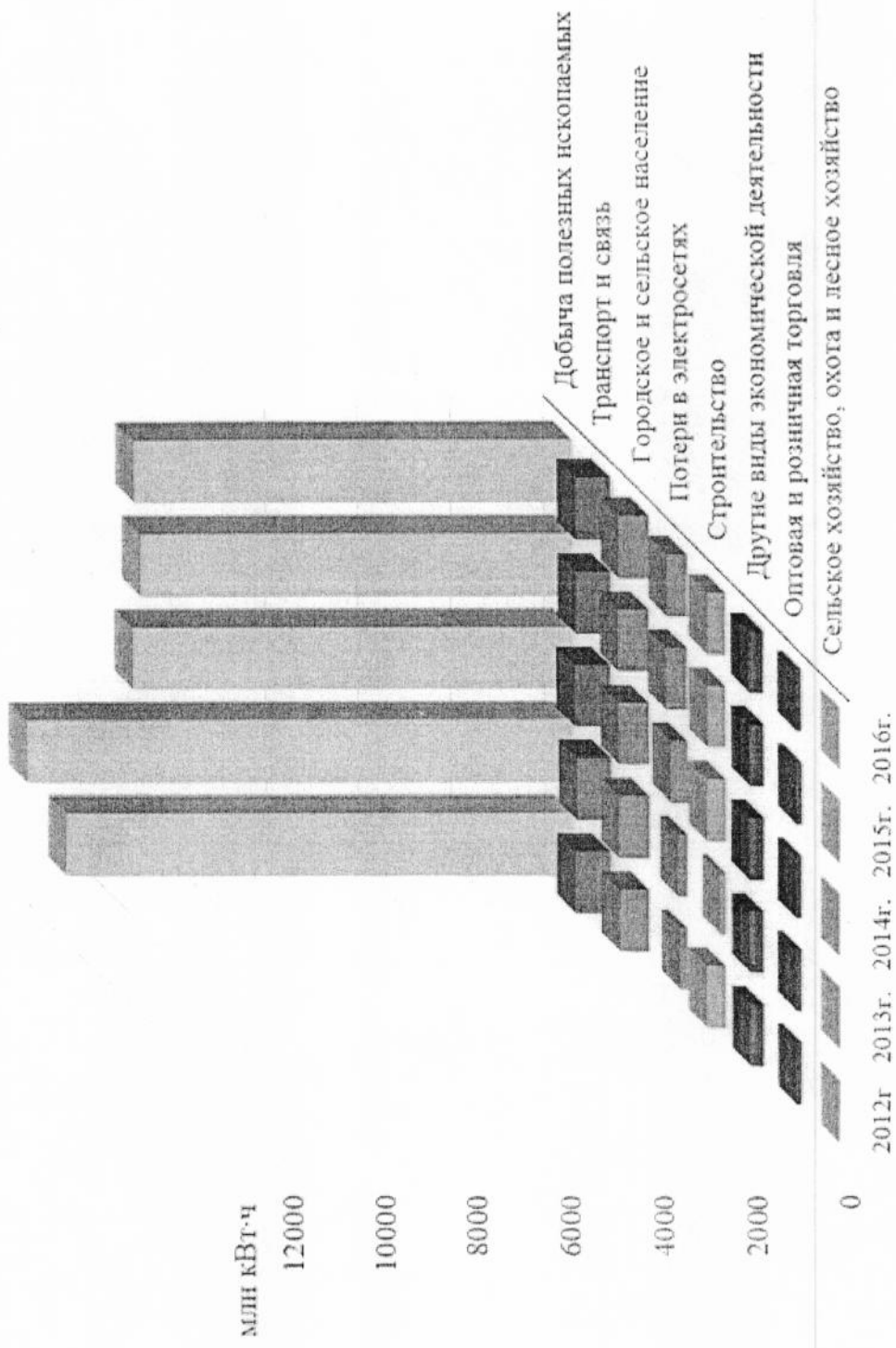


Схема 8. Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности в 2012 – 2016 годах

2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии.

Перечень крупных потребителей, находящихся на территории ЭЭС ЯНАО, с указанием максимального потребления электроэнергии и мощности на период 2013 – 2017 годов приведен в таблице 5.

Таблица 5

Сведения о потреблении электроэнергии крупными потребителями ЯНАО
за период 2013 – 2017 годов

Потребитель	Показатель	Год				
		2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7
ООО «Газпром добыча Ямбург»	млн кВт·ч	313,4	297,3	293,8	285,6	293,7
	МВт	72,0	68,0	67,0	65	69
ООО «Газпром добыча Уренгой»	млн кВт·ч	292,6	262,6	254,1	260,6	276,9
	МВт	33,4	30,0	29,0	29,8	31,6
ООО «Газпром добыча Надым»	млн кВт·ч	54,7	54,8	51,1	46,2	49,03
	МВт	8,4	6,3	6	8	8,5
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	млн кВт·ч	49,5	49,7	44,4	75,5	77,1
	МВт	5,7	5,7	5,1	5,1	8,9
АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»	млн кВт·ч	4162	4138	4166	3987	3783
	МВт	475	473	476	455	432
ООО «Газпром переработка»	млн кВт·ч	78,1	73,9	83,9	83,7	87,1
	МВт	10,9	11,9	10,9	11	11,26
ООО «НГХК»	млн кВт·ч	29,2	32,1	34,5	47	40
	МВт	4,7	6,0	7,5	9,0	7
Губкинский ГПЗ	млн кВт·ч	390,4	414,1	516,4	525,5	486,01
	МВт	51,8	65,0	74,0	73,1	66,6
Вынгапуровский ГПЗ	млн кВт·ч	227,4	238,2	177,50	174,2	186,4
	МВт	20,9	23,0	22,0	20,5	21,9
Муравленковский ГПЗ	млн кВт·ч	377,4	397,9	331,2	307,5	224,2
	МВт	51,8	51,8	43	40	29,2
ООО «РН-Пурнефтегаз»	млн кВт·ч	1 620,0	1 368	1 360,99	1 377,7	1396,6
	МВт	190,0	206,0	165,0	187	181
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	млн кВт·ч	33,8	39,7	49,0	80,0	24,36
	МВт	3,86	4,52	5,59	9,1	3,07
ПАО «НОВАТЭК» – всего	млн кВт·ч	200,0	197,6	273,8	266,7	276,5
	МВт	34,5	40,6	37,0	35	36,3
В т.ч. ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	млн кВт·ч	57,5	78,0	93,2	93,4	90,9
	МВт	11,5	12,5	13,0	13	13
ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВ-НЕФТЕГАЗ»	млн кВт·ч	88,4	56,1	105,8	96,8	108
	МВт	14,2	19,0	14,0	12	13
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕ-НЕФТЕГАЗ»	млн кВт·ч	54,1	63,5	74,8	96,8	77,6
	МВт	8,8	9,1	10,0	10	10,1
АО «Транснефть – Сибирь»	млн кВт·ч	64,1	63,1	75,8	98,88	105,8
	МВт	81,4	78,8	99,8	119,3	129,3
ООО «Газпром трансгаз	млн кВт·ч		327,8	297,7	287,4	317,6

1	2	3	4	5	6	7
Югорск»	МВт		43,9	39,9	38,0	42,5

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 максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО приведены в таблице 6 и на схеме 9.

Таблица 6

Динамика изменения максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО за период 2013 – 2017 годов, МВт

Наименование	Год				
	2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6
Максимум потребления	1449	1496	1462	1555	1495
Ноябрьские электрические сети	1139	1179	1129	1174	1167
Северные электрические сети	310	317	333	381	328

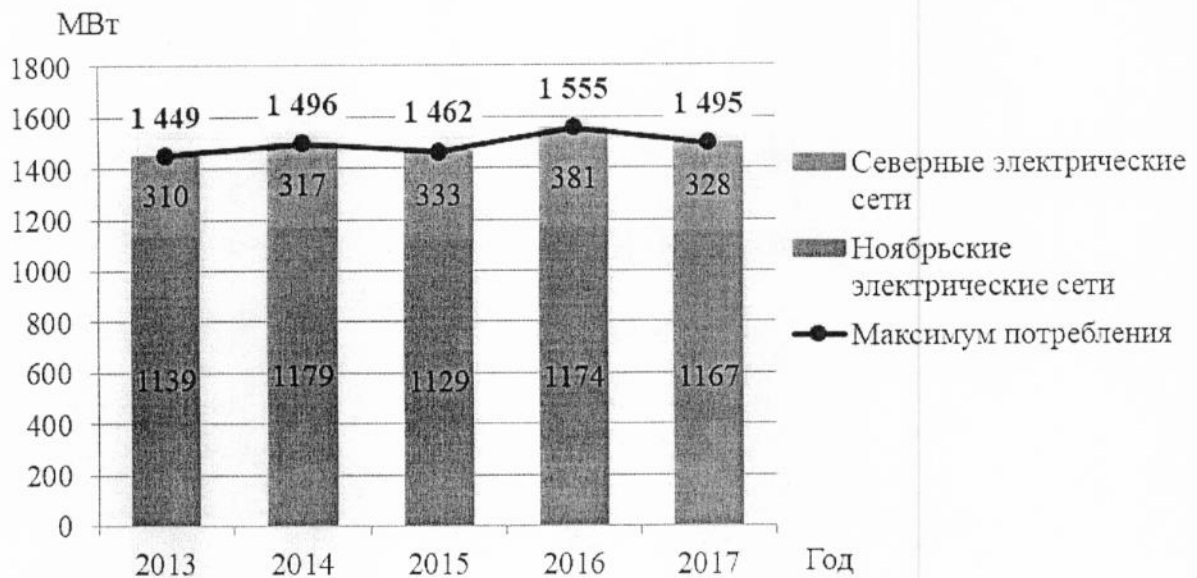


Схема 9. Динамика изменения максимума потребления ЭЭС ЯНАО за 2013 – 2017 годы

2.4.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Сводные данные по динамике изменения максимумов потребления электрической мощности МО, расположенных в энергорайонах ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, приведены в таблице 7.

В 2018 году планируется выполнить технологическое присоединение электрических сетей г. Салехарда на параллельную работу с ЕЭС России через ПС 110 кВ Северное Сияние и ПС 110 кВ Полярник

Динамика изменения максимумов потребления электрической мощности МО, расположенных в энергорайонах ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за 2012 – 2017 годы, МВт

Наименование МО	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7
Город Салехард	62,0	67,0	70,9	72,1	75,4	71,5
Город Лабытнанги	26,5	26,5	28,8	27	27,9	27,9
Приуральский район	11,1	12,4	9,8	12,7	13,8	13,2
Ямальский район	10,5	11,1	13,3	13,6	14,1	12,9
Тазовский район	24,4	21,6	21,6	21,6	23,8	22,3
Красноселькупский район	6,2	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4
Надымский район (село Кутопьюган, село Нори, село Ныда)	2,2	2,4	2,5	2,2	1,8	2,1
Шурьшкарский район	8,7	8,8	9,7	9,7	10,2	10,2
Пуровский район (поселок Самбург, село Толька)	1,1	1,1	1,2	1,2	1,5	1,5
Итого	152,7	157,2	164,2	168,3	174,8	168,1

2.5. Оценка пропускной способности крупных узлов нагрузки.

В результате анализа 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 среди крупных узлов нагрузки выявлены районы с вероятностью токовой перегрузки оборудования при единичных отключениях в нормальной и основных ремонтных схемах. Результаты анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети ЭЭС ЯНАО приведены в пункте 3.1 настоящих Схемы и Программы.

2.6. 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 8.

Таблица 8

Установленная тепловая мощность источников теплоснабжения МО
на 01 января 2018 года

№ п/п	МО	Количество котельных	Суммарная установленная мощность, Гкал/час	Преимущественный вид топлива
1	2	3	4	5
1	Город Губкинский	5	170,6	газ, нефть

1	2	3	4	5
2	Город Лабытнанги	16	279,32	газ, нефть, ДТ
3	Город Муравленко	8	352,04	газ
4	Город Ноябрьск	24	775,91	газ, попутный газ
5	Город Новый Уренгой	17	1366,03	газ, SGK
6	Город Салехард	39	322,98	газ, ДТ
7	Красноселькупский район	9	90,55	газ, SGK, ДТ, дрова
8	Надымский район	35	908,34	газ, SGK, ДТ
9	Приуральский район	11	193,64	газ, ДТ
10	Пуровский район	26	395,99	газ, SGK, нефть
11	Тазовский район	14	131,49	газ, SGK, нефть
12	Шурьшкарский район	20	77,201	ДТ, уголь
13	Ямальский район	19	131,33	газ, ДТ, дрова

В таблице 9 приведена динамика потребления тепловой энергии за период 2012 – 2016 годов.

Таблица 9

Динамика потребления тепловой энергии в ЯНАО, тыс. Гкал

Показатель	2012 год	2013 год	2014 год.	2015 год	2016 год	2017 год
1	2	3	4	5	6	7
Произведено тепловой энергии	7144,4	7681,4	7618,2	7079,6	7228,4	7588
Получено тепловой энергии со стороны	0	0	0	0	0	0
Отпуск потребителям, всего	6018,9	6547,4	6316	5940,4	5817	5876
Населению	3702,1	3891,7	3824,8	3617,3	3667	3811
Бюджетным организациям	742,2	860,0	862,2	768,2	788	675
Предприятиям на производственные нужды	422,5	282,0	312,5	191,7	188	248,8
Прочим организациям	1152,1	1513,8	1316,5	1363,2	1174	1388

На схеме 10 приведена структура отпуска тепловой энергии отдельным группам потребителей в соответствии таблицей 9.

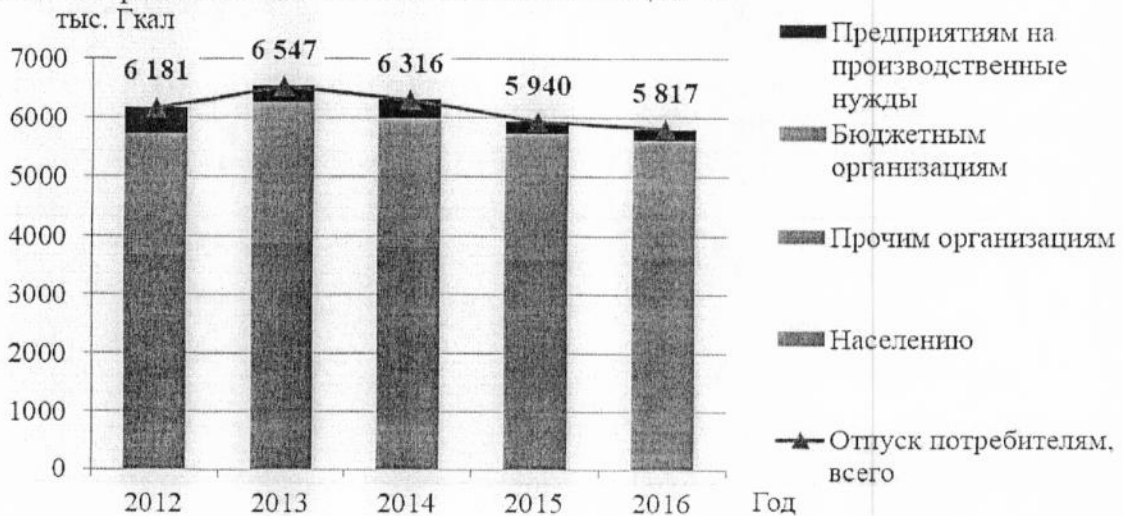


Схема 10. Структура отпуска тепловой энергии по ЯНАО за 2012 – 2016 годы

На схеме 11 представлены данные о выработке и полезном отпуске тепловой энергии в МО в 2016 году.

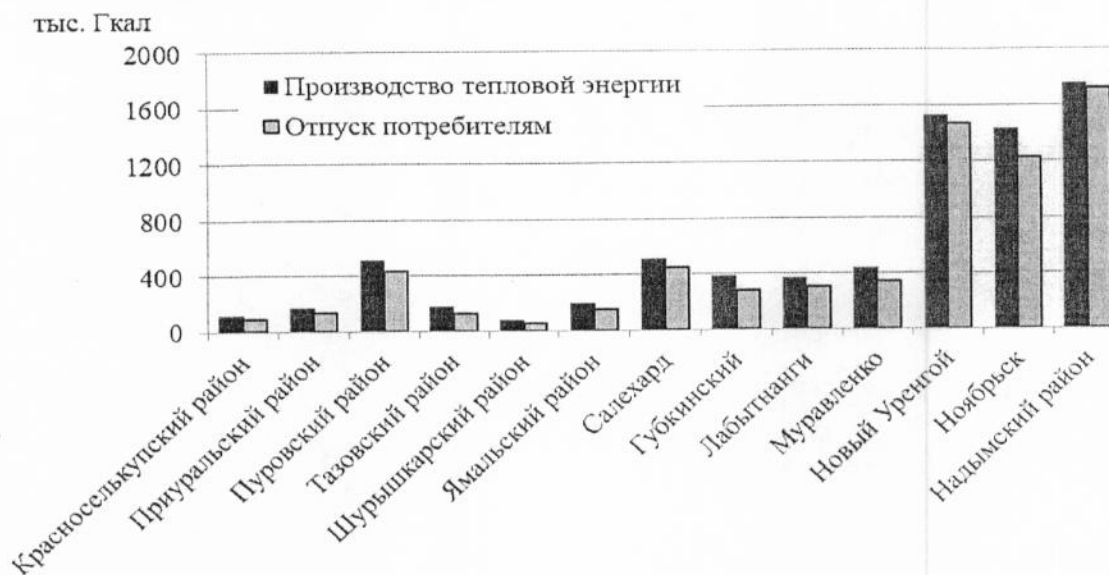


Схема 11. Выработка и полезный отпуск тепловой энергии в 2016 году, тыс. Гкал

2.7. Перечень основных потребителей тепловой энергии в ЯНАО.

Основные крупные потребители тепловой энергии на территории ЯНАО приведены в таблице 10.

Таблица 10

Перечень крупных потребителей тепловой энергии на территории ЯНАО

№ п/п	Потребители тепловой энергии
1	2
1	ГБУЗ ЯНАО «Ноябрьская центральная городская больница»
2	АО «Газпромнефть-ННГ»
3	ОАО «ДЭХ»
4	АО «Газпромнефть – ННГФ»
5	МУП «МПГЭС»
6	ОАО «Ноябрьские электрические сети»
7	МАУ СОК «Ямал»
8	МАДОУ ЦРР ДС «Дельфин»
9	ГУП ЯНАО «Ямалавтодор»
10	ГУ «6 ПЧ ФПС по ЯНАО»
11	ГОУ СПО ЯНАО «ММК»
12	ООО «ЯмалСервисЦентр»
13	ООО «Ноябрьская центральная трубная база»
14	ООО «Ноябрьскнефтеспецстрой»
15	ООО «НоябрьскНефтеГазАвтоматика»
16	ООО «Борец-Муравленко»
17	ООО «Ноябрьскэнергонепть»
18	ООО «НК КНГ»
19	Предприниматель Капула Г.И.
20	Предприниматель Сапонов В.А.

1	2
21	ООО «Муравленковская транспортная компания»
22	ЗАО «Самотлорнефтепромхим»
23	МАДОУ «Теремок»
24	ООО ЭК «ТВЭС»
25	ООО «Ямал-Энерго»
26	ООО «Ратта»
27	ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз»
28	МУП «Муравленковские коммунальные сети»
29	ЗАО «Спецтеплосервис»
30	МП Белоярское ПП ЖКХ
31	ООО «Прогресс»
32	ОАО «Харп-Энерго-Газ»
33	МУП «Пуровские коммунальные системы»
34	ОАО «Уренгойтеплогенерация-1»
35	МУП ЖКХ «Лимбей»
36	Филиал «Уренгойская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

2.8. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО.

Большая часть вырабатываемой электроэнергии на территории ЯНАО производится на тепловых электростанциях (ТЭС). Наиболее крупными объектами генерации ЭЭС ЯНАО являются Уренгойская ГРЭС и Ноябрьская ПГЭ. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2018 года составляет 979,27 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 11.

Таблица 11

Установленная мощность электростанций ЯНАО
по состоянию на 01 января 2018 года

Мощность электростанций ЯНАО	МВт
1	2
Суммарная установленная мощность электростанций ЯНАО	1843,86
Синхронизированная с ЕЭС России часть, в т.ч.	979,27
ПГУ	745,27
ГТУ	201
ПСУ	24
ГПУ	9
Электростанции, работающие изолированно от ЕЭС, в т.ч.	867,213
Автономные источники промышленных предприятий, в т.ч.	537,18
ГТУ	388,3
ДЭС	80,5

1	2
ГПГУ	68,38
Автономные источники территориально-изолированных МО, в т.ч.	327,41
ДЭС	133,05
ГТУ	144,9
ГПГУ, ГПУ	49,46

На схеме 12 приведена структура установленной мощности электростанций ЯНАО по типам генерирующих установок для обеих зон энергосистемы ЯНАО.

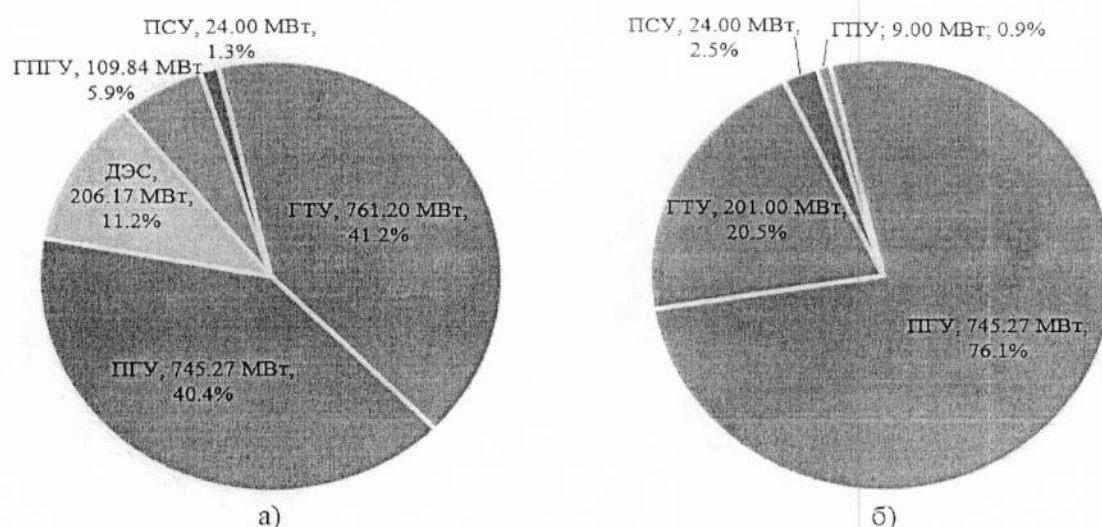


Схема 12. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО по типам генерирующих установок:
а) всего по территории ЯНАО; б) в синхронизированной зоне

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» (Уренгойская ГРЭС). Наиболее крупными собственниками генерирующей мощности среди крупных потребителей электроэнергии являются ООО «Газпром добыча Ямбург» и ООО «Газпром трансгаз Югорск». В 2017 году в ЯНАО выполнен ввод ГТЭС Новоуренгойского ГХК (120 МВт).

Структура установленной мощности по видам собственности приведена в таблице 12 и на схеме 13.

Таблица 12

Структура установленной мощности по типам электростанций и видам собственности

	Наименование	Тип генерирующих установок	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4
Генери-	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	ПГУ, ПСУ	529,7

1	2	3	4
рующиеся компании	ООО «НПГЭ»	ПГУ	119,57
	ПАО «Передвижная энергетика»	ГТУ	72
	ООО «Северная ПЛЭС»	ГТУ	24
Электро- станции промыш- ленных предпри- ятий	ООО «Газпром добыча Ямбург»	ГТУ	128,5
	ООО «Газпром добыча Надым»	ГТУ, ДЭС	125
	ООО «Газпром трансгаз Югорск»	ДЭС ГТУ	193,2
	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	ДЭС	22
	ООО «Газпром добыча Уренгой»	ГТУ	15
	ООО «РН-Пурнефтегаз»	ГПГУ	52,4
	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	ГПГУ, ГТУ	70
	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	ГТУ, ДЭС	19,5
	ПАО «НОВАТЭК»	ГТУ	8,6
	ООО «Новоуренгойский ГХК»	ПГУ	120
	Филиал АО «СибурТюменьГаз» – Вынгапуровский ГПЗ	ГПГУ	9
	Электро- станции муници- пальных предпри- ятий	г. Салехард	ГТУ, ДЭС, ГПГУ
г. Лабытнанги		ГТУ	73
Шурьшкарский район		ДЭС	25,34
Ямальский район		ГТУ, ДЭС	43,61
Красноселькупский район		ДЭС	11,12
Тазовский район		ГТУ, ДЭС	44,71
Приуральский район		ДЭС, ГПГУ	33,269
Пуровский район		ДЭС	4,324
Надымский район	ДЭС	6,74	

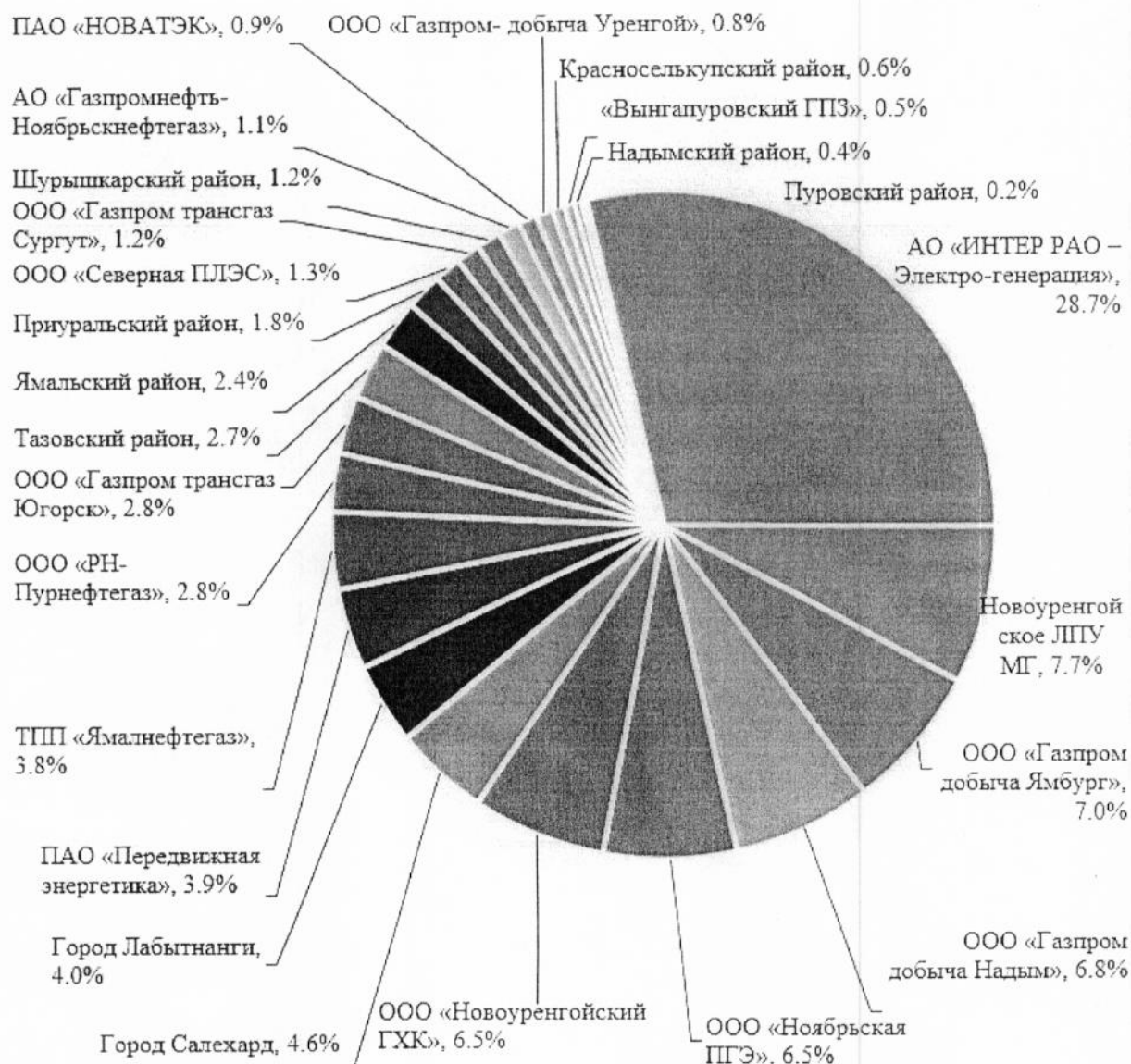


Схема 13. Структура установленной мощности генерирующих установок ЯНАО по собственникам

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

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

Таблица 13

Состав существующих электростанций по состоянию на 01 января 2018 года

№ п/п	Наименование электростанции	Сведения о блоках/агрегатах	Тип выработки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность (МВт)
1	2	3	4	5	6
ЭЭС ЯНАО (без учёта электростанций, работающих изолированно)					
1	Уренгойская ГРЭС (АО «Интер	всего по электростанции			529,7
		1Г-ПТ	ПГУ	2012	164,1

1	2	3	4	5	6
	РАО – Электрогенерация»)	1Г-1ГТ	ПГУ	2012	170,1
		1Г-2ГТ	ПГУ	2012	171,5
		ПРТЭЦ № 1	ПСУ	1992	12
		ПРТЭЦ № 2	ПСУ	1990	12
2	Ноябрьская ПГЭ (ООО «НПГЭ»)	всего по электростанции			119,57
		ГТ1	ПГУ	2010	40,62
		ПТ1	ПГУ	2010	18,95
		ГТ2	ПГУ	2010	41,1
		ПТ2	ПГУ	2010	18,9
3	ПЭС Уренгой (ПАО «Передвижная энергетика»)	всего по электростанции			72
		№ 1	ГТУ	1988	12
		№ 2	ГТУ	1988	12
		№ 3	ГТУ	1986	12
		№ 4	ГТУ	2001	12
		№ 5	ГТУ	2001	12
		№ 6	ГТУ	1987	12
4	ПЭС Надым (ООО «Северная ПЛЭС»)	всего по электростанции			24
		5Г-1	ГТУ	2001	12
		5Г-2	ГТУ	2001	12
5	Ямбургская ГТЭС (ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			72
		№ 1	ГТУ	1998	12
		№ 2	ГТУ	2001	12
		№ 3	ГТУ	1992	12
		№ 4	ГТУ	1992	12
		№ 5	ГТУ	1992	12
		№ 6	ГТУ	1992	12
6	Харвутинская ГТЭС (ООО «Газпром добыча Ямбург»)	всего по электростанции			10
		№ 1	ГТУ	2007	2,5
		№ 2	ГТУ	2007	2,5
		№ 3	ГТУ	2007	2,5
		№ 4	ГТУ	2007	2,5
7	ГТЭС Юрхаровского НГКМ (ПАО «НОВАТЭК»)	всего по электростанции			8
		КГТЭС-1500 № 1	ГТУ	2003	1,5
		КГТЭС-1500 № 2	ГТУ	2004	1,5
		ГТЭС-2,5 № 3	ГТУ	2008	2,5
		ГТЭС-2,5 № 4	ГТУ	2014	2,5
8	ГТЭС Песцовая (ООО «Газпром-добыча Уренгой»)	всего по электростанции			15
		№ 1 – № 6	ГТУ	2006	2,5
9	ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ («Вынгапуровский ГПЗ» – филиал АО «Сибур-ТюменьГаз»)	всего по электростанции			9
		MWM TCG 2020	ГПУ	2013, 2016	5x1,8
10	ГТЭС Новоуренгойского ГХК	всего по электростанции			120
		LM6000PD	ГТУ	2017	40
		LM6000PD	ГТУ	2017	40
		C11-R14-EX	ГТУ	2017	40

1	2	3	4	5	6
Итого по энергосистеме, в том числе					979,27
ПГУ					745,27
ГТУ					201
ПСУ					24
ГПГУ					9
Автономные источники электроснабжения крупных потребителей					
ООО «Газпром добыча Ямбург»		всего по предприятию			46,5
1	ГТЭС-22,5	9 ПАЭС-2500	ГТУ	2001	22,5
2	ГТЭС-24	4 энергомодуля с ГТУ-6000	ГТУ	2002	24
ООО «Газпром добыча Надым»		всего по предприятию			125
3	ГТЭС-25 м/р Бованенковское	10 блоков	ГТУ	2008, 2012	25
4	ГТЭС-36 м/р Бованенковское	6 блоков	ГТУ	2010	36
5	ГТЭС Бованенковское	2 блока	ГТУ	2016	24
6	ГТЭС-10 м/р Харасавэйское	4 блока	ГТУ	2008	10
7	ПАЭС-10 м/р Юбилейное	4 блока	ГТУ	1999	10
8	ГТЭС-5 м/р Юбилейное	2 блока	ГТУ	2004	5
9	ПАЭС-10 м/р Ямсовейское	4 блока	ГТУ	1997	10
10	ПАЭС-5 м/р Ямсовейское	2 блока	ГТУ	2003	5
ООО «Газпром трансгаз Югорск»		всего по предприятию			193,2
11	Ямбургское ЛПУ	итого Руст			30,1
		БЭС-630	ДЭС	1986	0,6
		9хКАС-500	ДЭС	1988 – 2001	4,5
		8хКАС-630	ДЭС	1990 – 2002	5
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1990	5
		6хПАЭС-2500М	ГТУ	1990	15
12	Ныдинское ЛПУ МГ	итого Руст			21,3
		2хАС-804р1	ДЭС	1986 – 1987	1,3
		5хКАС-500	ДЭС	1988 – 1996	2,5
		3хПАЭС-2500	ГТУ	1987 – 1997	7,5
		4хПАЭС-2500М	ГТУ	1986 – 1987	10
Новоуренгойское ЛПУ МГ		итого Руст			33,7
13	Пуровская ГКС	4хVolvo-250	ДЭС	1984	1
		3хБЭС-630	ДЭС	1985 – 2003	1,9
		Wola-200/0,2	ДЭС	1985	0,2
		3хРастон ТВ-5000	ГТУ	1985	8,1
14	Правохеттинское ЛПУ	3хБЭС-630	ДЭС	1985 – 1986	1,9
		ЭД-200	ДЭС	1998	0,2

1	2	3	4	5	6
		4хКАС-500	ДЭС	1987 – 1995	2
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1997	5
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1983 – 1985	7,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1984	5,4
		ЭД-500	ДЭС	1995	0,5
15	Пангодинское ЛПУ МГ	итого Руст			6,5
	Хасырейская п/п	Звезда-630НК	ДЭС	2010	0,6
		КАС-500	ДЭС	1993	0,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1984 – 1985	5,4
16	Ягельное ЛПУ МГ	итого Руст			18,1
		5хБЭС-630	ДЭС	1985 – 1987	3,2
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1983 – 1985	7,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1986 – 1988	5,4
		4хЭД-500Т	ДЭС	1988 – 1996	2
17	Приозерное ЛПУ МГ	итого Руст			23,1
		4хАС-804р1	ДЭС	1985 – 1987	2,5
		АСДА-200	ДЭС	1991	0,2
		5хКАС-500	ДЭС	1987 – 1991	2,5
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1990 – 2005	5
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1983 – 2005	7,5
		2хРастон ТВ-5000	ГТУ	1986 – 1987	5,4
18	Ново- Уренгойское ЛПУ	итого Руст			13
		Звезда-630НК	ДЭС	2010	0,6
		3хАС-804р1	ДЭС	1982 – 1984	1,9
		КАС-500	ДЭС	1989	0,5
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1992	7,5
		ЭГ-2500	ГТУ	2006	2,5
19	Пангодинское ЛПУ ЯНАО	итого Руст			14,6
		4хАС-804р1	ДЭС	1983 – 1987	2,5
		Звезда-630НК	ДЭС	2005	0,6
		3хКАС-500	ДЭС	1993 – 2005	1,5
		4хУрал-2500	ГТУ	2007	10
20	Надымское ЛПУ МГ	итого Руст			18,6
		Звезда-630НК	ДЭС	2010	0,6
		Wola-200	ДЭС	1993	0,2
		3хКАС-500	ДЭС	1982 – 1989	1,5
		2хАС-804р1	ДЭС	1983 – 1984	1,3
		2хПАЭС-2500	ГТУ	1982 – 2001	5
		4хПАЭС-2500М	ГТУ	1976 – 1982	10
21	Лонг Юганское ЛПУ	итого Руст			14,2
		5хБЭС-630	ДЭС	1985 – 2002	3,2
		2хКАС-500	ДЭС	1985 – 2000	1
		ПАЭС-2500	ГТУ	1990	2,5
		3хПАЭС-2500М	ГТУ	1978 – 2004	7,5
ООО «Газпром трансгаз Сургут»		всего по предприятию			22
22	ЭСК п, Уренгой	ЭСК «Wartsila»	ДЭС	н/д	22
ООО «РН-Пурнефтегаз»		всего по предприятию			52,38

1	2	3	4	5	6
23	Тарасовская газопоршневая электростанция (ТПЭС)	6хГПГУх8,73	ГПГУ	2010	52,38
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»		всего по предприятию			65,9
24	ЭСН ГКС Находкинского м/р	6х Cummins 1750 GQNB	ГПГУ	2012	10,5
25	ТПЭС Находкинского м/р	4х Deutz TBG 620V16K	ГПГУ	2004	5,4
26	ГТЭС-24 Пякяхинское м/р	6х Урал-6000	ГТУ	2009-2016	36
27	ГТЭС-14 Северо-Губкинского м/р	3х Урал-6000	ГТУ	2001	14
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»		всего по предприятию			28,39
28	ЭСН Чатылкинского м/р	Waukesha	ГТУ	2008	12,09
		6хCummins	ДЭС	2008	6
29	ЭСН Холмистого м/р	Waukesha	ГТУ	2008	6,3
		6хCummins	ДЭС	2008	4
ПАО «НОВАТЭК»		всего по предприятию			8,6
30	Таркосаленеф-тегаз	OPRA	ГТУ	2010	3,6
		ПАЭС-2500	ГТУ	2007	5
Итого по автономным источникам электроснабжения крупных потребителей электроэнергии, в том числе:					537,18
ГТУ					388,3
ДЭС					80,5
ГПГУ					68,38
Автономные источники электроснабжения МО ЯНАО, работающие изолировано от ЕЭС					
Город Салехард		всего по МО			85,3
1	ГТЭС Обдорск	№ 1	ГТУ	2001	12
		№ 2	ГТУ	2001	12
		№ 3	ГТУ	2004	15,4
2	ДЭС-1	№ 1	ДЭС	1994	6,5
		№ 2	ДЭС	1994	6,5
		№ 3	ДЭС	1997	6,4
3	ДЭС-2	№ 1	ДЭС	1999	6,4
		№ 2	ДЭС	2000	6,1
4	ТЭС Салехард	№ 1	ГПГУ	2009	1,75
		№ 2	ГПГУ	2009	1,75
		№ 3	ГПГУ	2009	1,75
		№ 4	ГПГУ	2009	1,75
		№ 5	ГПГУ	2009	1,75
		№ 6	ГПГУ	2009	1,75
		№ 7	ГПГУ	2009	1,75
		№ 8	ГПГУ	2009	1,75

1	2	3	4	5	6
Город Лабытнанги		всего по МО			66
5	ПЭС Лабытнанги	ГТГ-1	ГТУ	1996	12
		ГТГ-2	ГТУ	1996	12
		ГТГ-3	ГТУ	2007	12
		ГТГ-4	ГТУ	2010	12
		ГТГ-5	ГТУ	1974	4
		ГТГ-6	ГТУ	1979	4
		ГТГ-7	ГТУ	1976	2,5
		ГТГ-8	ГТУ	1976	2,5
		ГТГ-9	ГТУ	1978	2,5
		ГТГ-10	ГТУ	1978	2,5
		ГТГ-11	ГТУ	1983	2,5
		ГТГ-12	ГТУ	1983	2,5
Шурьшкарский район		всего по МО			9,6
6	Село Мужы	итого Руст			9,6
		ДГУ № 1	ДЭС	2014	1,6
		ДГУ № 2	ДЭС	2014	1,6
		ДГУ № 3	ДЭС	2014	1,6
		ДГУ № 4	ДЭС	2014	1,6
		ДГУ № 5	ДЭС	2014	1,6
		ДГУ № 6	ДЭС	2014	1,6
Ямальский район		всего по МО			36,05
7	Село Яр-Сале	итого Руст			13,88
		MTU 12v4000	ДЭС	2014	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2013	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2014	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2016	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2014	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2014	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2006	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2011	1,12
		MTU 12v4000	ДЭС	2011	1,12
		Mitsubishi S16R2	ДЭС	2016	1,9
		Mitsubishi S16R2	ДЭС	2016	1,9
8	Село Мыс Каменный ЦЭС-Геологи	итого Руст			13,64
		АИ-20 ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	2015	2,5
		АИ-20 ПАЭС-2500 № 3	ГТУ	2015	2,5
		АИ-20 ПАЭС-2500 № 4	ГТУ	2014	2,5
		АИ-20 ПАЭС-2500 № 5	ГТУ	2015	2,5
		ГПА-Mitsubishi №1	ГПУ	2016	1,5
		ГПА-Mitsubishi №2	ГПУ	2016	1,5
		ДГА – 315 № 1	ДЭС	1989	0,32
		ДГА – 315 № 2	ДЭС	1991	0,32
		9		Село Сеяха	
		итого Руст			8,53
		Caterpillar 3512	ДЭС	н/д	1,0

1	2	3	4	5	6
		Caterpillar 3512	ДЭС	н/д	1,0
		Caterpillar 3516	ДЭС	н/д	2,0
		Caterpillar 3516	ДЭС	н/д	2,0
		Шкода 608 6-27,5 A2S	ДЭС	2003	0,53
		Шкода 608 6-27,5 A2S	ДЭС	2001	0,53
		Шкода 825 6-27,5 A4S	ДЭС	2009	0,735
		Шкода 825 6-27,5 A4S	ДЭС	2006	0,735
	Тазовский район	всего по МО			43,5
10	Поселок Тазовский	итого Руст			12
		ГПУ-Mitsubishi № 1	ГПУ	2017	1,5
		ГПУ-Mitsubishi № 2	ГПУ	2017	1,5
		ГПУ-Mitsubishi № 3	ГПУ	2017	1,5
		ГПУ-Mitsubishi № 4	ГПУ	2017	1,5
		ГПУ-Mitsubishi № 5	ГПУ	2017	1,5
		ГПУ-Mitsubishi № 6	ГПУ	2017	1,5
		ГПУ-Mitsubishi № 7	ГПУ	2017	1,5
		ГПУ-Mitsubishi № 8	ГПУ	2017	1,5
11	Село Газ-Сале	итого Руст			22,5
		САТ-3520	ГПУ	2015	2,0
		САТ-3516	ГПУ	2017	1,5
		САТ-3516	ГПУ	2017	1,5
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1976	2,5
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	1987	2,5
		ПАЭС-2500 № 3	ГТУ	1987	2,5
		ПАЭС-2500 № 4	ГТУ	1985	2,5
		ПАЭС-2500 № 5	ГТУ	1985	2,5
		ПАЭС-2500 № 6	ГТУ	1987	2,5
		ПАЭС-2500 № 7	ГТУ	1991	2,5
12	Село Антипаюта	итого Руст			9
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1987	2,5
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	2002	2,5
		ДГУ № 14 САТ-3512	ДЭС	2017	1,0
		ДГУ № 15 САТ-3512	ДЭС	2017	1,0
		ДГУ № 16 САТ-3512	ДЭС	2017	1,0
		ДГР № 1	ДЭС	2017	0,5
		ДГР № 2	ДЭС	2017	0,5
	Красноселькупский район	всего по МО			6,4
13	Село Красноселькуп	итого Руст			6,4
		ДГ-72 № 1	ДЭС	1979	0,8
		ДГ-72 № 2	ДЭС	1998	0,8
		ДГ-72 № 3	ДЭС	1980	0,8
		ДГ-72 № 4	ДЭС	2000	0,8
		ДГ-72 № 5	ДЭС	1986	0,8
		ДГ-72 № 6	ДЭС	1987	0,8
		ДГ-72 № 7	ДЭС	1991	0,8

1	2	3	4	5	6
		ДГ-72 № 8	ДЭС	1991	0,8
	Приуральский район	всего по МО			21,46
14	Село Аксарка	итого Руст			10,5
		ЭГД-7-1	ДЭС	2004	1,5
		ЭГД-7-2	ДЭС	2004	1,5
		ЭГД-7-3	ДЭС	2004	1,5
		ЭГД-7-4	ДЭС	2004	1,5
		ГПА-1,2,3	ГПГУ	2011	3x1,5
15	Пгт Харп	итого Руст			10,96
		ГПА-1	ГПГУ	2010	3,05
		ГПА-2	ГПГУ	2010	3,05
		ГПА-3	ГПГУ	2010	2,43
		ГПА-4	ГПГУ	2010	2,43
Итого автономные источники электроснабжения в территориально изолированных системах МО, в том числе					267,31
ГТУ					142,9
ГПГУ					49,46
ДЭС					80,95
Всего по ЯНАО, в том числе					1789,76
ПГУ					745,27
ГТУ					732,2
ПСУ					24
ГПГУ					126,84
ДЭС					161,45

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

Структура выработки электроэнергии за 2017 год в ЭЭС ЯНАО приведена в таблице 14 и на схемах 14, 15.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии за 2017 год в ЭЭС ЯНАО по собственникам и типам генерирующего оборудования

Выработка электростанций, всего млн кВт·ч	4 819,2	100%
1	2	3
Структура по собственникам		
Уренгойская ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация»)	3345,6	70,1%
Ноябрьская ПГЭ (ООО «Ноябрьская ПГЭ»)	920,0	19,3%
ПЭС Надым (ООО «Северная ПЛЭС»)	160,8	3,4%
ПЭС Уренгой (ПАО «Передвижная энергетика»)	51,9	1,1%
Ябургская ГТЭС, Харвутинская ГТЭС (ООО «Газпром добыча Ябург»)	233,7	4,9%
ГТЭС Песцовая (ООО «Газпром добыча Уренгой»)	23,4	0,5%
ГТЭС Юрхаровского НГКМ (ПАО «НОВАТЭК»)	36,8	0,8%
Новоуренгойская ГТЭС (ООО «НГХК»)	11,9	0,2%
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ АО «СибурТюменьГаз»	35,1	0,7%

1	2	3
Структура по типам электростанций		
ПГУ	4265,6	89,4%
ГТЭС	553,6	11,6%

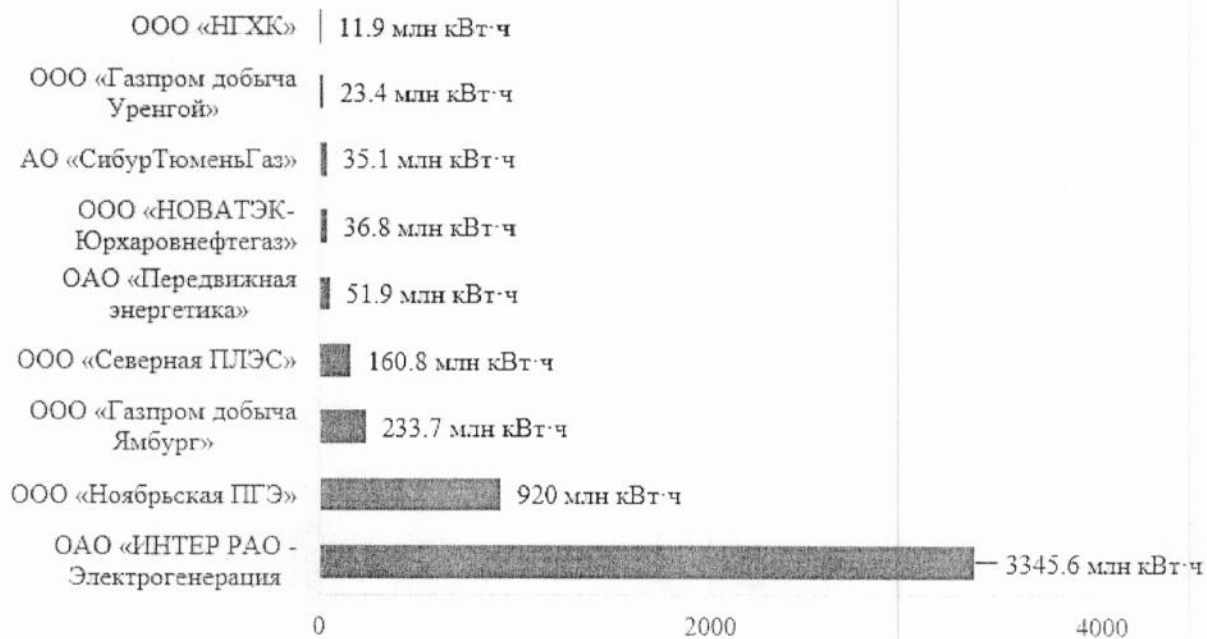


Схема 14. Выработка электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО в 2017 году

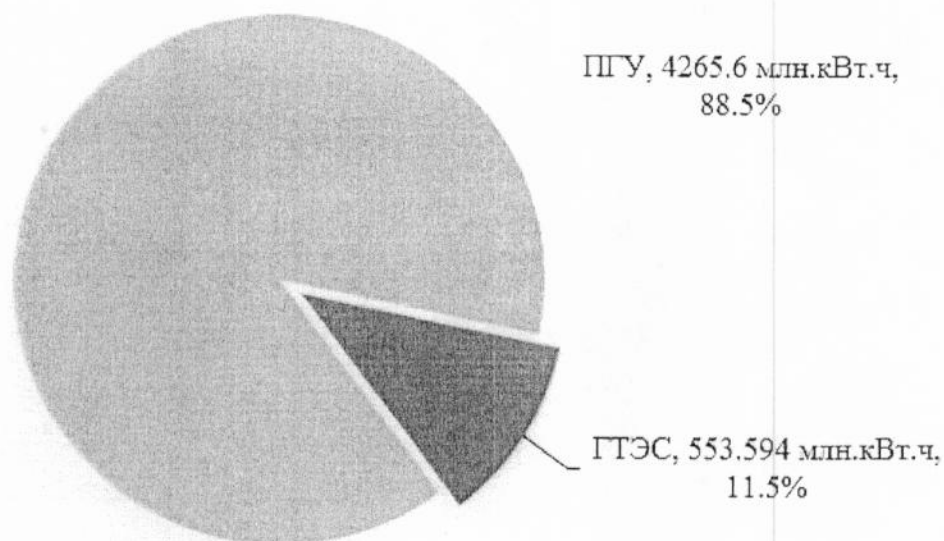


Схема 15. Структура выработки электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО в 2017 году

2.11. 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. С вводом в 2012 году блока № 1 Уренгойской ГРЭС Северный энергорайон ЭЭС ЯНАО стал избыточным.

Балансы электрической мощности и электроэнергии ЭЭС ЯНАО за отчетный период приведены в таблицах 15 и 16.

Таблица 15

Фактический баланс мощности по территории ЭЭС ЯНАО на час прохождения максимума нагрузки Тюменской энергосистемы за период 2013 – 2017 годов, МВт

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1	2	3	4	5	6
Покрытие – всего	712,4	529,1	725,4	719,5	719
В том числе					
Уренгойская ГРЭС	505,5	274,2	492,2	528,3	518
Ноябрьская ПГЭ	131,3	133,8	130,7	120,3	120
ПЭС Надым	22,5	22,5	11,7	22,5	23
ПЭС Уренгой	13,2	54,9	49,0	9,8	11
Ямбургская ГТЭС	34,9	35,7	31,4	29,7	29
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	–	3	5,4	3,9	5
ГТЭС Песцовая	2	2	2	2	3
ГТЭС Харвутинская	3	3	3	3	3
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	–	–	–	–	7*
Потребление – всего	1449	1496	1462	1555	1495
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	736,6	966,9	736,6	835,5	776

* ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ. (9 МВт) учитывается в балансе Тюменской энергосистемы с 2017 года.

Таблица 16

Балансы электрической энергии за период 2013 – 2017 годов, млн. кВт·ч

Наименование показателя	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление, млн кВт·ч	11 083,1	11 091	11 200,2	11 056,2	10761,9
Собственная выработка, млн кВт·ч	4 830,3	4 966,5	4 546,5	4 886,7	4819,2
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6 252,8	6 124,5	6 653,7	6 169,5	5942,7



Схема 16. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО за период 2013 – 2017 годов



Схема 17. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2013 – 2017 годов

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

В таблице 17 приведены показатели энерго- и электроэффективности экономики ЯНАО за 2011 – 2015⁵ годы на основании данных органов государственной статистики.

Таблица 17

Основные показатели энерго- и электроэффективности за 2011 – 2015 годы

Наименование показателя	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6
ВРП (млрд руб.)	966,1	1 192,2	1 373,5	1 611,6	1 813,4
Электропотребление (млн кВт·ч)	13 077	13 279	14 171,1	12 115,7	11 983
Объем потребленных ТЭР (т у.т.)	19 028 680	19 331 293	18 360 903	20 595 365	18 191 128
Численность населения (чел.)	524 925	536 558	541 612	539 671	539 985
Электроемкость ВРП (кВт·ч/руб.)	13,5	11,1	10,3	7,5	6,6
Энергоемкость ВРП (т у.т./млн руб.)	19,7	16,2	13,6	12,8	10,0
Потребление ЭЭ на душу населения (тыс. кВт·ч/чел.)	24,9	24,7	26,2	22,5	22,2

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 2011 – 2015 годах объясняется в первую очередь инфляцией.

2.13. 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 ЯНАО⁶. Основными эксплуатирующими организациями являются Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Ямало-Ненецкое предприятие магистральных электрических сетей, АО «Тюменьэнерго», а также крупные промышленные предприятия добычи и транспортировки полезных ископаемых и обрабатывающих производств.

Сводные данные по установленной мощности и количеству трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) ПС 110 кВ и выше представлены в таблице 18 с учетом номинального напряжения и эксплуатирующей организации.

На схеме 18 приведена структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

⁵ Расчеты за 2016 годы не приведены ввиду отсутствия статистической информации.

⁶ За исключением электросетевых объектов 110 кВ крупных промышленных предприятий, работающих изолированно.

Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

Наименование показателя	Количество ПС, шт.	Количество во Т/АТ, шт.	Установленная мощность Т/АТ, МВА
1	2	3	4
Всего	168	361	13 637
По номинальному напряжению			
500 кВ	3	30	3 340
220 кВ	13	40	4 153
110 кВ	152	303	5 927,4
По эксплуатирующим организациям			
МЭС Западной Сибири	15	60	7 323
АО «Тюменьэнерго»	110	219	4 751,4
Промышленные предприятия	43	84	1 346

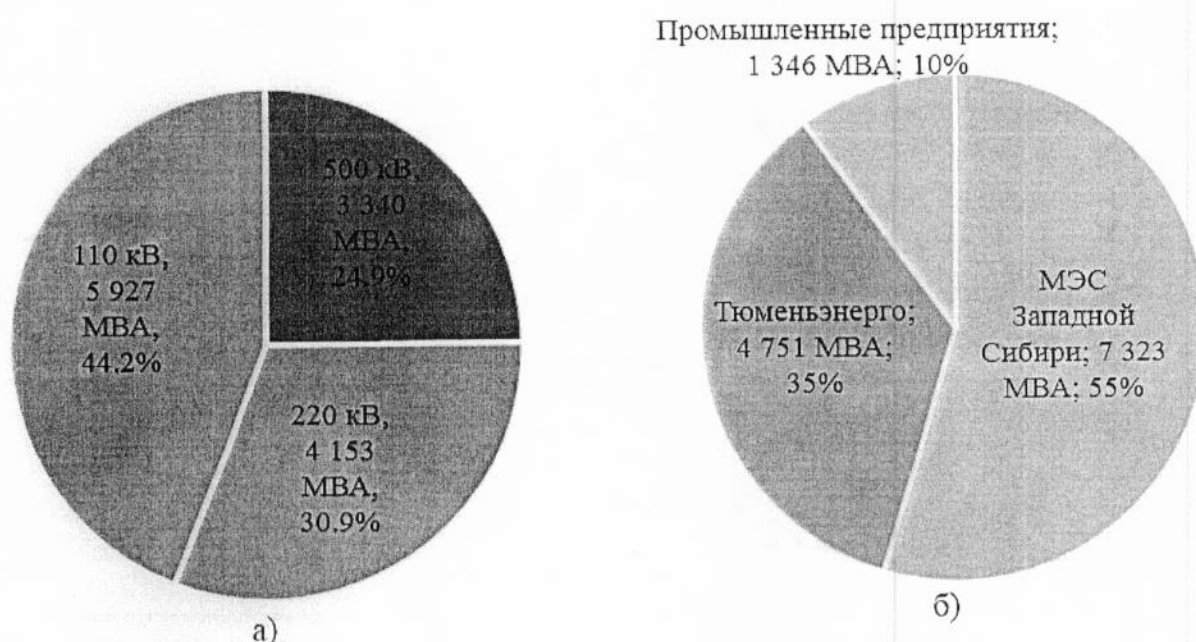


Схема 18. Структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению (а) и эксплуатирующим организациям (б)

Сводные данные по количеству и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО приведены в таблице 19.

Таблица 19

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

Наименование показателя	Количество ЛЭП, шт.	Протяженность, км
1	2	3
Всего	121	10 035
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габ. 500 кВ)	5	842

1	2	3
220 кВ	19	3 408
110 кВ	103	5 785
По эксплуатирующим организациям		
МЭС Западной Сибири	28	2 949
АО «Тюменьэнерго»	89	
Промышленные предприятия	19	1 353

На схеме 19 приведена структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.



Схема 19. Структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению (а) и эксплуатирующим организациям (б)

В таблицах 20, 21 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.

В рамках инвестиционной программы АО «Тюменьэнерго» для присоединения Салехардского энергорайона на параллельную работу с Тюменской энергосистемой в 2016 году завершено строительство ПС 220 кВ Салехард и ПС 110 кВ Северное Сияние и ПС 110 кВ Полярник.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей Пуровского района (г. Тарко-Сале, пос. Пурпе, пос. Пуровск) и подключения новых потребителей нефтегазового сектора в ЯНАО сооружена в 2015 году ПС 220 кВ Арсенал и выполнено строительство заходов ВЛ 110 кВ Кирпичная – Кристалл 1,2 на ПС 220 кВ Арсенал с расширением ПС 110 кВ Геолог.

В 2017 году АО «Тюменьэнерго» ввело следующие электросетевые объекты:

- ПС 110 кВ Ачимовская с питающими ВЛ 110 кВ Буран – Ачимовская для обеспечения технологического присоединения ОАО «Арктигаз»;

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал, образована из ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Северный 4 с включением ПС 110 кВ Сигнал в транзит;

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Фортуна, образована из ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал;

- завершена реконструкция ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пурпейская и ВЛ 110 кВ Кирпичная – Таланга с отпайкой на ПС Айваседопур (2Т) с образованием ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пурпейская с отпайками на ПС Айваседопур (2Т) и ПС Таланга (2Т).

В рамках инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» в ЯНАО в 2017 году была продолжена реализация следующих инвестиционных проектов:

- строительство ПС 220 кВ Исконная с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой для обеспечения технологического присоединения потребителей в Северном энергорайоне;

- строительство ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея и ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская №№ 1, 2 для технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей АО «Транснефть – Сибирь» и АО «Тюменнефтегаз».

Таблица 20

Сведения о составе ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО
по состоянию на 01 января 2018 года

№ п/п	Наименование ПС	Уном, кВ	Количество Т/АТ, шт.	Установленная мощность Т/АТ, МВА	Суммарная установленная мощность ПС, МВА
1	2	3	4	5	6
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири					
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
	В резерве	500	2	167	334
Итого ПС 500 кВ			30		4 466
1	ПС 220 кВ Янга-Яха	220	2	125	250
2	ПС 220 кВ Пуль-Яха	220	2	125	250
		110	2	40	80
3	ПС 220 кВ Аврора	220	2	100	200
4	ПС 220 кВ ГГПЗ	220	2	100	200
5	ПС 220 кВ Надым	220	2	125	250
6	ПС 220 кВ Правохеттинская	220	2	32	64
7	ПС 220 кВ Пангоды	220	1	63	63

1	2	3	4	5	6
		220	1	125	125
8	ПС 220 кВ Оленья	220	2	125	250
9	ПС 220 кВ Уренгой	220	2	125	250
10	ПС 220 кВ Вынгапур	220	3	125	375
11	ПС 220 кВ Мангазея	220	2	125	250
12	ПС 220 кВ Арсенал	220	2	125	250
	резерв	220	3		
Итого ПС 220 кВ			30		2 857
Итого Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири			60		7 323
АО «Тюменьэнерго»					
1	ПС 220 кВ Салехард	220	2	125	250
2	ПС 110 кВ КНС-1	110	2	25	50
3	ПС 110 кВ Разряд	110	2	40	80
4	ПС 110 кВ Вышка	110	2	40	80
5	ПС 110 кВ НПС Холмогоры	110	2	40	80
6	ПС 110 кВ Карамовская	110	2	16	32
7	ПС 110 кВ Суторминская	110	2	16	32
8	ПС 110 кВ Крайняя	110	2	25	50
9	ПС 110 кВ КНС-9	110	2	25	50
10	ПС 110 кВ Летняя	110	2	25	50
11	ПС 110 кВ З. Ноябрьская	110	2	25	50
12	ПС 110 кВ Итурская	110	2	25	50
13	ПС 110 кВ Городская	110	2	25	50
14	ПС 110 кВ Владимирская	110	2	25	50
15	ПС 110 кВ Хрустальная	110	2	25	50
16	ПС 110 кВ Комплект	110	2	25	50
17	ПС 110 кВ Кедр	110	1	6,3	16,3
		110	1	10	
18	ПС 110 кВ Ханупа	110	2	25	50
19	ПС 110 кВ Ударная	110	2	40	80
20	ПС 110 кВ Трудовая	110	2	40	80
21	ПС 110 кВ Стрела	110	2	25	50
22	ПС 110 кВ Геращенко	110	2	25	50
23	ПС 110 кВ Пяку-Пур	110	2	16	32
24	ПС 110 кВ Сугмутская	110	2	25	50
25	ПС 110 кВ Н. Пурпейская	110	2	40	80
26	ПС 110 кВ Жемчужина	110	2	25	50
27	ПС 110 кВ Курская	110	2	40	80
28	ПС 110 кВ Орловская	110	2	40	80
29	ПС 110 кВ Барсуковская	110	2	40	80
30	ПС 110 кВ Комсомольская	110	2	25	50
31	ПС 110 кВ УКПГ	110	2	6,3	12,6
32	ПС 110 кВ Мара-Яха	110	2	25	50
33	ПС 110 кВ Майская	110	2	25	50
34	ПС 110 кВ Ю. Харампурская	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
35	ПС 110 кВ Харампурская	110	2	25	50
36	ПС 110 кВ Тарасовская	110	2	25	50
37	ПС 110 кВ Светлая	110	2	16	32
38	ПС 110 кВ Сигнал	110	2	25	50
39	ПС 110 кВ Фортуна	110	2	25	50
40	ПС 110 кВ Победа	110	2	25	50
41	ПС 110 кВ Градиент	110	2	6,3	12,6
42	ПС 110 кВ Пурпейская	110	2	6,3	12,6
43	ПС 110 кВ Таланга	110	2	10	20
44	ПС 110 кВ Геолог	110	2	25	50
45	ПС 110 кВ Карьер	110	1	16	16
46	ПС 110 кВ Кирпичная	110	2	10	20
47	ПС 110 кВ Кристалл	110	2	16	32
48	ПС 110 кВ Губкинская	110	2	6,3	12,6
49	ПС 110 кВ Вынгайхинская	110	2	40	80
50	ПС 110 кВ Новогодняя	110	2	25	50
51	ПС 110 кВ Еты-Пур	110	2	16	32
52	ПС 110 кВ Маяк	110	2	25	50
53	ПС 110 кВ Белоярская	110	2	16	32
54	ПС 110 кВ Амня	110	2	2,5	5
55	ПС 110 кВ Полноват	110	2	2,5	5
56	ПС 110 кВ Верхнеказымская	110	2	25	50
57	ПС 110 кВ Сорум	110	2	16	32
58	ПС 110 кВ Сосновская	110	2	25	50
59	ПС 110 кВ Приозерная	110	2	25	50
60	ПС 110 кВ Лонг-Юган	110	2	16	32
61	ПС 110 кВ Л. Хеттинская	110	2	25	50
62	ПС 110 кВ Морошка	110	2	25	50
63	ПС 110 кВ Старый Надым	110	2	6,3	12,6
64	ПС 110 кВ Береговая	110	2	40	80
65	ПС 110 кВ Голубика	110	2	16	32
66	ПС 110 кВ Хасырейская	110	2	25	50
67	ПС 110 кВ Ныда	110	2	16	32
68	ПС 110 кВ УГП-15	110	2	10	20
69	ПС 110 кВ Ямбург	110	2	25	50
70	ПС 110 кВ ЯГП-1	110	2	25	50
71	ПС 110 кВ ЯГП-1В	110	2	25	50
72	ПС 110 кВ ЯГП-5	110	2	10	20
73	ПС 110 кВ ЯГП-6	110	2	16	32
74	ПС 110 кВ ЯГП-7	110	2	10	20
75	ПС 110 кВ ЯГП-2	110	2	10	20
76	ПС 110 кВ ЯГП-3	110	2	10	20
77	ПС 110 кВ ЯГП-4	110	2	10	20
78	ПС 110 кВ Взлетная	110	2	2,5	5
79	ПС 110 кВ УГП-12	110	1	6,3	16,3
		110	1	10	
80	ПС 110 кВ УГП-13	110	2	10	20

1	2	3	4	5	6
81	ПС 110 кВ Янтарная	110	2	40	80
82	ПС 110 кВ Погружная	110	2	25	50
83	ПС 110 кВ Песчаная	110	2	6,3	12,6
84	ПС 110 кВ Холод	110	1	10	26
		110	1	16	
85	ПС 110 кВ Сварочная	110	1	6,3	6,3
86	ПС 110 кВ Звезда	110	2	16	32
87	ПС 110 кВ УГП-1А	110	2	16	32
88	ПС 110 кВ Фарафонтьевская	110	2	25	50
89	ПС 110 кВ Новоуренгойская	110	2	40	80
90	ПС 110 кВ Варенга-Яха	110	2	40	80
91	ПС 110 кВ Водозабор	110	2	16	32
92	ПС 110 кВ Опорная	110	2	16	32
93	ПС 110 кВ Ева-Яха	110	2	25	50
94	ПС 110 кВ Ямал	110	2	25	50
95	ПС 110 кВ УГП-2В	110	2	25	50
96	ПС 110 кВ УГП-2	110	2	10	20
97	ПС 110 кВ УГП-3	110	2	10	20
98	ПС 110 кВ УГП-4	110	1	10	16,3
		110	1	6,3	
99	ПС 110 кВ УГП-5	110	2	6,3	12,6
100	ПС 110 кВ УГП-5В	110	2	16	32
101	ПС 110 кВ Буран	110	2	6,3	12,6
102	ПС 110 кВ УГП-7	110	2	6,3	12,6
103	ПС 110 кВ УГП-8	110	2	6,3	12,6
104	ПС 110 кВ Ужгородская	110	2	25	50
105	ПС 110 кВ УГП-9	110	2	6,3	12,6
106	ПС 110 кВ УГП-10	110	2	6,3	12,6
107	ПС 110 кВ Табьяха	110	2	2,5	5
108	ПС 110 кВ Полярник	110	2	40	80
109	ПС 110 кВ Северное Сияние	110	2	40	80
110	ПС 110 кВ УГТЭС-72	110	1	25	89
		110	2	32	
Итого АО «Тюменьэнерго»			219		4 751,4
Электросетевые объекты промышленных предприятий					
1	ПС 110 кВ ГКС Холмогорская	110	1	16	26
		110	1	10	
2	ПС 110 кВ Ноябрьская	110	2	16	32
3	ПС 110 кВ Адмиральская	110	2	25	50
4	ПС 110 кВ Спорышевская	110	2	40	80
5	ПС 110 кВ Ханьмей	110	2	2,5	5
6	ПС 110 кВ Нуриевская	110	2	25	50
7	ПС 110 кВ Звездная	110	2	40	80
8	ПС 110 кВ Ямальская	110	2	40	80
9	ПС 110 кВ НПС Пур-Пе	110	2	25	50

1	2	3	4	5	6
10	ПС 110 кВ Пурпе	110	2	16	32
11	ПС 110 кВ Айваседопур	110	2	10	20
12	ПС 110 кВ Снежная	110	2	25	50
13	ПС 110 кВ Пуровский ЗПК	110	2	10	20
14	ПС 110 кВ Пур	110	2	10	20
15	ПС 110 кВ Районная	110	2	10	20
16	ПС 110 кВ ЯГП-3В	110	2	6,3	12,6
17	ПС 110 кВ ЯГП-2В	110	2	10	20
18	ПС 110 кВ Юрхарово	110	2	40	80
19	ПС 110 кВ ЯГП-9	110	1	10	10
20	ПС 110 кВ Базовая	110	2	16	32
21	ПС 110 кВ ППП-2	110	2	2,5	5
22	ПС 110 кВ ППП-3	110	2	2,5	5
23	ПС 110 кВ ППП-1	110	2	2,5	5
24	ПС 110 кВ ППП-4	110	2	2,5	5
25	ПС 110 кВ ППП-5	110	2	2,5	5
26	ПС 110 кВ ППП-6	110	2	2,5	5
27	ПС 110 кВ ППП-7	110	2	2,5	5
28	ПС 110 кВ ППП-8	110	2	2,5	5
29	ПС 110 кВ ППП-9	110	2	6,3	12,6
30	ПС 110 кВ ГКС	110	2	10	20
31	ПС 110 кВ Песцовая	110	1	16	16
32	ПС 110 кВ Буровик	110	2	6,3	12,6
33	ПС 110 кВ Хорошуновская	110	2	25	50
34	ПС 110 кВ Ярайнерская	110	2	40	80
35	ПС 110 кВ НПС-2 Промежуточная	110	2	25	50
36	ПС 110 кВ Строительная	110	2	6,3	12,6
37	ПС 110 кВ Промплощадка	110	2	25	50
38	ПС 110 кВ Головная	110	2	25	50
39	ПС 110 кВ Глубокая	110	2	10	20
40	ПС 110 кВ Тихая	110	2	25	50
41	ПС 110 кВ Юность	110	2	10	20
42	ПС 110 кВ КС-0	110	2	6,3	12,6
43	ПС 110 кВ НПС-1	110	2	40	80
Итого ПС Промышленных предприятий			84		1 346
Итого АТ 500 кВ			40		3 340
Итого АТ 220 кВ			32		4 153
Итого Т 110 кВ			301		5 947,4
Итого			373		13 637

Сведения о составе ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2018 года

№ п/п	Наименование ЛЭП	Участки ЛЭП	Число цепей, шт.	Протяженность цепи, км	Протяженность, км	Марка провода
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири						
1	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская		1	104,4	104,4	3хАС-300
2	ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале		1	187,5	187,5	3хАС-300
3	ВЛ 500 кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	107,7	107,7	3хАС-300
Итого в одноцепном исчислении 500 кВ					399,6	
1	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора		1	95,1	95,1	АС-240, АС-300
2	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур		1	132	132	АС-300
3	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха		1	94,3	94,3	АС-240
4	ВЛ 220 кВ Холмогорская – Янга-Яха		1	62,3	62,3	АС-300
5	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Аврора		1	38,8	38,8	АС-240
6	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым (габ. 500 кВ)		1	185,3	185,3	АС-400, 3хАС-300
7	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Пуль-Яха		1	51,8	51,8	АС-240
8	ВЛ 220 кВ Муравленковская – Тарко-Сале		1	102,9	102,9	АС-240
9	ВЛ 220 кВ Пангоды – Надым	отп. П. Хеттинская – Надым	1	29,9	29,9	АС-240
		Пангоды – отп. П. Хеттинская	1	58	58	АС-240
		отп. П. Хеттинская – П. Хеттинская	1	7	7	АС-240
10	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – ГППЗ-1,2		2	2,1	4,2	АС-240
11	ВЛ 220 кВ Уренгой – Надым	отп. П. Хеттинская – Надым	1	29,9	29,9	АС-240
		Уренгой – отп. П. Хеттинская	1	176	176	АС-240
		отп. П. Хеттинская – П. Хеттинская	1	7	7	АС-240
12	ВЛ 220 кВ Уренгой –		2	114,7	229,4	АС-240,

1	2	3	4	5	6	7
	Оленья-1,2					АС-400
13	ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды		1	111	111	АС-240
14	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея-1,2		2	213,7	427,4	АС-240, АС-500
15	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-1		1	80,9	80,9	АС-400
16	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой-2,3		2	73,7	147,4	АС-400
17	ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (габ. 500 кВ)		1	256,8	256,8	АС-400, 3хАС-330
18	ВЛ 220 кВ Янга-Яха – Вынгапур		1	76,6	76,6	АС-300
19	ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Арсенал I, II цепь)		2	72,7	145,4	АС-240
Итого в одноцепном исчислении 220 кВ					2 549	
Итого Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири в одноцепном исчислении					2 949	
АО «Тюменьэнерго»						
1	ВЛ 220 кВ Надым – Салехард 1,2 цепь		2	353,2	706,4	АС-300
2	ВЛ 110 кВ Салехард – Северное Сияние 1, 2 цепь		2	8,15	16,3	АС-240
3	ВЛ 110 кВ Салехард – Полярник 1 цепь		1	7,15	7,15	АС-240
4	ВЛ 110 кВ Салехард – Полярник 2 цепь		1	5,01	5,01	АС-240
5	ВЛ 110 кВ Буран – Табьяха	Буран – УГП-7	1	7,9	7,9	АС-120, АС-150
		УГП-7 – УГП-8	1	8,6	8,6	АС-120
		УГП-8 – Ужгородская	1	11	11	АС-120, АС-95
		Ужгородская – УГП-9	1	5,4	5,4	АС-120
		УГП-9 – УГП-10	1	8,7	8,7	АС-120
		УГП-10 – Табьяха	1	31	31	АС-120
6	ВЛ 110 кВ Буран – УГП-10	Буран – УГП-7	1	8,4	8,4	АС-120, АС-150
		УГП-7 – УГП-8	1	7,9	7,9	АС-120
		УГП-8 – Ужгородская	1	11,2	11,2	АС-120, АС-95
		Ужгородская – УГП-9	1	4,5	4,5	АС-120
		УГП-9 – УГП-10	1	8,5	8,5	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 –	2	15,1	30,1	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
	Вынгапур – Песчаная-1,2	отп. Погруж- ная				
		отп. Погруж- ная – Песчаная	2	5,3	10,7	АС-120
10	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Янтарная-1,2		2	0,2	0,3	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Геращенко – Пяку-Пур-1,2		2	30,6	61,3	АС-120, АС-95
12	ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская	Губкинская – отп. Ханымей	1	37,3	37,3	АС-120
		отп. Ханымей – Кедр	1	0,2	0,2	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Градиент	Кирпичная – отп. Айвасе- допур	1	1,9	1,9	АС-120
		отп. Айвасе- допур – отп. Таланга	1	18,2	18,2	АС-120
		отп. Таланга – Таланга	1	4,5	4,5	АС-120
		отп. Таланга – Градиент	1	45,9	45,9	АС-120
14	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Кристалл-1	Кирпичная – отп. Геолог	1	7,7	7,7	АС-120
		отп. Геолог – Геолог	1	2	2	АС-120
		отп. Геолог – Кристалл (отп. Карьер)	1	21,9	21,9	АС-120
		отп. Карьер – Карьер	1	17,3	17,3	АС-120
15	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Кристалл-2	Кирпичная – отп. Геолог	1	7,7	7,7	АС-120
		отп. Геолог – Геолог	1	2	2	АС-120
		отп. Геолог – Кристалл	1	21,9	21,9	АС-120
16	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пуровский ЗПК		1	20,2	20,2	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пур	Кирпичная – отп. Пуровский ЗПК	1	22,1	22,1	АС-120
		отп. Пуровский ЗПК – Пур	1	19,2	19,2	АС-120
		отп. Пуровский ЗПК – Пуровский ЗПК	1	0,3	0,3	АС-120
18	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пурпейская		1	57,5	57,5	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
19	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Таланга	Кирпичная – отп. Айвасе- допур	1	0,8	0,8	АС-120
		отп. Айвасе- допур – Таланга	1	24	24	АС-120, АС-150
20	ВЛ 110 кВ Левохет- тинская – Лонг-Юган	уч. Л.Хет- тинская – отп. Приозерная	1	119,7	119,7	АС-120
		отп. Приозер- ная – Приозерная	1	69,9	69,9	АС-95
21	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Геращенко		1	7,9	7,9	АС-120, АС-95
22	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – Орловская-1,2	Муравлен- ковская – отп. Курская	2	0,1	0,1	АС-150
		отп. Курская – Курская	2	0,7	1,4	АС-120
		отп. Курская – Орловская	2	10,4	20,9	АС-120
23	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – СП Барсуковский -1,2	Муравлен- ковская – Н. Пурпейская	2	43,9	87,8	АС-240, АС-185, АС-120
		Н. Пурпейская – Барсуковская	2	19,3	38,6	АС-95, АС-185
		Барсуковская – СП Барсу- ковский	2	0,5	1	АС-120
24	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – Звездная	Муравлен- ковская – отп. Жемчу- жина	1	34,1	34,1	АС-120
		отп. Жемчу- жина – Жемчужина	1	0,3	0,3	АС-120
		отп. Жемчу- жина – отп. Суг- мутская	1	41,1	41,1	АС-120
		отп. Суг- мутская – Сугмутская	1	0,1	0,1	АС-120
25	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Стрела		1	28,4	28,4	АС-95, АС-120
26	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – Сугмутская	Муравлен- ковская – отп. Жемчу- жина	1	34,1	34,1	АС-120
		отп. Жемчу- жина –	1	0,4	0,4	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		Жемчужина				
		отп. Жемчужина – Сугмутская	1	41,1	41,1	АС-120
27	ВЛ 110 кВ Надым – Береговая	КС-0 – отп. Ст. Надым	1	49,1	49,1	АС-120, АС-95
		отп. Ст. Надым – Ст. Надым	1	6,1	6,1	АС-95
		отп. Ст. Надым – Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
28	ВЛ 110 кВ Надым – Бугульник	Надым – Голубика	1	47,4	47,4	АС-120
		Голубика – Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
29	ВЛ 110 кВ Надым – Левохеттинская		1	97,4	97,4	АС-120
30	ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум	отп. Приозерная – Лонг-Юган	1	32,2	32,2	АС-120
		отп. Приозерная – Приозерная	1	35,1	35,1	АС-95
		отп. Приозерная – Оп. 234	1	45,4	45,4	АС-120
		Оп. 234 – Сорум	1	41,7	41,7	АС-120
31	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	отп. КС-0 – отп. Голубика	1	40	40	АС-120
		отп. Голубика – Голубика	1	0,4	0,4	АС-95
		отп. Голубика – Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
		Морошка – отп. Ст. Надым	1	8	8	АС-95
		отп. Ст. Надым – Береговая	1	2,1	2,1	АС-95
		отп. Ст. Надым – Ст. Надым	1	6,1	6,1	АС-95
32	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Губкинская-1,2	Новогодняя – отп. Вынга- хинская	2	52,3	104,6	АС-120
		отп. Вынга- хинская – Вынгахинская	2	8,8	17,6	АС-120
		отп. Вынга- хинская – Губкинская	2	6,1	12,3	АС-120
33	ВЛ 110 кВ Новогодняя –	Новогодняя – отп. Снежная	2	58,5	117	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
	Еты-Пур-1,2	отп. Снежная – Еты-Пур	2	2,4	4,8	АС-120
34	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Маяк		1	3,3	3,3	АС-120
35	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Владимирская	НПГЭ – отп. Адми- ральская – Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отп. Адми- ральская – Владимирская	1	7,1	7,1	АС-120
36	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Городская	НПГЭ – отп. Но- ябрьская	1	4,2	4,2	АС-120
		отп. Ноябрь- ская – Городская	1	6,4	6,4	АС-120
		отп. Ноябрь- ская – Ноябрьская	1	7,2	7,2	АС-120
37	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Летняя	НПГЭ – отп. Адми- ральская – Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отп. Адми- ральская – Летняя	1	8	8	АС-120
38	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Янга-Яха	НПГЭ – отп. 3. Но- ябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отп. 3. Но- ябрьская – 3. Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отп. 3. Но- ябрьская – Янга-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
39	ВЛ 110 кВ Оленья – УГП-13-1,2	Оленья – отп. УГП-12	2	7,3	14,6	АС-95
		отп. УГП-12 – УГП-12	2	2,9	5,8	АС-95
		отп. УГП-12 – УГП-13	2	10,2	20,4	АС-95
40	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	отп. УГП-15 – УГП-15	2	44,6	44,6	АС-120
41	ВЛ 110 кВ Пангоды – Хасырейская-1,2		2	27	54	АС-95
42	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Светлая	ПП Северный – отп. Тара- совская	1	3	3	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отп. Тарасовская – Светлая	1	29,5	29,5	АС-120
		отп. Тарасовская – Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
43	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Харампурская-1,2	ПП Северный – отп. Мара-Яха	2	2,5	5	АС-120
		отп. Мара-Яха – Мара-Яха	2	13,7	27,5	АС-120
		отп. Мара-Яха – отп. Майская	2	31,4	62,8	АС-120
		отп. Майская – Майская	2	5,2	10,5	АС-120
		отп. Майская – отп. Ю.Харампурская	2	74,3	148,6	АС-120
		отп. Ю.Харампурская – Ю.Харампурская	2	32,2	64,4	АС-120
		отп. Ю.Харампурская – Харампурская	2	14,5	29,1	АС-120
44	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Геращенко	Пуль-Яха – отп. Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отп. Ханупа – Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отп. Ханупа – Геращенко	1	25,6	25,6	АС-95
45	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Ударная	Пуль-Яха – отп. Ударная	1	0,3	0,3	АС-150
		отп. Ударная – отп. Ударная	1	0,8	0,8	АС-120
		отп. Ударная – отп. Трудовая	1	9,7	9,7	АС-150
		отп. Трудовая – Трудовая	1	0,4	0,4	АС-120
46	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Крайняя	Пуль-Яха – отп. КНС-9	1	7,4	7,4	АЖ-120
		отп. КНС-9 – КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отп. КНС-9 – Крайняя	1	25,4	25,4	АЖ-120
47	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Нуриевская	Пуль-Яха – отп. Ударная	1	0,3	0,3	АС-150
		отп. Ударная – отп. Ударная	1	0,8	0,8	АС-120
		отп. Ударная –	1	9,7	9,7	АС-150

1	2	3	4	5	6	7
		отп. Трудовая				
		отп. Трудовая – Трудовая	1	0,4	0,4	АС-120
48	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Стрела	Пуль-Яха – отп. Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отп. Ханупа – Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отп. Ханупа – Стрела	1	5,5	5,5	АС-95
49	ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1,2		2	31,7	63,4	АС-120
50	ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья		1	27,1	27,1	АС-120
51	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Градиент	Тарко-Сале – отп. Победа	1	16,4	16,4	АС-120
		отп. Победа – Победа	1	0,2	0,2	АС-120
		отп. Победа – Градиент	1	10,6	10,6	АС-120
52	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский-1,2	Тарко-Сале – отп. УКПГ	2	15,3	30,5	АС-120
		отп. УКПГ – УКПГ	2	0,4	0,7	АС-120
		отп. УКПГ – отп. Комсомольская	2	3,6	7,1	АС-120
		отп. Комсомольская – Комсомольская	2	1,4	2,7	АС-120
		отп. Комсомольская – ПП Комсомольский	2	3,7	7,4	АС-120
53	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный	Тарко-Сале – отп. Фортуна	1	3	3	АС-240
		отп. Фортуна – Фортуна	1	0,8	0,8	АС-120
		отп. Фортуна – Сигнал	1	1,4	1,4	АС-120, АС-240
		Сигнал – отп. Тарасовская	1	56,6	56,6	АС-120
		отп. Тарасовская – Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
		отп. Тарасовская – ПП Северный	1	3	3	АС-120
54	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный (габ. 220 кВ) -1,2		2	71,5	142,9	АС-120, АС-240
55	ВЛ 110 кВ	Тарко-Сале –	1	16,7	16,7	АС-120,

1	2	3	4	5	6	7
	Тарко-Сале – Пурпейская	отп. Победа				АС-150
		отп. Победа – Победа	1	0,2	0,2	АС-120
		отп. Победа – отп. Пур-Пе	1	12	12	АС-120
		отп. Пур-Пе – Пур-Пе	1	0,3	0,3	АС-120
		отп. Пур-Пе – Пурпейская	1	18,5	18,5	АС-120
56	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Светлая	Тарко-Сале – отп. Пур-Пе	1	15,3	15,3	АС-120
		отп. Пур-Пе – Пур-Пе	1	0,4	0,4	АС-120
		отп. Пур-Пе – Светлая	1	17,8	17,8	АС-120
57	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал	Тарко-Сале – отп. Фортуна	1	3	3	АС-150
		отп. Фортуна – Фортуна – Сигнал	1	0,8	0,8	АС-120
58	ВЛ 110 кВ УГП-2В – Буран	УГП-2В – отп. УГП-2 – УГП-2	1	0,3	0,3	АС-150
		отп. УГП-2 – отп. УГП-3	1	9,9	9,9	АС-150
		отп. УГП-3 – УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150
		отп. УГП-3 – отп. УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150
		отп. УГП-4 – УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отп. УГП-4 – отп. УГП-5	1	6	6	АС-150
		отп. УГП-5 – УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150
		отп. УГП-5 – Буран	1	10,1	10,1	АС-150
59	ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран		1	10,6	10,6	АС-120
60	ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга- Яха-1	Уренгой – отп. Ново- уренгойская	1	4	4	2хАС-185
		отп. Нов- оурен-гойская – Новоурен- гойская	1	0,7	0,7	2хАС-185
		отп. Ново- урен-гойская – Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
61	ВЛ 110 кВ Уренгой –	Уренгой – отп. Опорная –	1	0,8	0,8	2хАС-150

1	2	3	4	5	6	7
	Варенга-Яха-2	отп. Ямал				
		отп. Опорная – отп. Новоуренгойская	1	4	4	2хАС-185
		отп. Новоуренгойская – Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС-185
		отп. Ямал – Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150
		отп. Ямал – Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150
		отп. Ямал – Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отп. Новоуренгойская – Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
62	ВЛ 110 кВ Уренгой – ПП – Лимбя-Яха-1,2	Уренгой – отп. Фарафонтьевская	2	20,3	40,6	АС-120, АС-150
		отп. Фарафонтьевская – Фарафонтьевская	2	7,5	15	АС-150
		отп. Фарафонтьевская – отп. Строительная	2	13,2	26,4	АС-150
		отп. Строительная – отп. Головная	2	32,8	65,6	АС-150
		отп. Головная – отп. Промплощадка	2	0,1	0,2	АС-120
		отп. Головная – Головная	2	0,1	0,2	АС-120
		отп. Промплощадка – Промплощадка	2	3,8	7,6	АС-120
		отп. Головная – отп. Глубокая	2	10,4	20,8	АС-120
		отп. Глубокая – отп. Тихая	2	4,4	8,8	АС-120
		отп. Тихая – Тихая	2	2,3	4,6	АС-120
63	ВЛ 110 кВ Уренгой – УТП-1А-1	Уренгой – отп. Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150
		отп. Холод – Холод	1	1,8	1,8	2хАЖ-120

1	2	3	4	5	6	7
		отп. Холод – Сварочная	1	2,5	2,5	2хАЖ- 120
		отп. Холод – отп. Звезда	1	5,5	5,5	2хАЖ- 120
		отп. Звезда – Звезда	1	0,5	0,5	2хАЖ- 120
		отп. Звезда – УГП-1А	1	11	11	2хАЖ- 120
64	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-1А-2	Уренгой – отп. Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150
		отп. Холод – Холод	1	1,8	1,8	2хАЖ- 120
		отп. Холод – отп. Звезда	1	5,5	5,5	2хАЖ- 120
		отп. Звезда – Звезда	1	0,5	0,5	2хАЖ- 120
		отп. Звезда – УГП-1А	1	11	11	2хАЖ- 120
65	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-2В	Уренгой – отп. Буровик	1	2,8	2,8	АС-150
		отп. Буровик – УГП-2В	1	6,1	6,1	АС-150
66	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В	Уренгой – отп. Опорная	1	0,3	0,3	АС-150
		отп. Опорная – Буровик	1	2,6	2,6	АС-150
		отп. Опорная – отп. Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150
		отп. Ямал – Ева-Яха	1	6,4	6,4	2хАС-150
		отп. Ямал – Ямал	1	1,1	1,1	АС-120
		отп. Ямал – Опорная	1	0,7	0,7	2хАС-150
		Буровик – отп. УГП-2	1	8,6	8,6	АС-150
		отп. УГП-2 – УГП-2	1	1,4	1,4	АС-150
		отп. УГП-2 – отп. УГП-3	1	8,6	8,6	АС-150
		отп. УГП-3 – УГП-3	1	0,3	0,3	АС-150
		отп. УГП-3 – отп. УГП-4	1	8,3	8,3	АС-150
		отп. УГП-4 – УГП-4	1	3,3	3,3	АС-150
		отп. УГП-4 – отп. УГП-5 – УГП-5В	1	6	6	АС-150
		отп. УГП-5 –	1	0,6	0,6	АС-150

1	2	3	4	5	6	7
		УГП-5				
67	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГТЭС-72		3	1,9	5,7	АС-95
68	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НППЭ-1	Холмогорская – отп. Ноябрьская	1	37,6	37,6	АС-120
		отп. Ноябрьская – Ноябрьская	1	4,9	4,9	АС-120
		отп. Ноябрьская – НППЭ	1	12,4	12,4	АС-120
69	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	Холмогорская – отп. Карамовская	1	14,2	14,2	АС-120
		отп. Карамовская – Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95
		отп. Карамовская – отп. Сутормин	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95
		отп. Сутормин – Сутормин	1	3,8	3,8	АС-120
		отп. Сутормин – отп. КНС-9	1	17,1	17,1	АЖ-120
		отп. КНС-9 – КНС-9	1	2,6	2,6	АС-120
		отп. КНС-9 – Пуль-Яха	1	7,4	7,4	АЖ-120
70	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1,2		2	38,5	77,1	АС-120
71	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Крайняя	Холмогорская – отп. ГКС Холмогоры	1	2	2	АС-120
		отп. ГКС Холмогоры – ГКС Холмогоры	1	1,2	1,2	АС-95
		отп. ГКС Холмогоры – отп. Карамовская	1	12,2	12,2	АС-120
		отп. Карамовская – Карамовская	1	0,2	0,2	АС-95
		отп. Карамовская – отп. Сутормин	1	41,1	41,1	АС-120, АС-95
		отп. Сутормин – Сутормин	1	3,9	3,9	АС-120
		отп. Сутормин	1	20,4	20,4	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		– Крайняя				
72	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НППЭ-2		1	50,4	50,4	АС-120
73	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НПС		1	3,6	3,6	АС-95
74	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1,2	Холмогорская – отп. ГКС	2	1,9	3,8	АС-95
		Холмогорская отп. ГКС	2	2,3	4,5	АС-95
		Холмогорская – отп. ГКС				
		отп. ГКС Холмогорская – отп. КНС-1	2	16	32	АС-95
		отп. КНС-1 – КНС-1	2	1,7	3,5	АС-95
		отп. КНС-1 – Разряд	2	11,4	22,7	АС-120
75	ВЛ 110 кВ ЯГП-1В – ЯГТЭС	ЯГП-1В – отп. ЯГП-2В	1	5,1	5,1	АС-120
		отп. ЯГП-2В – ЯГП-2В	1	18,7	18,7	АС-120
		отп. ЯГП-2В – ЯГТЭС	1	46,9	46,9	АС-120
76	ВЛ 110 кВ ЯГП-6 – ЯГТЭС	ЯГП-6 – отп. ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
		отп. ЯГП-6 – отп. ЯГП-5	1	11,3	11,3	АС-120
		отп. ЯГП-6 – ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отп. ЯГП-5 – ЯГП-5	1	2	2	АС-120
		отп. ЯГП-5 – отп. ЯГП-2	1	24,1	24,1	АС-120
		отп. ЯГП-2 – ЯГП-2	1	2,4	2,4	АС-120
		отп. ЯГП-2 – отп. ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120
		отп. ЯГП-3В – ЯГП-3В	1	8,4	8,4	АС-120
		отп. ЯГП-3В – отп. ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120
		отп. ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120
77	ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – Взлетная-1,2		2	12,6	25,2	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
78	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1		1	0,8	0,8	АС-120
79	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1В	Ямбург – отп. ЯГП-1 – ЯГП-1	1	0,8	0,8	АС-120
		отп. ЯГП-1 – отп. ЯГП-2В	1	12,3	12,3	АС-120
		отп. ЯГП-2В – ЯГП-2В	1	18,7	18,7	АС-120
		отп. ЯГП-2В – ЯГП-1В	1	5,3	5,3	АС-120
80	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-6	Ямбург – отп. ЯГП-5	1	15,3	15,3	АС-120
		отп. ЯГП-5 – ЯГП-5	1	2	2	АС-120
		отп. ЯГП-5 – отп. ЯГП-7	1	11,3	11,3	АС-120
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
81	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГТЭС	Ямбург – отп. ЯГП-2	1	14,2	14,2	АС-120
		отп. ЯГП-2 – ЯГП-2	1	2,4	2,4	АС-120
		отп. ЯГП-2 – отп. ЯГП-3В	1	6,4	6,4	АС-120
		отп. ЯГП-3В – ЯГП-3В	1	8,4	8,4	АС-120
		отп. ЯГП-3В – отп. ЯГП-3	1	8,2	8,2	АС-120
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-3	1	4,2	4,2	АС-120
		отп. ЯГП-3 – ЯГП-4	1	9,8	9,8	АС-120
		отп. ЯГП-2 – ЯГТЭС	1	19,2	19,2	АС-120
82	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Владимирская	Янга-Яха – отп. 3. Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отп. 3. Но- ябрьская – 3. Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отп. 3. Но- ябрьская – Владимирская	1	7,4	7,4	АС-120
83	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Городская		1	4,5	4,5	АС-120
84	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр		1	67	67	АС-120
85	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Комплект-1,2		2	12,8	25,7	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
86	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Летняя		1	9,9	9,9	АС-120
Итого АО «Тюменьэнерго» в одноцепном исчислении 220 кВ					859	
Итого АО «Тюменьэнерго» в одноцепном исчислении 110 кВ					4432	
Электросетевые объекты промышленных предприятий						
1	ВЛ 110 кВ Базовая – ПГП-9-1,2	Базовая – ПГП-2	2	12,1	24,2	АС-120, АС-95
		ПГП-2 – ПГП-3	2	7,5	15	АС-120
		ПГП-3 – ПГП-1	2	8,1	16,2	АС-120, АС-95
		ПГП-1 – ПГП-4	2	7,6	15,2	АС-120, АС-95
		ПГП-4 – ПГП-5	2	15,7	31,4	АС-120, АС-95
		ПГП-5 – ПГП-6	2	8,6	17,2	АС-95
		ПГП-6 – ПГП-7	2	8,2	16,4	АС-120
		ПГП-7 – ПГП-8	2	5,8	11,6	АС-120
		ПГП-8 – Ныда	2	25,5	51	АС-120, АС-95
		Ныда – 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 – НПС-2 Промежуточная-1,2		2	11,2	22,4	АС-120
4	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Ярайнерс- кая-1,2	Вынгапур – отп. Хорошу- новская	2	0,7	1,3	АС-120
		отп. Хорошу- новская – Ярайнерская	2	51,6	103,2	АС-120
		отп. Хорошу- новская – Хорошунов- ская	2	15,4	30,8	АС-120
5	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – Звездная	отп. Сугмутс- кая – Звездная	1	22,1	22,1	АС-120
6	ВЛ 110 кВ Надым – Береговая	Надым – КС-0	1	0,3	0,3	АС-120
7	ВЛ 110 кВ Надым – Морошка	Надым – отп. КС-0	1	0,3	0,3	АС-120
8	ВЛ 110 кВ Новогодняя – Еты-Пур-1,2	отп. Снежная – Снежная	2	44,7	89,4	АС-120
9	ВЛ 110 кВ	3. Ноябрьская	1	13,5	13,5	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
	НПГЭ – Янга-Яха	– Итурская				
10	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	УГП-15 – Юрхарово	2	45	90	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Пангоды – Базовая-1,2	Пангоды – отп. ГКС	2	2,3	4,6	2хАС-95
		отп. ГКС – ГКС	2	0,3	0,6	2хАС-95
		отп. ГКС – Базовая	2	8,4	16,8	2хАС-95
12	ВЛ 110 кВ ПП Комсомольский – Ямальская-1,2		2	1,4	2,8	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Звездная	отп. Трудовая – Нуриевская	1	74,3	74,3	АС-120, АС-150
		Нуриевская – Звездная	1	6,1	6,1	АС-120
14	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Нуриевская	отп. Трудовая – Нуриевская	1	74,3	74,3	АС-120, АС-150
15	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – НПС Пур-Пе-1,2		2	16,7	33,4	АС-120
16	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-9		1	100	100	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Владимирская	З. Ноябрьская – Итурская	1	13,5	13,5	АС-120
18	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Спорышевская-1,2	Янга-Яха – отп. Хрустальная	2	6,4	12,9	АС-120
		отп. Хрустальная – Хрустальная	2	11,7	23,3	АС-120
		отп. Хрустальная – Спорышевская	2	7,4	14,7	АС-120
19	ВЛ 110 кВ Мангазея – НПС-1 1,2 ц		2	47,8	95,6	АС-120, АС-240
20	ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум	Надым – отп. Приозерная (габ. 220 кВ)	1	152,8	152,8	АС-240
21	ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая		1	47	47	АС-120
22	ВЛ 110 кВ Уренгой – ПП – Лимбя-Яха-1,2	отп. Строительная – Строительная	2	1,1	2,2	АС-120
		отп. Глубокая – Глубокая	2	3,6	7,2	АС-120
		отп. Тихая – Юность	2	10,9	21,8	АС-95
Итого электросетевые объекты промышленных предприятий в					1 353	

1	2	3	4	5	6	7
одноцепном исчислении 110 кВ						
Итого в одноцепном исчислении 500 кВ (в том числе ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ)					842	
Итого в одноцепном исчислении 220 кВ (без учета ВЛ 220 кВ в габаритах 500 кВ)					3 408	
Итого в одноцепном исчислении 110 кВ					5 785	
Итого в одноцепном исчислении по всем классам напряжения					10 035	

Характеристика основных средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) приведена в таблице 22.

Таблица 22

Сведения о СКРМ, размещенных на ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на 01 января 2018 года

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Тип	U _{ном} (кВ)	Реактивная мощность (Мвар)	
					генера-ция	потреб-ление
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 500 кВ Холмогорская	P-110	РОД- 33333/110	110		3x33,3
2		P-35-1	РТД-20000/35	35		20
3		P-35-2	РТД-20000/35	35		20
4		P-35-3	РТД-20000/35	35		20
5	ПС 500 кВ Муравленков- ская	P-500 Холмогорская	РОМБСМ- 60000/500	500		3x60
6	ПС 500 кВ Тарко-Сале	P-500 Холмогорская	РОДЦ- 60000/500	500		3x60
7	ПС 220 кВ Надым	УШР-220	РТДУ- 100000/220			100
8		P-110	РОД- 33333/110	110		3x33,3
9	ПС 220 кВ Уренгой	УШР-220	РТДУ- 100000/220	220		100
10	ПС 220 кВ Мангазея	УШР-220	РТДУ- 100000/220	220		100
11	ПС 220 кВ Салехард	УШР-220	РТДУ- 100000/220	220		100
		БСК-110 1,2,3	90ТІЛР 65,7/126,01	110	3x50	
12	ПС 220 кВ Арсенал	УШР-110	РТДУ- 25000/110	220		25
13	ПС 110 кВ Звёздная	УРС-110	БК-110-25000- У1	110	25	
14			РТУ-25000/110 ХЛ1	110		25
15	ПС 110 кВ Новогодняя	УРС-110	42 ТІЛР 25/121	110	25	
16			42 ТІЛР 25/121	110	25	
17			РТДУ-	110		25

1	2	3	4	5	6	7
			25000/110 ХЛ1			

2.14. Основные внешние электрические связи Тюменской энергосистемы территории ЯНАО.

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

- ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская;
- ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская;
- ВЛ 220 кВ Когалым – Холмогорская;
- ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима;
- ВЛ 220 кВ Северный Варьеган – Вынгапур;
- 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 2016 году.

В 2016 году на производство электроэнергии электростанциями было израсходовано 2 443 195 т у.т., в том числе газ горючий природный – 2 215 894 т у.т., дизельное топливо – 111 215 т у.т., газ нефтяной попутный – 104 464 т у.т.

Для производства тепловой энергии котельными всего израсходовано 1 608 792 т у.т., в том числе газ горючий природный – 1 219 550 т у.т., уголь – 18 364 т у.т., нефть (включая газовый конденсат) – 58 796 т у.т., газ нефтеперерабатывающих предприятий – 111 006 т у.т., дизельное топливо – 59 454 т у.т.

В таблице 23 приведены сводные данные по потреблению топлива в 2016 году на производство электрической и тепловой энергии.

Таблица 23

Данные о потреблении топлива в 2016 году на производство электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т.т.	в %	в т.т.	в %	в т.т.	в %
1	2	3	4	5	6	7
Газ горючий природный	2 215 894	90,70	1 219 550	75,81	3 435 444	84,78
Нефть (включая газовый конденсат)		0,00	58 796	3,65	58 796	1,45
Дизельное топливо	111 215	4,55	59 454	3,70	170 669	4,21
Уголь		0,00	18 364	1,14	18 364	0,45
Газ нефтеперерабатывающих предприятий	11451	0,47	111 006	6,90	122 457	3,02

1	2	3	4	5	6	7
Газ нефтяной попутный	104 464	4,28	140 539	8,74	245 003	6,05
Прочие виды топлива	171	0,01	1083	0,07	1 254	0,03
Итого	2 443 195	100	1 608 792	100	4 051 987	100

Структура потребления топлива для производства электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО в 2016 году представлена на схемах 20 – 21.



Схема 20. Структура потребления топлива для производства электрической энергии в 2016 году

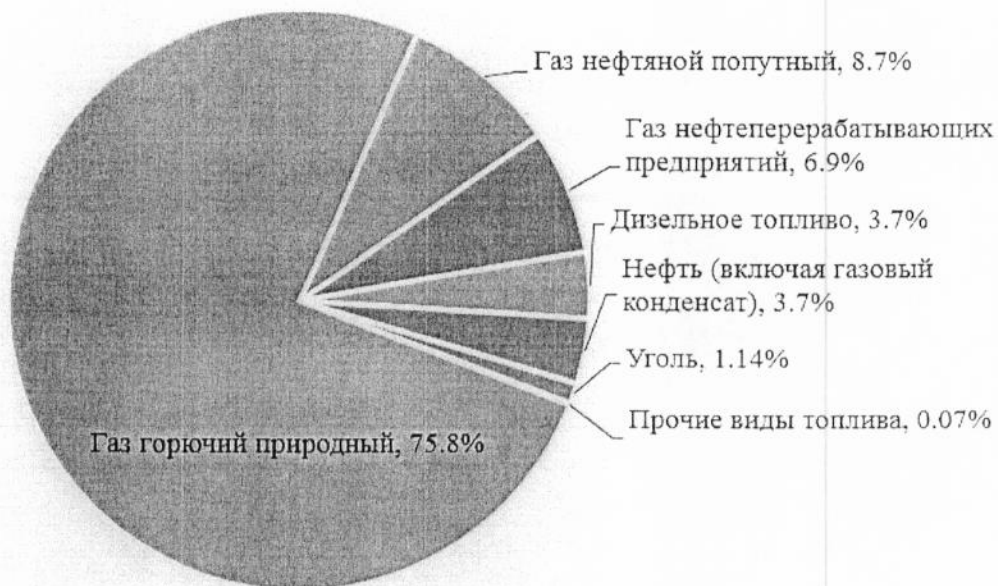


Схема 21. Структура потребления топлива для производства тепловой энергии в 2016 году

2.15. Единые топливно-энергетические балансы ЯНАО.

Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО (далее – ЕТЭБ ЯНАО) за 2012 – 2016 годы разработан в соответствии с Порядком составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, утвержденным приказом Минэнерго Российской Федерации от 14 декабря 2011 года № 600.

В ЕТЭБ ЯНАО рассматриваются следующие первичные энергоресурсы: уголь, сырая нефть, природный газ, а также вторичные ресурсы: нефтепродукты, электрическая и тепловая энергии. Так как атомные, гидравлические электростанции, а также электростанции на основе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии отсутствуют на территории ЯНАО, соответствующие составляющие были исключены из рассмотрения. Потребление и производство прочих твердых топлив на территории ЯНАО незначительно и не оказывает влияния на ЕТЭБ, в связи с чем соответствующий раздел также исключен из рассмотрения.

ЕТЭБ ЯНАО за 2012 – 2016 годы приведен в таблицах 24 – 28, получен путем консолидации однопродуктовых балансов вышеуказанных ресурсов.

ЕТЭБ ЯНАО за 2012 год, т у.т.

Показатель	№ показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	0	51 917 008	2 780 215	619 760 662	580 941	1 048 924	676 087 750
Ввоз	2	25 175	0	992 456	0	1 052 351	0	2 069 981
Вывоз	3	0	-50 692 889	-2 355 914	-600 743 327	0	0	-653 792 130
Изменение запасов	4	3 567	-65 326	-7 978	-423 359	0	0	-493 096
Потребление первичной энергии	5	28 741	1 158 793	1 408 778	9 910 815	1 633 292	1 048 924	15 189 344
Статистическое расхождение	6	1 079	0	20 927	1 909 392	16 489	146 883	2 094 769
Статистическое расхождение, %	7	4	0	1	10	1	14	14
Производство электрической энергии	8	0	-3 642	-130 997	-1 737 642	-676	0	-1 872 957
Производство тепловой энергии	9	-27 402	-105 544	-67 558	-1 518 949	-8 653	0	-1 728 106
Теплоэлектростанции	9.1	0	0	0	-16 453	0	-6 076	-22 529
Котельные	9.2	-27 402	-105 544	-67 558	-1 502 496	-8 390	0	-1 711 390
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	0	0	0	0	-263	0	-263
Преобразование топлива	10	0	-1 044 758	-82 964	-303 281	-113 869	-33 419	-1 578 292
Переработка нефти	10.1	0	-1 044 758	-82 964	-19 222	-8 088	-23 667	-1 178 699
Переработка газа	10.2	0	0	0	-284 059	-105 782	-9 752	-399 593
Обогащение угля	10.3	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	11	0	0	0	0	-676	0	-676
Потери при передаче	12	0	0	0	0	-19 250	0	-19 250

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Конечное потребление энергии	13	261	4 849	1 106 694	4 441 551	1 473 679	868 622	7 895 656
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	0	0	0	0	1 451	0	1 451
Промышленность	15	0	0	145 167	4 409 249	1 216 314	227 493	5 998 223
Добыча полезных ископаемых	15.1	0	4 849	19 864	97 360	746 376	82 458	950 907
Подготовка полезных ископаемых	15.2	0	0	0	4 288 828	78 176	132 491	4 499 495
Обрабатывающие производства	15.3	0	0	55	83	412	1 160	1 710
Распределение газа и воды	15	0	0	0	22 978	15 918	11 384	50 279
Строительство	16	0	0	0	0	50 282	0	50 282
Транспорт и связь	17	0	0	959 031	1 572	93 394	0	1 053 997
Торговля	18	0	0	0	0	246	0	246
Сфера услуг	19	0	0	0	0	0	114 164	114 164
Население	20	261	0	2 496	30 730	76 998	526 965	637 450
Прочие виды экономической деятельности	21	0	0	0	0	36 444	0	36 444

ЕТЭБ ЯНАО за 2013 год, т у.т.

Показатель	№ показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	-	52 641 984	1 860 243	657 890 732	-	22 192	1 050 317
Ввоз	2	42 764	-	280 971	-	10 804	1 374 328	-
Вывоз	3	-	-50 650 842	-1 448 042	-641 002 821	-5 919	-	-
Изменение запасов	4	684	-59 602	-56 494	-3 207 897	-331	-	-
Потребление первичной энергии	5	43 448	1 931 540	636 678	13 680 014	4 554	1 396 520	1 050 317
Статистическое расхождение	6	-375	30 478	-10 764	1 590 901	1 013	31 545	-73 473
Статистическое расхождение, %	7	-	-5 328	-	-	-	-1 194	-
Производство электрической энергии	8	-24 602	-113 631	-192 231	-3 535 397	9	-7 745	1 125
Производство тепловой энергии	9	-	-5 328	-129 710	-1 722 603	-	-993	-
Теплоэлектростанции	9.1	-24 602	-108 302	-62 522	-1 812 794	9	-6 482	1 125
Котельные	9.2	-	-	-	-	-	-270	-
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	-	-1 108 583	-	-1 036 413	-	-	-
Преобразование топлива	10	-	-1 108 583	-	-	-	-	-
Переработка нефти	10.1	-	-	-	-1 036 413	-	-	-
Переработка газа	10.2	-	-	-	-	-	-	-
Обогащение угля	10.3	-	-129 978	-	-1 130 427	-	-1 570	-19 636
Собственные нужды	11	-	-4 842	-	-948 914	-	-187 920	-131 379
Потери при передаче	12	19 221	538 700	455 210	5 437 962	3 550	1 166 546	973 900

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Конечное потребление энергии	13	-	-	18 305	-	-	61	20
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	-	3 210	210 008	5 402 546	74	1 114 627	421 237
Промышленность	15	-	3 210	-	144 514	-	877 989	231 135
Добыча полезных ископаемых	15.1	-	-	-	187 823	-	32 097	29 731
Подготовка полезных ископаемых	15.2	-	-	67 740	5 050 567	-	194 624	151 712
Обрабатывающие производства	15.3	-	-	43	-	-	10	-
Распределение газа и воды	15	-	-	68	99	74	330	389
Строительство	16	-	-	-	19 542	-	9 577	3 500
Транспорт и связь	17	-	-	142 156	-	-	-	4 771
Торговля	18							
Сфера услуг	19							
Население	20							
Прочие виды экономической деятельности	21							

ЕТЭБ ЯНАО за 2014 год, т у.т.

Показатель	№ показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	-	30 684 011	3 009 714	629 052 786	637 808	1 617 280	665 002 764
Ввоз	2	23 266	-	1 074 381	-	786 364	-	1 887 712
Вывоз	3	-	-29 960 532	-2 550 388	-609 552 150	-	-	-642 063 162
Изменение запасов	4	3 297	-38 662	-8 637	-427 756	-	-	-471 758
Потребление первичной энергии	5	26 562	684 817	1 525 070	10 058 554	1 424 171	1 617 280	15 341 231
Статистическое расхождение	6	998	-	22 654	1 950 064	18 103	353 537	2 345 739
Статистическое расхождение, %	7	-	-2 153	-141 810	-1 761 348	-742	-	-1 906 053
Производство электрической энергии	8	-25 324	-62 379	-73 135	-1 541 723	-9 499	13 747	-1 698 606
Производство тепловой энергии	9	-	-	-	-16 700	-	13 747	-2 953
Теплоэлектростанции	9.1	-25 324	-62 379	-73 135	-1 525 023	-9 210	-	-1 695 364
Котельные	9.2	-	-	-	-	-289	-	-289
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	-	-617 473	-89 812	-307 828	-125 010	-66 632	-1 206 756
Преобразование топлива	10	-	-617 473	-89 812	-19 510	-8 866	-51 591	-787 252
Переработка нефти	10.1	-	-	-	-288 318	-116 145	-15 041	-419 503
Переработка газа	10.2	-	-	-	-	-	-	-
Обогащение угля	10.3	-	-	-	-	-740	-	-740
Собственные нужды	11	-	-	-	-	-21 111	-	-21 111
Потери при передаче	12	230	2 866	1 062 402	4 508 144	1 207 915	1 245 457	8 031 701
Конечное потребление	13	-	-	-	-	1 593	-	1 593

1	2	3	4	5	6	7	8	9
энергии								
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	-	2 866	21 504	4 475 357	923 214	290 292	5 713 233
Промышленность	15	-	2 866	21 504	98 820	819 437	126 956	1 069 582
Добыча полезных ископаемых	15.1	-	-	-	4 353 131	85 849	143 847	4 582 827
Подготовка полезных ископаемых	15.2	-	-	-	84	453	1 779	2 316
Обрабатывающие производства	15.3	-	-	-	23 323	17 476	17 709	58 508
Распределение газа и воды	15	-	-	-	-	55 170	-	55 170
Строительство	16	-	-	1 038 196	1 596	103 121	955 166	2 098 078
Транспорт и связь	17	-	-	-	-	-	-	-
Торговля	18	-	-	-	-	270	148 466	148 749
Сфера услуг	19	230	-	2 702	31 191	84 535	806 699	930 031
Население	20	-	-	-	-	40 011	-	40 011
Прочие виды экономической деятельности	21	-	-	-	-	-	-	-

ЕГЭБ ЯНАО за 2015 год, т у.т.

Показатель	№ показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	-	57 886 949	145 451	581 141 114	2 451 221	1 574 705	643 199 439
Ввоз	2	37 667	-	174 381	-	1 676 888	-	1 888 936
Вывоз	3	-	-39 960 532	1 715	-567 495 552	-	-	-607 454 369
Изменение запасов	4	604	-28 662	-2 872	-766	-	-	-31 697
Потребление первичной энергии	5	38 270	17 897 755	318 674	13 644 796	4 128 109	1 574 705	37 602 309
Статистическое расхождение	6	554	4 536 138	-23 270	-4 820 802	-228 857	66 188	-470 049
Статистическое расхождение, %	7	1	25	-7	-35	-6	4	-1
Производство электрической энергии	8	-2 145	-	-197 185	-2 984 045	-1 039	-2 702	-3 187 116
Производство тепловой энергии	9	-	-	-	-	-	-2 702	-2 702
Теплоэлектростанции	9.1	-21 369	-	-	-2 984 045	-	-	-3 005 414
Котельные	9.2	-14 432	-66 362	-67 658	-1 551 369	-56 039	-1 100	-1 756 960
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	-	-	-	-	-5 037	-	-5 037
Преобразование топлива	10	-	-	-	-	-	-	0
Переработка нефти	10.1	-	-13 293 732	-	-141 132	29 245	-17 624	-13 423 242
Переработка газа	10.2	-	-	-	-5 721 210	297 006	-15 251	-5 439 455
Обогащение угля	10.3	-	-	-	-	-	-	0
Собственные нужды	11	-	-	-	-	-21 111	-	-21 111
Потери при передаче	12	230	-	-	-1 038 286	-158 539	-146 000	-1 342 595
Конечное потребление	13	0	1 523	77 101	4 045 511	4 441 453	1 323 138	9 888 725

1	2	3	4	5	6	7	8	9
энергии								
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	-	-	-	-	4 203	67	4 270
Промышленность	15	-	-	1 067	52 704	819 437	126 956	1 000 164
Добыча полезных ископаемых	15.1	-	-	1 857	202 674	2 701 008	244 423	3 149 962
Подготовка полезных ископаемых	15.2	-	-	-	3 774 360	453	1 779	3 776 592
Обрабатывающие производства	15.3	-	-	-	-	30 087	122 826	152 913
Распределение газа и воды	15	-	1 523	48	15 773	159 032	20 038	196 414
Строительство	16	-	-	59 461	-	133 838	415	193 714
Транспорт и связь	17	-	-	14 668	-	255 929	7 353	277 950
Торговля	18	-	-	-	-	43 441	148 466	191 907
Сфера услуг	19	-	-	-	-	5 747	919	6 665
Население	20	-	-	-	-	223 718	537 526	761 245
Прочие виды экономической деятельности	21	-	-	-	-	64 560	112 370	176 929

ЕТЭБ ЯНАО за 2016 год, т у.т.

Показатель	№ показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Производство энергетических ресурсов	1	-	60 225 950	1 445 397	473 618 483	2 575 874	1 426 680	539 292 384
Ввоз	2	35 755	-	-	-	1 359 888	-	1 395 643
Вывоз	3	-	-43 114 843	-	-455 227 500	-	-	-498 342 343
Изменение запасов	4	-2 864	116 952	129 341	-566 924	-	-	-323 495
Потребление первичной энергии	5	32 891.2	17 897 755	1 574 731	17 824 059	3 935 761	1 426 680	41 788 285
Статистическое расхождение	6	113	8 536 138	-390 994	4 327 235	-325 724	-106 905	13 103 926
Производство электрической энергии	7	-	-	-111 386	-2 215 894	-	-	-2 327 280
Производство тепловой энергии	8	-18 364	-58 796	-59 991	-1 219 550	-52 101	-1 349	-1 410 151
Теплоэлектростанции	8.1	-	-	-	-	-	-	0
Котельные	8.2	-18 364	-58 796	-59 991	-1 219 550	-48 079	-1 349	-1 406 129
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	-	-	-	-	-4 022	-	-4 022
Преобразование топлива	9	-	-8 768 596	-230	-25 108	-248 968	-	-9 042 901
Переработка нефти	9.1	-	-8 768 596	-230	-25 108	-14 963	-	-8 808 896
Переработка газа	9.2	-	-	-	-	-234 005	-	-234 005
Обогащение угля	9.3	-	-	-	-	-	-	0
Собственные нужды	10	-	-	-	-	-5	-32 336	-32 341
Потери при передаче	11	-	-	-	-	-158 539	-	0
Конечное потребление энергии	12	14 414	1 523	1 012 137	10 036 272	6 424 802	1 979 517	18 840 516
Сельское хозяйство,	13	-	-	5 556	-	-	2 298	7 854

рыболовство и рыбоводство																				
14	Промышленность	14	-	-	212 019	5 984 878	3 115 839	626 625	9 939 362											
14.1	Добыча полезных ископаемых	14.1	-	-	209 700	5 815 349	2 804 425	587 666	9 417 139											
14.2	Подготовка полезных ископаемых	14.2	-	-	-	-	58 523	-	58 523											
14.3	Обрабатывающие производства	14.3	-	-	2 320	169 530	252 891	38 960	463 700											
15	Распределение газа и воды	15	-	1 523	146 259	2 568 435	191 945	377 285	3 283 924											
16	Строительство	16	-	-	155 551	7 431	-	14 578	177 559											
17	Транспорт и связь	17	-	-	358 590	1 449 707	210	218 519	2 027 026											
18	Торговля	18	-	-	85 857	344	-	7 790	93 991											
19	Сфера услуг	19	-	-	9 754	-	-	76 850	86 604											
20	Население	20	106	-	0	168	-	16 035	16 309											
21	Прочие виды экономической деятельности	21	14 308	-	38 551	25 308	969	12 912	92 048											

ЕТЭБ ЯНАО состоит из трех блоков. Первый блок ЕТЭБ ЯНАО – «Ресурсы» – включает данные о производстве энергетических ресурсов на территории ЯНАО, о ввозе/вывозе энергетических ресурсов в/из ЯНАО и об изменении запасов. Второй блок – «Преобразование энергетических ресурсов» – включает данные о преобразовании одних видов энергетических ресурсов в другие. Третий блок – «Конечное потребление энергетических ресурсов» – описывает конечное потребление энергоносителей в различных секторах и отраслях экономики.

Анализ данных первого блока ЕТЭБ ЯНАО показывает, что ЯНАО является крупнейшим экспортером энергоносителей. 94 % производимых в ЯНАО энергетических ресурсов вывозятся за его пределы. На природный газ приходится 90% производимых первичных энергоресурсов.

На схеме 22 приведена структура потребляемых первичных ресурсов. В структуре потребления первичных энергоресурсов превалирует потребление природного газа.

Второй блок ЕТЭБ ЯНАО характеризует преобразование энергетических ресурсов. Анализ данного блока показывает, что 31–34% потребляемых энергоресурсов расходуются на преобразование энергии, а остальная часть – конечными потребителями. При этом большая часть потребляемых энергоресурсов расходуется на производство электрической и тепловой энергии.

Большая часть энергоресурсов потребляется конечными потребителями. При этом 76 – 81% от общего потребления энергоресурсов конечными потребителями приходится на промышленность.

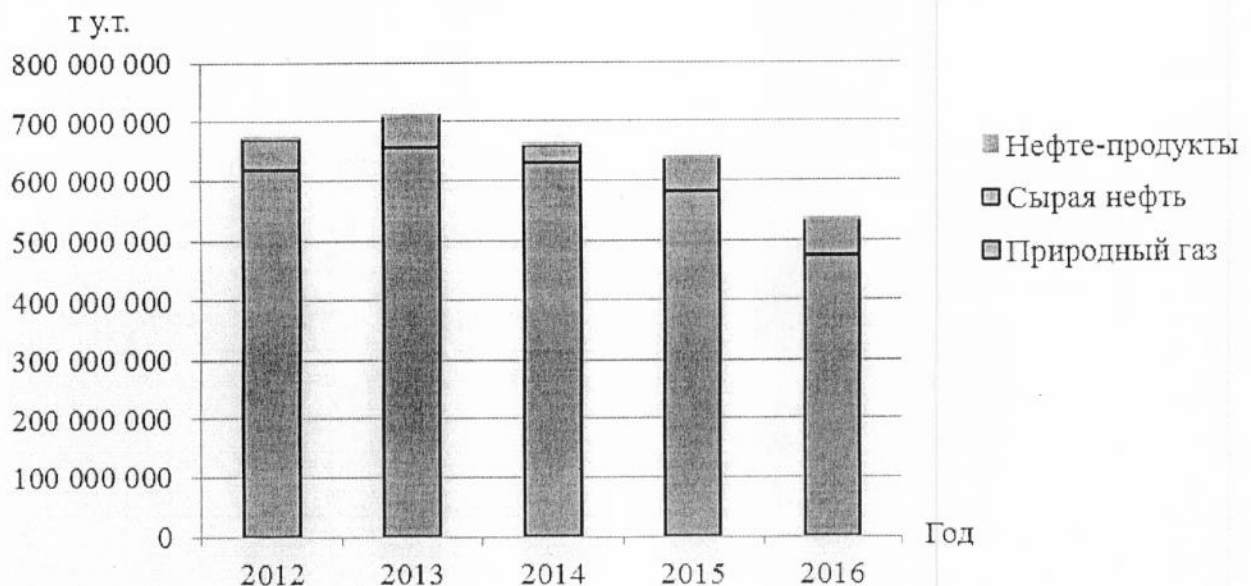


Схема 22. Структура потребления первичных энергоресурсов в ЯНАО в период 2012 – 2016 годов, т у.т.

При формировании ЕТЭБ ЯНАО выявлено статистическое расхождение. Данное статистическое расхождение объясняется неполнотой статистической информации по потреблению энергетических ресурсов конечными потребителями.

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 необходимость в ряде случаев ограничения режима электроснабжения потребителей электрической энергии посредством применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики.

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 существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1;

3) при нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования с учетом СРМ (при их наличии):

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2, ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1,2;

- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр;

- Т, 2Т ПС 110 кВ Опорная;

4) при отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора на ПС 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания превышает 105% от номинального значения, а именно:

- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Голубика.

Мероприятия:

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок при отключении 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская или ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 2. Максимальная токовая загрузка выявлена в режиме летних минимальных нагрузок при отключении 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская при секционированном транзите 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале с учетом работы АВР на ПС 110 кВ Н.Пурпейская и ПС 110 кВ Барсуковская.

Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) в указанной схемно-режимной ситуации составляет 107% (418 А) от $I_{дтн}$ (390 А).

Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1 и предотвращения ввода ГВО рекомендуется включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский - 1,2. Для реализации данного мероприятия необходима установка основных быстродействующих защит на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский - 1,2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский - 1,2 и организацией ВЧ-канала связи.

Для ликвидации превышения АДТН ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский - 1,2 и ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1,2 и предотвращения ввода ГВО при нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах в схеме замкнутого транзитана необходима установка АОПО на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский-1,2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский-1,2 с организацией ВЧ-канала связи. Включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский - 1,2 также обеспечивает двустороннюю схему электроснабжения ПС 110 кВ Барсуковская и ПС 110 кВ Н.Пурпейская.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр наблюдается в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок при аварийном отключении одной из указанных ВЛ 110 кВ в схеме ремонта второй ВЛ 110 кВ.

Максимальные токовые нагрузки ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр, ВЛ 110 кВ Кедр – Губкинская выявлены в режиме зимних максимальных нагрузок и составляют 127%, 127%, 156% и 153% от $I_{дтн}$ соответственно. Выявленные перегрузки превышают АДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ.

На ПС 220 кВ Вынгапур на ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, Вынгапур – Маяк и на ПС 220 кВ Янга-Яха на ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр установлены АОПО с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новогодняя. Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после действия АОПО не превысит АДТН, но превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ. Для непревышения ДДТН ВЛ 110 кВ необходим ввод ГВО дополнительно к отключенной действием АОПО нагрузке. Схемно-режимные мероприятия (СРМ), реализация которых позволяет снизить (исключить) ввод ГВО, отсутствуют.

Для исключения ввода ГВО в схеме, складывающейся после единичного нормативного возмущения в ремонтной схеме, рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ с реализацией транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская. При этом, учитывая планы по вводу энергопринимающих устройств ООО «Газпромдобыча Ноябрьск» на Еты-Пуровском газовом месторождении, максимальной мощностью 35 МВт, со строительством новой ПС 110 кВ ГДН с ВЛ 110 кВ ПП Северный – ГДН - 1,2

рекомендуется реализовать транзит 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская протяженностью около 60 км с использованием планируемого к сооружению участка от ПП 110 кВ Северный до новой ПС 110 кВ ГДН.

1,2 Т 110 кВ ПС 110 кВ Голубика. На ПС 110 кВ Голубика установлены два трансформатора мощностью 2х16 МВА. Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Голубика за последние 5 лет составила 18,8 МВА. Токовая перегрузка 1(2) Т ПС 110 кВ Голубика выявлена при аварийном отключении 2(1)Т ПС 110 кВ Голубика в нормальной схеме отчетного потокораспределения в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок и превышает номинальную мощность оставшегося в работе трансформатора на 18% (на 2,8 МВА). Ликвидация перегрузки путем перевода нагрузки на смежные центры питания по сетям ниже 110 кВ потребителя невозможна.

Учитывая изложенное, в целях ликвидации превышения ДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме рекомендуется замена трансформаторов 2х16 МВА на ПС 110 кВ Голубика на трансформаторы 2х25 МВА.

ПС 110 кВ Опорная. На ПС 110 кВ Опорная установлены два трансформатора мощностью 2х16 МВА. Все существующие ПС 35 кВ г. Новый Уренгой (ПС Аэропорт, ПС Водозабор-1, ПС Посёлок и ПС Город) запитаны по двухцепной транзитной ВЛ 35 кВ Луч - 1,2 (от ПС Варенга – Яха до ПС Опорная). В нормальной схеме электроснабжение осуществляется от ПС 110 кВ Варенга-Яха (2х40 МВА). Указанные ПС 35 кВ осуществляют питание основной части г. Новый Уренгой, в том числе таких социально значимых объектов, как водозабор и аэропорт. Фактическая суммарная максимальная нагрузка ПС 35 кВ за последние 5 лет составляет 22 МВА, по ПС 110 кВ Опорная 12 МВА.

ПС 110 кВ Варенга – Яха присоединена к двухцепной ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – I,II. ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи введена в эксплуатацию в 1984 году. Таким образом, срок эксплуатации ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи на настоящий момент составляет 33 года. Учитывая большой срок эксплуатации в условиях Крайнего Севера (значительные сезонные климатическими перепады температур и ветровые нагрузки) и прохождение трассы вышеуказанной ВЛ 110 кВ как по заболоченной местности, так и в стесненных городских условиях, в соответствии с актом технического состояния № 19/02-17 от 28.02.2017, составленного по результатам осмотра, требуется комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга – Яха I, II цепи. Мероприятия, необходимые для проведения реконструкции ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I и II цепи, указаны в подпункте 4.6.4 пункта 4.6 настоящих Схемы и Программы.

В условиях плохого технического состояния ВЛ 110 кВ Уренгой-Варенга-Яха I, II цепи при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – II (I) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – I (II) и наоборот питание нагрузки 35 кВ г. Новый Уренгой будет осуществляться от 1Т ПС 110 кВ Опорная. При этом нагрузка ПС 110 кВ Опорная составит до 34/18 МВА

(зима/лето) и превысит номинальную мощность оставшегося в работе трансформатора на 212,5/112,5% (на 18/2 МВА). Учитывая изложенное, рекомендуется замена трансформаторов 2x16 МВА на ПС 110 кВ Опорная на трансформаторы 2x40 МВА⁷.

3.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС.

Существующая система электроснабжения г. Салехарда является автономной (изолированной от ЕЭС Российской Федерации). Электроснабжение потребителей города обеспечивается от автономных источников – 4 муниципальных электростанций (ДЭС-1, ДЭС-2, ГТЭС Обдорск и ТЭС Салехард). Центрами питания города являются ПС 35 кВ Дизельная, ПС 35 кВ Центральная и ПС 35 кВ Турбинная.

С целью включения электрических сетей г. Салехарда на параллельную работу с ЕЭС России АО «Тюменьэнерго» в 2016 году введена в работу ПС 220 кВ Салехард, во II квартале 2017 года – ПС 110 кВ Северное Сияние и ПС 110 кВ Полярник. В 2018 году планируется технологическое присоединение электрических сетей г. Салехарда к этим ПС и включение сетей на параллельную работу с ЕЭС России.

Одним из приоритетных инвестиционных проектов, реализуемых на территории ЯНАО, включенных в Перечень приоритетных инвестиционных проектов в Уральском федеральном округе, утвержденный Председателем Правительства Российской Федерации от 10 ноября 2011 года № 5724п-П16, является инвестиционный проект «Развитие производства сжиженного природного газа (СПГ) на территории полуострова Ямал». Основным инвестором выступает ОАО «Ямал СПГ» (дочернее общество ПАО «НОВАТЭК»). Срок реализации проекта 2012 – 2019 годы. Проект «Ямал СПГ» предусматривает создание завода по производству сжиженного природного газа мощностью 16,5 млн тонн СПГ в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения.

В рамках проекта «Ямал СПГ» предусмотрена локальная система электро-, теплоснабжения потребителей от источников генерации, включенных в технологический процесс производства сжиженного природного газа, 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. Основное используемое генерирующее оборудование и его электрическая мощность: в составе проекта применено оборудования Газотурбинная установка (ГТУ) номинальной электрической мощностью 47 МВт с котлом-утилизатором номинальной тепловой мощностью 40 МВт. Основной нагрузкой электростанции будет являться технологическое компрессорное оборудование в составе 3-х линий производства СПГ.

Информация о планах включения электростанции Ямал СПГ на параллельную работу с ЕЭС России в настоящий момент отсутствует.

⁷ По данным собственника, в настоящий момент строительно-монтажные работы выполнены на 50%, окончание работ планируется завершить во II квартале 2018 года.

IV. Основные направления развития электроэнергетики на территории ЯНАО

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики ЯНАО.

В рамках Стратегии социально-экономического развития ЯНАО до 2020 года (далее – Стратегия СЭР ЯНАО до 2020 года) (утверждена постановлением Законодательного Собрания ЯНАО от 14 декабря 2011 года № 839) установлены следующие цели и задачи.

Цель социально-экономического развития ЯНАО – обеспечение устойчивого повышения уровня и качества жизни населения на основе формирования и развития конкурентной экономики при соблюдении соответствующих экологических требований.

Приоритетными направлениями для достижения поставленной стратегической цели социально-экономического развития ЯНАО являются:

- модернизация инфраструктуры и отраслей социальной сферы;
- развитие экономического потенциала;
- сохранение и развитие человеческого потенциала и традиций;
- охрана окружающей среды и оздоровление экологии;
- становление автономного округа международным форпостом развития Арктики.

Для решения задач развития инфраструктуры и экономического потенциала ЯНАО основными целями развития электроэнергетики ЯНАО являются:

- модернизация электроэнергетического комплекса для повышения энергетической эффективности и обеспечения развития (конкурентоспособности) экономики и повышения качества жизни населения;
- обеспечение надежного и безопасного энергоснабжения потребителей;
- снижение потерь в электрических сетях.

Для достижения указанных целей необходимо решение следующих задач:

- разработка эффективных мероприятий по развитию электрических сетей и генерирующих мощностей;
- эффективное использование топливно-энергетических ресурсов региона с учетом экологических требований;
- поддержание требуемых уровней напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, а также в точках общего присоединения (приемники электрической энергии);
- обеспечение параметров режимов работы основного электротехнического и генерирующего оборудования в допустимых пределах.

Протоколом заседания рабочей группы «Развитие энергетики» Государственной комиссии по вопросам развития Арктики под председательством Первого заместителя Министра энергетики Российской Федерации А.Л. Текслера № АТ-559пр от 01.11.2016 рекомендовано в Схемах и программах развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации

предусматривать отдельный раздел «Развитие Арктики», содержащий информацию о перспективных проектах, планируемых к реализации на территории Арктической зоны Российской Федерации, с указанием необходимости обеспечения таких проектов электросетевой инфраструктурой или генерирующей мощностью. Вся территория ЯНАО находится в арктической зоне, в связи с чем выделения отдельного раздела «Развитие Арктики» не требуется.

В соответствии с протоколом заседания рабочей группы «Развитие энергетики» Государственной комиссии по вопросам развития Арктики под председательством Первого заместителя Министра энергетики Российской Федерации А.Л. Текслера № АТ-362пр от 17.07.2017 проработан вопрос энергообеспечения «Ямало-Ненецкой опорной зоны» с учетом новых месторождений углеводородов к электрическим сетям (приведены в подпунктах 4.6.2 и 4.6.3 пункта 4.6 настоящих Схемы и Программы).

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2019 – 2023 год^д.

4.2.1. Уровень спроса на электрическую энергию и мощность по территории ЯНАО.

Уровень спроса на электрическую энергию и мощность в текущем периоде по территории ЯНАО и отдельным энергорайонам приведен в пунктах 2.2 и 2.4 настоящих Схемы и Программы.

4.2.2. Прогноз потребления электроэнергии и прогноз максимума нагрузки энергосистемы на территории ЯНАО на 5-летний период.

В настоящих Схеме и Программе рассмотрено два варианта прогнозов потребления электрической энергии и мощности в ЭЭС ЯНАО:

- прогноз, сформированный на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно СиПР ЭЭС России 2018 – 2024, – базовый прогноз (базовый вариант развития);

- прогноз, сформированный на основании планов о перспективном увеличении потребляемой мощности энергопринимающими устройствами на территории ЭЭС ЯНАО, предоставлен органом исполнительной власти – умеренно оптимистический прогноз (умеренно оптимистический вариант развития).

4.2.2.1. Базовый вариант развития.

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности в ЭЭС ЯНАО до 2023 года сформирован на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно СиПР ЭЭС России 2018 – 2024 и представлен в таблице 29.

Базовый прогноз изменения максимума нагрузки и электропотребления
ЭЭС ЯНАО до 2023 года

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6	7
Максимум нагрузки, МВт	1 570	1 605	1 630	1 655	1 670	1680
Электропотребление, млн кВт·ч	10 860	11 100	11 300	11 460	11 550	11 600

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2013 – 2017 годы (факт) и 2018 – 2023 годы (базовый прогноз) представлены на схеме 23.



Схема 23. Динамика изменения потребления электрической мощности и энергии ЭЭС ЯНАО на 2013 – 2017 годы (факт) и 2018 – 2023 годы (базовый прогноз)

Прогноз потребления электроэнергии крупными потребителями на территории ЯНАО на период до 2023 года

Наименование	Показатель		2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
	наименование	единица измерения						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «РН-Ванкор» (НПС-1, НПС-2, КНПС)	потребление эл/энергии	млн. кВт·ч	86,27	92,11	86,00	86,35	86,7	86,7
	максимальное потребление мощности	МВт	10	11	10	10	10	10
АО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз»	потребление эл/энергии	млн. кВт·ч	1 421	1 534	1 539	1 511	1 497	1 448
	максимальное потребление мощности	МВт	172	175	176	172	171	165
Филиал «Газпромнефть- Муравленко» АО «Газпромнефть- ННГ»	потребление эл/энергии	млн. кВт·ч	1 813	1 869	1 791	1 773	1 738	1 720
	максимальное потребление мощности	МВт	207	213	204	202	198	196
ООО «Газпром добыча Надым» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл/энергии	млн. кВт·ч	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00
	максимальное потребление мощности	МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
ООО «Газпром добыча Уренгой» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл/энергии	млн. кВт·ч	287,2	315,9	311,6	334,2	358,79	383,62
	максимальное потребление мощности	МВт	34	36	35	38	41	44

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	потребление мощности							
филиал АО «СибурТюменьГаз» – Муравленковский ГПЗ	потребление эл/энергии максимальное потребление мощности	млн. кВт·ч МВт	440,31 50	440,31 50	440,31 50	440,31 50	440,31 50	440,31 50
филиал АО «СибурТюменьГаз» – Вынгапуровский ГПЗ	потребление эл/энергии максимальное потребление мощности	млн. кВт·ч МВт	176,14 22	176,14 22	175,57 22	175,57 22	175,57 22	175,57 22
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	потребление эл/энергии максимальное потребление мощности	млн. кВт·ч МВт	314,4 42,1	310,1 41,5	307,0 41,1	303,9 40,7	300,9 40,3	297,9 39,9
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	потребление эл/энергии максимальное потребление мощности	млн. кВт·ч МВт	85 13,1	85 13,1	85 13,1	85 13,1	85 13,1	85 13,1
ООО «Газпром переработка»	потребление эл/энергии максимальное потребление мощности	млн. кВт·ч МВт	80,4 9,8	84,4 10,3	105,3 12,7	105,7 12,8	126,6 15,3	127,0 15,3
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	потребление эл/энергии максимальное потребление мощности	млн. кВт·ч МВт	305,164 52,20	330,306 53,39	345,254 56,06	341,464 55,43	340,870 55,33	335,291 54,41
АО «Тюменнефтегаз»	потребление	млн. кВт·ч	222,8	468,8	570,6	635,2	732,9	818,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	эл/энергии							
	максимальное потребление мощности	МВт	28,3	59	72,5	84,2	104,4	116,6
АО «Транснефть-Сибирь»	потребление эл/энергии	млн. кВт.ч	186,643	228,851	229,201	240,313	241,945	241,945
	максимальное потребление мощности	МВт	18,890	21,960	21,960	22,960	22,960	22,960

Примечание.

Информация о прогнозом потребления электроэнергии и мощности в соответствии с представленными данными от крупных потребителей.

Перечень основных перспективных потребителей.

В ЭЭС ЯНАО в рассматриваемый период 2018 – 2023 годов основная часть планируемой к вводу электрической нагрузки в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение приходится на увеличение потребляемой мощности существующих крупных потребителей, задействованных в сфере нефтегазодобывающей отрасли. В таблице 31 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках, заявляемая мощность которых согласно заключенным договорам на технологическое присоединение превышает 5 000 кВт.

Таблица 31

Планируемая к вводу электрическая нагрузка с указанием заявляемой максимальной мощности согласно заключенным договорам на технологическое присоединение

№ п/п	Наименование заявителя	Район (расположение энергопринимающего устройства)	Наименование центра питания	Заявляемая мощность, кВт
1	2	3	4	5
1.	АО «Тюмен-нефтегаз»	Русское месторождение	ПС 220 кВ Ермак (вновь вводимая), ПС 110 кВ Русская (вновь вводимая)	60 000
		Русское месторождение	ПС 220 кВ Ермак (вновь вводимая), ПС 110 кВ ПСП Заполярное (вновь вводимая)	14 000
		Русское месторождение	ПС 220 кВ Ермак (вновь вводимая), ПС 220 кВ Тасу-Ява (вновь вводимая)	120 000
2.	АО «Транснефть – Сибирь»	Северный район	ПС 220 кВ Ермак (вновь вводимая), ПС 220 кВ Славянская (вновь вводимая)	16 412
		Северный район	ПС 220 кВ Ермак (вновь вводимая)	26 830
3.	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	Северный район	ПС 220 кВ Ермак (вновь вводимая), ПС 220 кВ Славянская (вновь вводимая)	8 000 ⁸
4.	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	Ноябрьский район	ПС 110 кВ ГДН (вновь вводимая)	35 000
5.	ООО «Газпром добыча Уренгой»	Северный район	ПС 110 кВ ЦПС-4 (вновь вводимая)	8 400

⁸ Указана суммарная величина по двум договорам на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (3,6 МВт и 4,4 МВт).

1	2	3	4	5
6.	«Вынгапуровский ГПЗ» – филиал ОА «Сибур-Тюмень Газ»	Ноябрьский район	ПС 110 кВ Маяк	6 000
7.	ПАО «Газпром» (ЗАО «Ямалгаз-инвест»)	Ноябрьский район	ПС 110 кВ ПСП (вновь вводимая)	15 520
		Северный район	ПС 220 кВ Исконная (вновь вводимая), ПС 110 кВ НПС Уренгойская (вновь вводимая)	40 000
8.	ОАО «Арктикгаз»	Северный район	ПС 110 кВ Ачимовская	6 000
9.	ООО «РОСПАН ИНТЕРНЕСНЛ»	Северный район	ПС 110 кВ Новоуренгойского лицензионного участка (вновь вводимая)	7 000
10.	Администрация г. Новый Уренгой	г. Новый Уренгой	ПС 110 кВ Тихая	8 900
		г. Новый Уренгой	ПС 110 кВ Ямал	13 000
11.	ООО «Газпром- энерго»	Северный район	ПС 110 кВ Ева-Яха (сущ. РП 10 № 13)	5 000
		Северный район	ПС 110 кВ Ева-Яха (сущ. РП 10 № 22)	5 000
		Северный район	ПС 110 кВ УГП-2В	14 100
		Северный район	ПС 110 кВ УГП-5В	11300
		Северный район	ПС 110 кВ УГП-2	6290

4.2.2.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

Умеренно оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности до 2023 года представлен органом исполнительной власти и основан на базовом прогнозе потребления и дополнительно учтенных данных о намерениях присоединения новых энергопринимающих устройств крупными потребителями, информации от территориальных сетевых организаций и органов местного самоуправления в ЯНАО. Умеренно оптимистический прогноз представлен в таблице 32.

Таблица 32

Умеренно оптимистический прогноз изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2023 года

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6	7
Максимум нагрузки, МВт	1 595	1 690	1 784	1 885	2 004	2 055
Электропотребление, млн кВт ч	11033	11688	12368	13053	13860	14189

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2013 – 2017 годы (факт) и 2018 – 2023 годы (умеренно оптимистический прогноз) представлены на схеме 24.

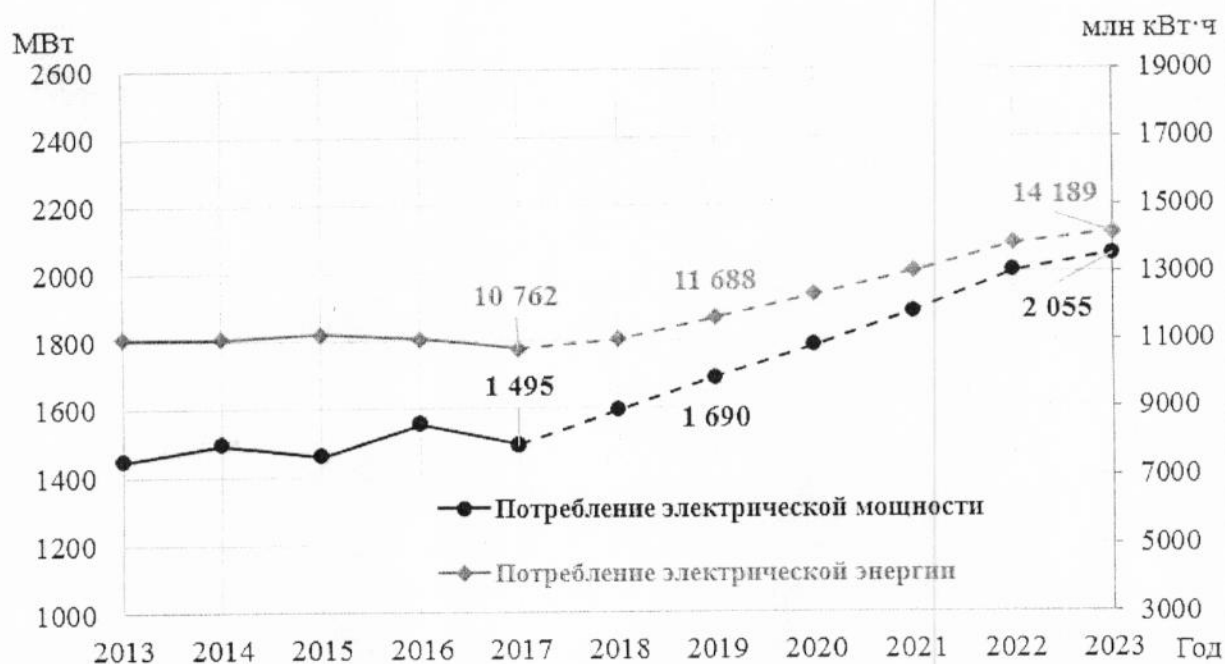


Схема 24. Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2013 – 2017 годы (факт) и 2018 – 2023 годы (умеренно оптимистический прогноз)

Перечень основных перспективных потребителей

Дополнительно в рамках разработки умеренно-оптимистического варианта развития сетей ЭЭС ЯНАО учтены данные полученные от органов местного самоуправления ЯНАО, а также крупных потребителей о планируемых к вводу потребителях.

Ниже приведена информация о наиболее крупных, планируемых к вводу, потребителях:

- Средне-Хулымское месторождение с максимальной мощностью 9 МВт;
- Сандибинское месторождение с максимальной мощностью 3,5 МВт;
- Энергорайон г. Лабытнанги с максимальной мощностью 42 МВт;
- Северо-Комсомольское месторождение с вводом энергопринимающих устройств 60 МВт в 2022 году и увеличению суммарной потребляемой мощности до 74 МВт до 2055 года;
- Северо-Пуровское газоконденсатное месторождение с максимальной мощностью 6 МВт;
- Харбейское месторождение с максимальной мощностью 40 МВт;
- Пяяхинское месторождение с максимальной мощностью 40 МВт;
- Газовое месторождение Каменномысское море с максимальной мощностью 7,6 МВт в 2020 году, 15,7 МВт до 2030 года;
- Ярудейское месторождение с максимальной мощностью 36,58 МВт;

- Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту с максимальной нагрузкой 19,034 МВт;

- Подключение Заполярного НГКМ с максимальной мощностью 22,54 МВт;

- планы ООО «Газпром добыча Уренгой» по подключению новых энергопринимающих устройств к существующим ПС 110 кВ в Уренгойском энергорайоне в объеме 54,21 МВт к 2023 году;

- в соответствии с заявкой на технологическое присоединение ООО «РН-Ванкор» планируется увеличение перетока по КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор-1,2 до 150 МВт в 2022 году и до 176,5 МВт после 2022 года.

Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО на период до 2023 года приведено в схеме 25.



Схема 25. Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО до 2023 года, МВт

4.2.3. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на территории ЯНАО на 5-летний период.

4.2.3.1. Базовый прогноз.

В настоящем подпункте представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО до 2023 года, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО до 2023 года в рамках рассмотрения базового варианта развития ЭЭС ЯНАО.

1	2	3	4	5	6	7
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	561,33	596,33	621,3	646,3	661,3	671,3



Схема 26. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2023 года



Схема 27. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2023 года

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на период 2018 – 2023 годов характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в том числе за счет присоединения Салехардского энергоузла и ввода промышленного предприятия ООО «НГХК». Данный рост электропотребления покрывается за счет ввода Новоуренгойской ГТЭС и электростанций Салехардского энергоузла.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) до 2023 года сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетока из ЭЭС ХМАО.

4.2.3.2. Умеренно оптимистический прогноз.

В настоящем подпункте представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на период 2018 – 2023 годов, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2018 – 2023 годов в рамках рассмотрения умеренно оптимистического варианта развития ЭЭС ЯНАО.

Умеренно оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности до 2023 года представлен органом исполнительной власти и основан на базовом прогнозе потребления и дополнительно учтенных данных о намерениях присоединения новых энергопринимающих устройств крупными потребителями, информации от территориальных сетевых организаций и органов местного самоуправления в ЯНАО.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) приведен в таблице 35 (36) и на схеме 28 (29).

Таблица 35

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2023 года, млн кВт·ч

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление, млн. кВт·ч	11033	11688	12368	13053	13860	14189
Собственная выработка, млн. кВт·ч	4662	4729	4791	4844	4892	4929
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	2.52	5.94	5.82	5.54	6.19	2.38
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6 371	6 959	7 577	8 209	8 968	9 260

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО до 2023 года, МВт

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление – всего	1 595	1 690	1 784	1 885	2 004	2 055
Установленная мощность электростанций – всего	1008,67	1008,67	1008,67	1008,67	1008,67	1008,67
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
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72	72
ПЭС Надым	0	0	0	0	0	0
ГТЭС Ямбургская	72	72	72	72	72	72
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
Муниципальные электростанции г. Салехард	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	586,3	681,3	775,3	876,3	995,3	1046,3



Схема 28. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2023 года



Схема 29. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2023 года

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО до 2023 года характеризуется как дефицитный с увеличением сальдо-перетока из ЭЭС ХМАО.

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

В таблице 37 приведен прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на период 2018 – 2023 годов с указанием прогноза по МО.

Таблица 37

Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на период 2018 – 2023 годов

№ п/п	Прогноз потребления тепловой энергии (тыс. Гкал)	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6	7	8
	Всего по ЯНАО	7 143	7 312	7 393	7 474	7 580	7 591
	В том числе						
1	Город Новый Уренгой	1 476	1 498	1 504	1 541	1 587	1 649
2	Город Ноябрьск	1242,04	1253,67	1260,21	1266,75	1277,29	1277,29
3	Город Надым	691,14	691,14	706,76	706,76	716,28	716,28
4	Город Салехард	856,2	879,8	903,3	918,5	934	934
5	Город Губкинский	256,7	256,7	256,7	256,7	256,7	256,7
6	Город Лабытнанги	401,06	411,76	418,73	420,16	432,22	432,22
7	Пгт Пангоды	195,57	271,21	271,27	271,21	271,27	271,27

1	2	3	4	5	6	7	8
48	Поселок Уренгой	97,85	97,85	97,85	97,85	97,85	97,85
49	Село Нори	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
50	Село Харсаим	4,96	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98

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 2023 года учтены мероприятия по изменению генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЭЭС России на 2018 – 2024 годы. Вводы генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в период 2018 – 2023 годов не планируются. В таблице 38 приведена информация по объемам вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования.

В таблице 39 приведены данные по дополнительным объемам и структуре вводов, вывода из эксплуатации и модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО до 2023 года согласно СиПР ЭЭС России 2018 – 2024 годы. Выполнение дополнительных мероприятий по перемаркировке генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования в ЭЭС ЯНАО до 2023 года не планируется.

4.3.2. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей.

Предложения по вводу новых, модернизации и демонтажу существующих генерирующих мощностей, дополнительно к обозначенным в подпункте 4.3.1 пункта 4.3 настоящих Схемы и Программы отсутствуют.

4.3.3. Структура генерирующих мощностей.

Согласно СиПР ЕЭС России на 2018 – 2024 годы в период 2018 – 2023 годов по ЭЭС ЯНАО в соответствии с мероприятиями с высокой вероятностью реализации не планируется ввод в эксплуатацию и включение на параллельную работу с ЕЭС Российской Федерации генерирующих объектов. Структура установленной мощности электростанций на ЭЭС ЯНАО на 2023 год приведена в таблице 40 и на схеме 30.

Таблица 40

Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2023 год, базовый и умеренно оптимистический прогнозы

Тип электростанции	Мощность, МВт
1	2
Всего, в т.ч.	936,67
ПГУ	625,27
ГТУ	278,4
ПСУ	24
ГПУ	9

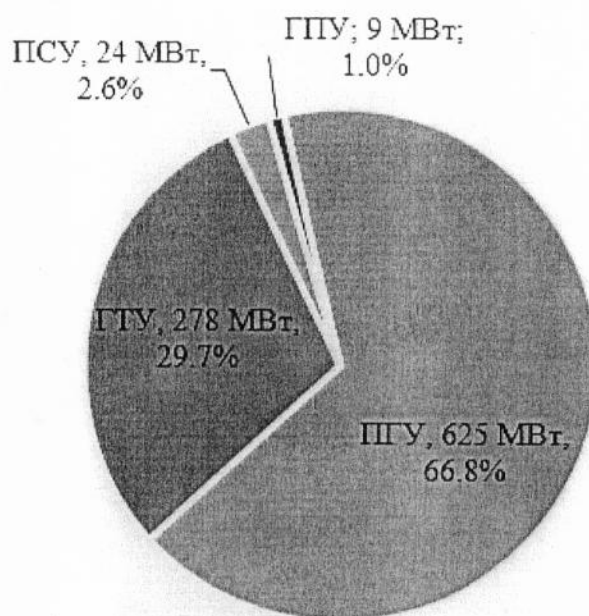


Схема 30. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО на 2023 год, базовый и умеренно оптимистический прогнозы

4.3.4. Потребность электростанций генерирующих компаний в топливе.

В таблице 41 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории ЭЭС ЯНАО.

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

Наименование генерирующей компании	Наименование электростанции	Вид топлива	Потребление, тыс. т у.т.				
			2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6	7	8
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Уренгойская ГРЭС	природный газ	835	835	835	835	835
ООО «НПГЭ»	Ноябрьская ППЭ	природный газ	275,141	275,141	275,141	275,141	275,141
ПАО «Передвижная энергетика»	ПЭС Уренгой	природный газ	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
ПАО «Передвижная энергетика»	ПЭС Лабытнанги	природный газ	62,8	62,8	62,8	62,8	62,8
ООО «Газпром добыча Ямбург»	Ямбургская ГТЭС	дизельное топливо	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
ООО «Газпром добыча Ямбург»	Харвутинская ГТЭС	природный газ	90,123	90,123	90,123	90,123	90,123
ООО «Газпром- добыча Уренгой»	ГТЭС Песцовая	природный газ	27,244	28,981	31,104	31,877	31,877
			21,965	21,965	22,425	23,230	23,230

4.3.5. Перечень планируемых новых объектов теплоснабжения, предусмотренных схемами теплоснабжения муниципальных районов и городских округов ЯНАО.

МО город Салехард.

Согласно схеме развития систем тепло-, электро-, водо-, газоснабжения и водоотведения МО город Салехард на период до 2023 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство ЦТП № 5 (15 Гкал/ч), ЦТП № 6 (7,2 Гкал/ч), ЦТП № 8 (23 Гкал/ч), ЦТП № 10 (7 Гкал/ч), ЦТП № 11 (2 Гкал/ч), ЦТП № 12 (9,8 Гкал/ч);
- строительство ЦТП № 13 (5,5 Гкал/ч), ЦТП № 16 (7,1 Гкал/ч) в центре нагрузок котельных №№ 13, 16;
- строительство пиковой котельной на площадке ГТЭС-1,2 мощностью 112,2 Гкал/ч;
- строительство тепломагистралей для подключения предлагаемых ЦТП к энергетическим комплексам ГТЭС Обдорск с планируемой к строительству «Пиковой котельной ГТЭС-1,2»;
- строительство котельной № 28/1 производительностью 15,0 Гкал/ч;
- строительство котельной на площадке ГТЭС 112,2 Гкал/ч;
- строительство котельной на ЦТП-1 (ТЭС-14) мощностью не менее 34,5 Гкал/ч для покрытия нагрузок котельных № 22, 14;
- строительство котельной в районе ДЭС-2 мощностью 47 Гкал/ч;
- строительство блочно-модульной газовой котельной в планировочном квартале 01:32:02;
- техническое перевооружение котельной № 5 с увеличением установленной мощности на 5,16 Гкал/ч;
- техническое перевооружение котельной № 8 с увеличением установленной мощности на 5,16 Гкал/ч;
- техническое перевооружение котельной № 21, 6, 29;
- реконструкция котельной № 36 с увеличением установленной мощности на 20 Гкал/ч;
- реконструкция котельной № 35 с увеличением установленной мощности на 30 Гкал/ч.

МО город Новый Уренгой.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Новый Уренгой на 2017 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- техническое перевооружение котельной № 4 с увеличением мощности блока № 4/2 до 93,04 МВт (80 Гкал/час), в том числе ПИР;
- модернизация и техническое перевооружение котельной № 1, в том числе реконструкция котла ПТВМ 1 (замена конвективных пакетов), реконструкция котла ПТВМ 3 (замена конвективных пакетов);
- реконструкция и техническое перевооружение котельной № 2, в том числе ПИР;

- техническое перевооружение котельной № 3 (строительство котельной № 3-2, техническое перевооружение котельной 3-1), в том числе ПИР (строительство котельной № 3-2 мощностью 69,78 МВт (60 Гкал/ч), техническое перевооружение котельной 3-1).

- реконструкция ЦТП-1 в районе Лимбяяха в планировочном районе 06:02 (мкр. Надежда) с увеличением мощности до 10 Гкал/ч;

- реконструкция ЦТП-2 в районе Лимбяяха в планировочных районах 06:02, 06:01 с увеличением мощности до 6,5 Гкал/ч;

- реконструкция ЦТП-4 в районе Лимбяяха в планировочном районе 06:01 с увеличением мощности до 11,0 Гкал/ч;

- реконструкция и техническое перевооружение котельной № 3;

- реконструкция и техническое перевооружение котельной № 9, в том числе реконструкция оборудования ВРУ-0,4 кВ;

- реконструкция и техническое перевооружение котельной № 17 (включая газификацию и строительство сетей газоснабжения);

- внедрение АСКУЭ и поагрегатного учета топливно-энергетических ресурсов на котельных № 1,2,3,4,5,7,9,10;

- модернизация существующих и установка дополнительных конденсаторных установок со ступенчатым регулированием на котельных и ЦТП (котельные № 1, 2, 3, 4);

- реконструкция электрооборудования систем освещения котельных № 5, 14, 1, 11, 12, 2, 4 ОАО «Уренгойтеплогенерация-1» с применением энергосберегающих ламп;

- техническое перевооружение источников тепловой энергии котельных г. Новый Уренгой и района Коротчаево с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения в рамках капитального ремонта;

- техническое перевооружение котельной № 6 ООО «Газпром энерго»;

- техническое перевооружение котельной ЦОСК ОАО «Уренгойгорводоканал»;

- техническое перевооружение котельной ГВС СВХ ОАО «Уренгойгорводоканал».

МО город Ноябрьск.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Ноябрьск на 2012 – 2027 годы предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство автоматизированной газовой котельной в мкр. «10» установленной мощностью 400 МВт с наружными сетями инженерного обеспечения, в т.ч. ПИР;

- строительство котельной мощностью 100 МВт в районе мкр. «П-10», в т.ч. ПИР;

- строительство блочно-модульной котельной комплексов «Озерный-1» и «Озерный-2» установленной мощностью до 10 МВт с замещением мощностей ЦТП-28, 29;

- строительство автономного источника теплоснабжения жилого поселка «Северная Нива» – блочной модульной котельной с наружными сетями инженерного обеспечения, в т.ч. ПИР;
- строительство блочно-модульной котельной в мкр. «МЦ» с подключением к системе газоснабжения, прокладкой тепловой сети (450 п. м) и размещением теплообменников для резервного подключения объектов «Больничного городка» к существующей системе теплоснабжения (в т.ч. ПИР);
- подключение БМК-6, БМК-7, БМК-8 как резервных источников теплоснабжения п. МК-87, п. МК-15, п. СМП-329, п. АТХ Геология;
- автоматизация котельной КВГМ - 100 (котлы 2-5) с реконструкцией газовой обвязки и оборудования согласно требованиям норм и правил. Автоматизация общекотельного оборудования до «верхнего уровня управления»;
- обустройство системы оборотного водоснабжения в котельной КВГМ-100;
- перевод резервуаров хранения аварийного запаса нефти для котельных КВГМ-100 и ДЕ-16 на дизельное топливо с предварительными техосвидетельствованием и ревизионно-восстановительными работами;
- реконструкция оборудования поселковой котельной УТДС (замена котлов и оборудования, отработавших нормативный срок службы);
- проектирование и замена ГРУ ДЕ 16/14 котельной № 1 мкр. Вынгапуровский;
- модернизация системы автоматики ДЕ 16 котельной № 1 (в т.ч. ПИР), мкр. Вынгапуровский;
- установка частотных преобразователей на насосное оборудование котельной № 1, мкр. Вынгапуровский;
- замена отработавшего нормативный срок аварийного источника электроснабжения котельной № 1, мкр. Вынгапуровский;
- установка приборов учета потребления энергоресурсов в котельных № 1, 2, мкр. Вынгапуровский;
- строительство теплосети-перемычки «Ноябрьская ПГЭС – котельная «КВГМ-100» 2Ду800 мм. Реконструкция технологических схем НПГЭС и котельной КВГМ-100. Наладка систем теплопотребления в связи с изменением эксплуатационных режимов города в целом. Разработка энергетических характеристик;
- строительство ЦТП, строительство и перекладка тепловых сетей инженерного обеспечения к объектам в мкр. «Б-2», «Б-2А», в т.ч. ПИР;
- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения к зданиям мкр. «9», мкр. «10», в т.ч. ПИР;
- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения к объектам мкр. «П-7», «П-7А», «П-8», в т.ч. ПИР;
- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения 2Ду=250-350 мм в мкр. П-10;

- строительство сетей теплоснабжения от точек подключения к сетям теплоснабжающей организации до границ земельных участков строящихся объектов мкр. Вынгапуровский;

- строительство тепловых сетей инженерного обеспечения в мкр. П-11, П-12, П-13;

- строительство магистральных сетей теплоснабжения 2Ду=300 мм, 2Ду=350 мм от источника мкр. «10» к новым мкр. «12», «13», устройство перемычек между микрорайонами, в т.ч. ПИР;

- строительство резервных теплопроводов и кольцевых теплотрасс от мкр. «10» до котельной КВГМ-100, Ду 700 мм, в т.ч. ПИР;

- реконструкция центральных тепловых пунктов (ЦТП-27 ед.) с установкой приборов учета, современных теплообменников, современных насосов с частотными преобразователями (в т.ч. ПИР), установка повысительных насосов с ЧРП на ЦТП (10 ед.) для компенсации ущерба гидравлическим режимам в микрорайонах, подключенных до мкр. «8»;

- перекладка тепловых сетей, требующих замены, Ду до 273 мм;

- модернизация системы ЦДП с заменой программного обеспечения, установкой общего стенда в ЦДП, подключением сетей и ЦТП на централизованный пульт.

МО город Губкинский.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Губкинский на 2016 год и на перспективу до 2030 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- модернизация городской котельной (установленная тепловая мощность 36 Гкал/ч).

МО город Муравленко.

Схемой теплоснабжения МО г. Муравленко на период 2017 – 2032 годов предусмотрены следующие мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства:

- модернизация и автоматизация котельной КОС;
- модернизация оборудования ЦТП № 3б;
- модернизация оборудования ЦТП БК;
- модернизация оборудования ЦТП № 7;
- модернизация оборудования ЦТП № 1;
- модернизация оборудования ЦТП № 4а;
- строительство двух новых ЦТП в микрорайоне № 8.

МО город Лабытнанги.

Согласно схеме теплоснабжения МО город Лабытнанги на 2017 год и на перспективу до 2023 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция котельной № 1 с заменой котлов ДКВР 10-13 на водогрейные котлы КСВ-8,0;

- реконструкция котельной № 8 «Орбита» с увеличением мощности до 27,9 Гкал/ч;

- реконструкция котельной № 12 (перевод на газообразный вид топлива);

- консервация котельной № 5.

Красноселькупский район.

Согласно Перспективной схеме теплоснабжения МО с. Красноселькуп на период 2017 – 2028 годов предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство новой газопоршневой электростанции (ГПЭС) со схемой выдачи электрической мощности. Установленная мощность 4,424 Гкал/ч;
- реконструкция котельной № 5 «Термаль»;
- создание автоматизированной системы управления тепловыми и гидравлическими режимами котельных и тепловых сетей, при которых автоматически обеспечиваются постоянные напоры в характерных точках магистральных тепловых сетей с контролем температурного режима;
- строительство новой тепловой сети для подключения перспективных потребителей (согласно Генеральному плану) и взаимного резервирования котельных № 4 «Октан» и № 5 «Термаль» с организацией кольцевой схемы тепловых сетей $Du377$ мм, $L = 1\,980$ метров;
- перекладка тепловой сети от распределительного коллектора у котельной № 2 до вывода из котельной №1 (для увеличения пропускной способности тепловой сети и отключения откачивающего насоса): – перекладка с $Du219$ мм на $Du273$ мм, $L = 468$ м (в двухтрубном исчислении);
- строительство новых тепловых сетей для схемы выдачи тепловой мощности от новой газопоршневой станции (ГПЭС) $Du377(325)$ мм, $L = 260$ метров (от магистральной тепловой сети $Du426$ мм в районе вывода из I и II очереди котельной № 5 «Термаль» да ввода в ГПЭС);
- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 2 и № 4 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - $Du325$ мм, $= (137 + 872) = 1\,009$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 1997 гг.;
- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 2 и № 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - $Du273$ мм, $L_{сумм} = (155 + 180) = 335$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 2000 гг.;
- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 2, № 4 и № 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - $Du219$ мм, $L_{сумм} = (1\,214 + 370 + 370) = 1\,954$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 2000 гг.;
- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1...№ 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - $Du159$ мм, $L_{сумм} = (410 + 648 + 1170 + 407) = 2\,635$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2000 гг.;
- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1, № 2 и № 4 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - $Du133$ мм, $L_{сумм} = (100 + 248 + 331) = 679$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1990 – 2000 – 2005 гг.;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1...№ 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - Ду108 мм, $L_{\text{сумм}} = (805 + 1630 + 2230 + 210) = 4\ 875$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2004 гг.;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1...№ 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - Ду276 мм, $L_{\text{сумм}} = (840 + 450 + 570 + 355) = 2\ 215$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2008 гг.;

- перекладка участков магистральной тепловой сети в зонах теплоснабжения котельных № 1...№ 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса: - Ду257 мм, $L_{\text{сумм}} = (90 + 285 + 280 + 30) = 685$ м (в двухтрубном исчислении). Год ввода участков: 1986 – 1990 – 1997 – 2008 гг.

Согласно схеме теплоснабжения села Толька предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция тепловой схемы котельной № 2 «Октан» с организацией второго тепловода, изменением тепловой схемы котельной и расширением существующей АСУ ТП для организации совместной работы с газопоршневой электростанцией (одновременный ввод в эксплуатацию схемы реконструкции с ГПЭС);

- техническое перевооружение котельной № 2 «Октан» с изменением схемы подпитки котлового контура, установкой схемы дозировки комплексона, монтажом стационарной схемы промывки ВВП, монтажом установки деаэрации подпиточной воды с установкой двух баков аккумуляторов ($200\ \text{м}^3$) и пр.;

- вывод из эксплуатации котельных № 1 и № 4 (с демонтажем котельного оборудования) в связи с выработкой основным оборудованием нормативного срока службы и замещением их тепловой мощностью новой котельной № 1 (15 МВт);

- реконструкция распределительного коллектора РК2 на выводе из существующей котельной № 2 для организации возможности параллельной работы с новой котельной № 2 «Октан» и организации взаимного резервирования с существующей котельной № 3.

Согласно схеме теплоснабжения МО село Ратта на период 2014 – 2030 годов предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- реконструкция существующей котельной с увеличением установленной тепловой мощности на 3,2 МВт (2,752 Гкал/ч) за счет строительства нового отдельно стоящего здания с двумя водогрейными котлами единичной теплопроизводительностью по 1,6 МВт и строительством топливного хозяйства (ввод котельной к началу отделочных работ в строящейся школе);

- перевод котельной на двухконтурную схему, замена сетевых и подпиточных насосов, монтаж системы водоподготовки и деаэрации, установка

баков запаса холодной воды и баков аккумуляторов горячей воды
 $V_{стр.} = (2 \cdot 2,5) = 5 \text{ м}^3$ и пр.;

- строительство нового распределительного коллектора (РК) на выводе из существующей котельной с установкой регуляторов давления и подмеса (в связи с различными температурными графиками и располагаемыми напорами для тепловых сетей школы-интерната и жилой части села) и установкой измерительных участков систем коммерческого учета;

- строительство новой тепловой сети от нового распределительного коллектора (РК) существующей и новой котельных: $2\text{Ø}133 \text{ мм}$, $L = (151+54) = 205 \text{ м}$, $2\text{Ø}57 \text{ мм}$, $L = (22+32) = 54 \text{ м}$;

- первая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети (узлы расчетной схемы 3-2/3-2-1/3-2-2/3-2-3/3-2-4/7-1-5) $2\text{Ø}108 \text{ мм}$, $L_{сум.} = 310 \text{ м}$ подземная безканальная, ТГИ ППУ;

- вторая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети (узлы расчетной схемы 7-1-5/11-7/11-6/11-5/11-4/11-3/11-2/11-1/11) $2\text{Ø}108 \text{ мм}$, $L_{сум.} = 330 \text{ м}$ подземная безканальная, ТГИ ППУ;

- третья очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети (узлы расчетной схемы 7-1/7-1-1/7-1-2/7-1-3/7-1-4/7-1-5) $2\text{Ø}76 \text{ мм}$, $L_{сум.} = 261 \text{ м}$ подземная безканальная, ТГИ ППУ;

- четвертая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети (узлы расчетной схемы 3-2/3-3-1/3-3-2/7-2/15-2) $2\text{Ø}89 \text{ мм}$, $L_{сум.} = 324 \text{ м}$ подземная безканальная, ТГИ ППУ;

- пятая очередь строительства нового участка кольцевой тепловой сети (узлы расчетной схемы 7-1/7-2) $2\text{Ø}89 \text{ мм}$, $L_{сум.} = 153 \text{ м}$ подземная безканальная, ТГИ ППУ.

Надымский район.

Согласно схемам теплоснабжения МО Надымского района на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- увеличение установленной тепловой мощности общегородской котельной № 2 на 42,114 Гкал/ч для выдачи в тепловую сеть г. Надыма;

- увеличение установленной тепловой мощности общегородской котельной № 2 за счет установки дополнительного водогрейного котла 30 МВт (25,8 Гкал/ч) в г. Надыме;

- капитальное строительство объекта «Автоматизированный блочно-модульный тепловой пункт и сети ГВС» (пгт Пангоды);

- капитальное строительство объекта «Автоматизированная блочно-модульная котельная для выработки пара производительностью 14,0 т/ч» (пгт Пангоды);

- строительство АСДУ объектами энергоснабжения пгт Пангоды;

- монтаж комплекса тепловых энергоустановок (вспомогательного оборудования для обеспечения горячего водоснабжения поселка Пангоды);

- монтаж комплекса тепловых энергоустановок (вспомогательного оборудования для обеспечения тепловой энергией котельной 72 МВт) (пгт Пангоды);

- замена водогрейных котлов котельных № 1 и № 3 ввиду износа основного оборудования, прошедшего капитальный ремонт в 2003 – 2006 годах (с.п. Приозерный);

- строительство новых котельных с установленной тепловой мощностью 30,96 Гкал/ч в с. Ныда.

Шурышкарский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Шурышкарского района на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство источников тепловой энергии (котельная № 1, с установленной тепловой мощностью 18,04 Гкал/ч) в сельском поселении Мужевское;

- строительство котельной в с. Восяхово, установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч;

- увеличение тепловой мощности котельной № 8 до 14,96 Гкал/час для теплоснабжения южной части сельского поселения Мужевское, за счет ввода в работу дополнительного блока мощностью 5,16 Гкал/ч;

- строительство источника тепловой энергии (котельная, с установленной тепловой мощностью 7,74 Гкал/ч) в с. Шурышкары;

- строительство источников тепловой энергии (котельная, с установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч) в с. Лопхари;

- строительство источников тепловой энергии (котельная с. Азовы, с установленной тепловой мощностью 5,16 Гкал/ч).

Пуровский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Пуровского района на 2014 год и на перспективу до 2028 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство блочно-модульной котельной мощностью 5,0 МВт (4,3 Гкал/ч) в с. Сывдарма;

- строительство новой котельной в мощность 24,68 Гкал/ч районе котельной № 2 с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 1 и № 2 (срок реализации 2018 – 2028 годы);

- строительство новой блочно-модульной котельной в районе котельной № 9 (срок реализации 2020 год);

- строительство новой котельной в п. Пурпе-1 с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 6 и № 8 (срок реализации 2018 – 2019 годы);

- строительство новой котельной в районе артезианских скважин по ул. Аэродромная с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 3 и № 4 (срок реализации 2021 – 2025 годы);

- строительство новой котельной в мкр. Ямальский-2 (срок реализации 2021 – 2025 годы);

- строительство новой котельной в районе котельной № 2 с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 1 и № 2 в пос. Пурпе;

- строительство новой котельной в районе артезианских скважин по ул. Аэродромная с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 3 и № 4 в пос. Пурпе;

- строительство новой котельной в пос. Пурпе с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 6 и № 8;

- строительство новой блочно-модульной котельной в районе котельной № 9 в пос. Пурпе;

- строительство новой котельной в м/р Ямальский-2 в пос. Пурпе;

- увеличение мощности новой котельной в районе котельной № 2 на Гкал/ч в пос. Пурпе;

- установка новых водогрейных котлов мощностью 10 Гкал/ч (3 ед.) и 5 Гкал/ч (2 ед.) в пос. Ханымей;

- строительство блочно-модульной котельной на территории базы отдыха мощностью 3,0 Гкал/ч в дер. Харампур.

Приуральский район.

Программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры МО в Приуральском районе на период 2015 – 2019 годов предусмотрены следующие мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства:

- строительство автоматизированной блочной котельной пос. Горнокнязевск установленной мощностью 0,5 МВт (0,43 Гкал/ч), располагаемой в районе компактно сгруппированной общественной застройки населенного пункта;

- техническое перевооружение котельной № 1 с. Аксарка с монтажом дополнительного котла ТТ-100-6500, установленной мощностью 6,5 МВт, в т.ч. строительство здания (пристроя) в капитальном исполнении, сооружение трубопроводов и пуско-наладочные работы;

- модернизация котельной № 1 с. Аксарка с заменой котлов КИМАК на новые;

- модернизация котельной № 5 с. Аксарка с заменой котлов ВК-22 на новые в связи с истечением срока службы;

- строительство котельной с. Белоярск установленной мощностью 17,5 Гкал/ч, располагаемой на севере территории населенного пункта в коммунально-складской зоне;

- строительство блочно-модульной котельной общественной застройки дер. Лаборовая установленной мощностью 2,1 Гкал/ч, располагаемой в центре территории населенного пункта вблизи компактно сгруппированной общественной застройки;

- строительство блочно-модульной котельной пос. Щучье установленной мощностью 2,58 Гкал/ч, расположенной на территории существующего источника;

- монтаж блочной котельной мощностью 9,0 МВт (7,74 Гкал/ч) в с. Катравож;

- сокращение излишней мощности районной котельной за счет вывода из эксплуатации котлов, выработавших ресурс, на районной котельной (ДКВР 20/14, ДЭ 25/14) в пгт Харп;

- замена 3 водогрейных котлов ПТВМ-30 по сроку эксплуатации на современные котлы, общей мощностью 105 Гкал/ч в пгт Харп;
- замена ВПУ на меньшую по производительности в связи с исчерпанием срока службы (производительность 20 т/ч) в пгт Харп.

Тазовский район.

- строительство и ввод в эксплуатацию новой котельной № 1 установленной тепловой мощностью 6,5 МВт с. Антипаюта;
- техническое перевооружение котельной № 3 «Новая» с. Антипаюта;
- строительство и ввод в эксплуатацию новой котельной установленной тепловой мощностью 15,0 МВт с. Гыда;
- строительство новой газопоршневой электростанции (ГПЭС) установленной мощностью 2,212 Гкал/ч. с. Гыда.

Ямальский район.

- реконструкция тепловых сетей, включая замену тепловой изоляции Яр-Салинское;
- строительство сетей теплоснабжения к объектам нового строительства, 5,41 м, с. Панаевск

4.3.6. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих котельных.

В 2017 году комбинированная выработка тепловой и электрической энергии осуществлялась на следующих электростанциях ЯНАО: Уренгойская ГРЭС (установленная тепловая мощность 410 Гкал/час, осуществляет теплоснабжение р-н Лимбьяха г. Новый Уренгой), Ноябрьская ПГЭС (для обеспечения теплофикационного режима Ноябрьской парогазовой электростанции построена магистральная тепловая сеть «НПГЭС-котельная КГВМ-100»), ГТЭС «Обдорск» и ТЭС-14 (г. Салехард), ДЭС в с. Мужы. Также существует техническая возможность работы в комбинированном режиме электростанций ТЭС пгт Харп и ГПЭС с. Аксарка (данные объекты не осуществляют отпуск тепловой энергии внешним потребителям).

Газотурбинные электростанции нефтяных и газовых месторождений имеют возможность получения тепла на котлах-утилизаторах в комбинированном цикле. На данный момент вся получаемая тепловая энергия с котлов-утилизаторов обеспечивает инфраструктуру месторождений. По причине удаленности ГТЭС от основных потребителей тепловой энергии (коммунальные сети МО) возможность снабжения теплом МО от данных ГТЭС отсутствует.

На ГТЭС-24, ГТГ-3, ГТГ-4 г. Лабытнанги существует возможность выработки тепла в комбинированном цикле на котлах-утилизаторах станций. Для того чтобы станции г. Лабытнанги могли снабжать город тепловой энергией необходимо разработать проект выделения тепла в сети теплоснабжения города.

В г. Муравленко в 2011 году на территории котельная «Центральная» введена в эксплуатацию паро-винтовая машина мощностью 1,0 МВт. Внедрение ПВМ-1000 и эффективное использование её мощности в сетях ВОС и ЦК позволило снизить потребление электроэнергии от сетей МУП «МПГЭС».

Имеется техническая возможность установки на территории Центральной котельной Блок-2 ПВМ-1,0МВт.

4.4. Прогноз возможных объемов развития энергетики ЯНАО на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива.

4.4.1. Ветроэнергетика.

В соответствии со схемой размещения генерирующих объектов электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на территории Российской Федерации, утвержденной приказом Минэнерго России от 29.07.2011 № 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 31.

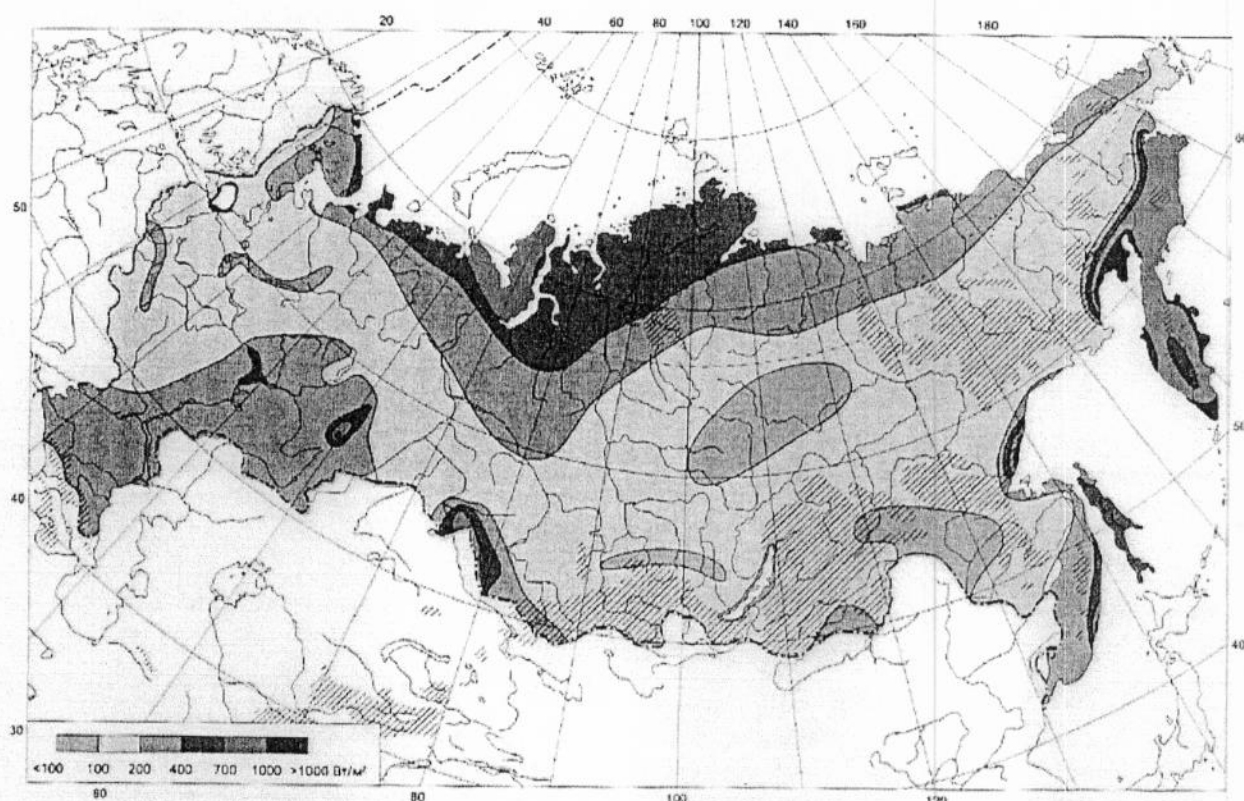


Схема 31. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м²) на высоте 100 м

В частности, развитие ветряной энергетики целесообразно рассматривать в 13 населенных пунктах: Самбург, Находка, Гыда, Ныда, Нори, Кутопьюган, Сеяха, Яр-Сале, Новый Порт, Салемал, Панаевск, Лоборовая, 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 (ВДЭС). Связано это в первую очередь с переменным характером ветропотенциала и нагрузки потребителей. В соответствии с письмом Минэнерго России от 05.09.2016 № ВК-9484/09 для использования в арктических территориях рекомендованы ветроэлектрические установки следующих производителей: Vergnet (Франция), Komaihaltec Inc. (Япония), Vestas (Дания).

В настоящее время строительство объектов энергетики на основе возобновляемых источников энергии не планируется, меры государственной поддержки в автономном округе не предусмотрены. Развитие электроснабжения децентрализованных потребителей автономного округа направлено в первую очередь на снижение объемов потребления привозного дизельного топлива, повышение надежности, эффективности и улучшение качества энергоснабжения. В этих целях в автономном округе 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 линий электропередач, укрупнение центров питания);
- реконструкция существующих энергоисточников и внутрипоселковых линий электропередач 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 Российской Федерации от 17.10.2009 № 823, генерирующий объект, функционирующий на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ), включается в 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 Единой энергетической системой России, не превышение совокупного прогнозного объема производства электрической энергии над величиной, равной 5% совокупного прогнозного объема потерь электрической энергии территориальных сетевых организаций;

- технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах 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 территориальных сетевых организаций.

В пункте 4.7 настоящих Схемы и Программы приведены предложения и мероприятия по электроснабжению, в том числе от новых ВЭС, удаленных пунктов ЯНАО к ЕЭС России для населенных пунктов:

- с. Красноселькуп;

- с. Ныда, с. Нори, с. Кутопьюган;

- с. Аксарка, с. Белоярск, пгт Харп, с. Харсаим;

- с. Газ-Сале, пос. Тазовский;

- с. Мыс Каменный, с. Новый Порт.

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

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

- для всех населенных пунктов, кроме г. Лабытнанги, с. Красноселькуп, с. Аксарка, с. Газ-Сале и пос. Тазовский, вариант электроснабжения от новых ВЭС и существующих автономных источников генерации экономичнее существующей схемы электроснабжения и варианта присоединения к ЕЭС даже при доле ВЭС в полезном отпуске электроэнергии, равной 25%.

Таким образом, можно считать целесообразным разработку проектов ВЭС с определением ветропотенциала и величины выработки электроэнергии такими электростанциями, а также с оценкой их коммерческой эффективности⁹.

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 ГЭС.

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 возобновляемых источников энергии, основанной на энергии приливов – приливных электростанций. Однако у данного типа электростанции отмечается 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 32 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории Российской Федерации.

⁹ Оценка финансовых последствий для участника, реализующего инвестиционный проект.



Схема 32. Карта потока солнечной радиации, приходящегося на 1 м^2 за один день на территории России

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 1700 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на схеме 33.

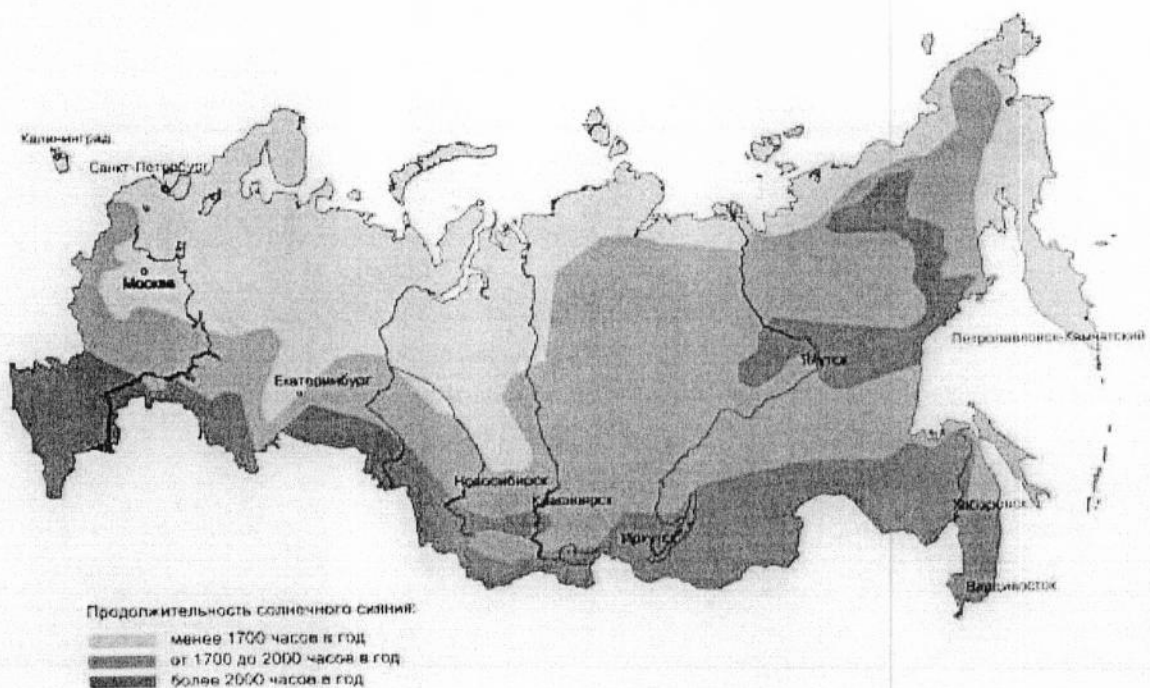


Схема 33. Карта продолжительности солнечного сияния

По приведенным выше картам можно приблизительно оценить максимальную возможную величину выработки электроэнергии на территории ЯНАО: 170 – 200 млн кВт·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, лигно-целлюлозные 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 т 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 сельскохозяйственным 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.

4.5.1. Базовый вариант развития.

В подпункте представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2019 – 2023 годы, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности), соответствующий СиПР ЭЭС на 2018 – 2024 годы.

Перспективный баланс электрической энергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2019 – 2023 годы приведен в таблицах 42 и 43.

Таблица 42

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
на период 2019 – 2023 годов, млн кВт·ч

Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление, млн кВт·ч	11100	11300	11460	11550	11600
Собственная выработка, млн кВт·ч	4729	4791	4844	4892	4929
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	2.21	1.80	1.42	0.79	0.43
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6 371	6 509	6 616	6 658	6 671

Таблица 43

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
на период 2019 – 2023 годов, МВт

Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Потребление всего	1 605	1 630	1 655	1 670	1 680
Установленная мощность электростанций, всего	1008,67	1008,67	1008,67	1008,67	1008,67
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72
ПЭС Надым	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6
ГТЭС Ямбургская	72	72	72	72	72
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120
Муниципальные электростанции г. Салехард	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	596,33	621,3	646,3	661,3	671,3

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2019 – 2023 годы характеризуется как дефицитный. Рост потребления ЭЭС ЯНАО планируется в основном за счет присоединения энергорайона г. Салехарда (до 60 МВт потребления электрической мощности в период до 2023 года), ввода промышленного предприятия ООО «НГХК» (110 МВт) и технологического присоединения объектов АО «Тюменнефтегаз». Данный рост электропотребления покрывается за счет ввода Новоуренгойской ГТЭС и электростанций энергорайона г. Салехарда.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) на 2019 – 2023 годы сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетоков из ЭЭС ХМАО.

4.5.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

Перспективный баланс электрической энергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2019 – 2023 годы приведен в таблицах 44 и 45.

Таблица 44

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО
на период 2019 – 2023 годов, млн кВт·ч

Наименование показателя	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление, млн. кВт·ч	11688	12368	13053	13860	14189
Собственная выработка, млн. кВт·ч	4729	4791	4844	4892	4929
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	5,94	5,82	5,54	6,19	2,38
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6 959	7 577	8 209	8 968	9 260

Таблица 45

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО
на период 2019 – 2023 годов, МВт

Показатель	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год
1	2	3	4	5	6
Потребление всего	1 690	1 784	1 885	2 004	2 055

1	2	3	4	5	6
Установленная мощность электростанций, всего	1008,67	1008,67	1008,67	1008,67	1008,67
Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72
ПЭС Надым	0	0	0	0	0
ГТЭС Ямбургская	72	72	72	72	72
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8
ГПЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120
Муниципальные электростанции г. Салехард	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	681,3	775,3	876,3	995,3	1046,3

4.6. Перечень планируемых к вводу электросетевых объектов.

4.6.1. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем с использованием программного комплекса «RastrWin».

Электрические нагрузки на ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО приняты в соответствии с летним и зимним контрольными замерами 2017 года.

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня. При выполнении расчетов и анализа электрических режимов температура воздуха для зимнего периода принята минус 5⁰С, для летнего периода – плюс 25⁰С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277¹⁰.

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

¹⁰ При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

выше принято, что в зимний период плановые ремонты трансформаторного оборудования не проводятся.

Результаты анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети ЭЭС ЯНАО приведены в пункте 3.1 настоящих Схемы и Программы.

4.6.2. Электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2019 – 2023 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2018 – 2023 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

Расчеты проведены для режимов зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277¹⁰.

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения/вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению с учетом степени их обоснованности.

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.

4.6.2.1. Базовый вариант развития.

В качестве исходной информации при проведении анализа режимов работы схемы электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на перспективу развития до 2023 года были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с СиПР ЕЭС 2018 – 2024, а также мероприятиями инвестиционных программ ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Тюменьэнерго» и крупных потребителей по вводу электросетевого оборудования, по которым выданы технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям. Перечень вышеуказанных мероприятий приведен в таблице 46.

Перечень объектов электросетевого строительства на территории ЭЭС ЯНАО
до 2023 года

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	2	3	4	5	6
1.	Строительство ПС 220 кВ Исконная трансформаторной мощностью 125 МВА	-	1x125	2018	технологическое присоединение в Северном энергорайоне (район ПС 220 кВ Уренгой)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой II цепь на ПС 220 кВ Исконная суммарной ориентировочной протяженностью 8,37 км (4,1 км + 4,273 км)	1x4,1 1x4,273	-		
2.	Строительство ВЛ 110 кВ ПС Исконная - ПП Лимбья-Яха	18,02	-	2018	
3.	Строительство ПС 220 кВ Ермак трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 126 Мвар (2xУШР-63 Мвар) на ПС 220 кВ Ермак	-	2x125 2x40 2x63 (УШР)	2018	технологическое присоединение АО «Транснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»
	Строительство заходов одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея на ПС 220 кВ Ермак суммарной ориентировочной протяженностью 160,62 км (80,42+80,2 км)	1x80,2 1x80,42	-		
4.	Строительство ПС 220кВ Славянская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	-	2x25	2018	
	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2 суммарной ориентировочной протяженностью 283,41 км (141,564 и 141,845 км)	1x141,564 1x141,845	-		
5.	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двухцепной ВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное	2x1,394	2x16	2019	
6.	Строительство ПС 110 кВ Русская с двухцепной ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская	2x68,633	2x80	2019	

1	2	3	4	5	6
7.	Строительство ПС 110 кВ НПС Уренгойская	-	2x40	2019 ¹¹	технологическое присоединение ПАО «Газпром»
	Строительство ВЛ 110 кВ «Лимбя-Яха – НПС Уренгойская-1,2 цепь»	135,105	-	2019	
8.	Строительство ПС 110 кВ ПСП	-	2x16	2019 ¹¹	технологическое присоединение ПАО «Газпром»
9.	Установка АПНУ на ПС 220 кВ Уренгой	-	-	2018	технологическое присоединение Уренгойской ГРЭС к электрическим сетям
10.	Строительство ПС 110 кВ Отдельная с отпайками от ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка – 1,2	2x0,5	2x6,3	2018	технологическое присоединение АО «Газпром-нефть-Ноябрьскнефтегаз». Без увеличения отбора мощности – перераспределение нагрузки с ПС 110 кВ Вышка
11.	Строительство второй ВЛ 110 кВ от ПС 220/110/6 кВ «Оленья» до ПС 110/10 кВ «Песцовая» (ВЛ 110 кВ Песцовая – Оленья - 2)	48,664	-	2019	технологическое присоединение систем электроснабжения объекта «Обустройство нижнемеловых отложений Песцового НГМК на период ОПЭ» ООО «Газпром-
	Строительство ПС 110 ЦПС-4	-	2x10		
	Строительство участков ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая - 1,2 до вновь сооружаемой ПС 110/10 кВ «ЦПС-4» с образованием ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая - 1,2 с отпайкой на «ПС ЦПС-4»	2x10	-		

¹¹ В соответствии с письмом ООО «Газпром инвест» от 03.03.2017 № 17/011-6807 срок ввода ПС 110 кВ НПС Уренгойская и ПС 110 кВ ПСП планируется перенести на 2019 год. Строительство ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПС ПСП 1,2 выполнено в 2017 году.

1	2	3	4	5	6
					добыча Уренгой» к электрическим сетям
12.	Строительство ПП 110 кВ в пролете опор № 41-№ 42 ВЛ 110 кВ Вынгапур – Ярайнерская I, II цепи с отпайкой на Хорошуновская	-	-	2018	технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Газпром-нефть-Ноябрьск-нефтегаз»
13.	Строительство ПС 110 кВ Роспан с питающими ВЛ 110 кВ (отпайки от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха-1,2)	2x11	2x10	2018	технологическое присоединение АО «РОСПАН ИНТЕР-НЕШНЛ»
14.	Строительство ПС 110 кВ ГДН	-	2x40	2019	технологическое присоединение ДКС на Еты-Пуровском газовом месторождении ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
	Строительство СП 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный	-	-		
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ СП Северный – ГДН - 1,2	2x60	-		
15.	Строительство ЛЭП 220 кВ Исконная – Ермак ориентировочной протяженностью 130 км	130	-	2021	Технологическое присоединение АО «Транснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»
	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява трансформаторной мощностью 500 МВА (2x250 МВА)	-	2x250 2x25 (УШР) 4x25 ¹² (БСК)		
	Перевод двухцепной ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская I, II цепи на номинальный класс напряжения 220 кВ с присоединением к РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ермак и ПС 220 кВ Тасу-Ява	-	-		

¹² 1x25 Мвар (УШР) и 2x25 Мвар (БСК) на ПС 220 кВ Тасу-Ява и 1x25 Мвар (УШР) и 2x25 Мвар (БСК) на ПС 110 кВ Русская.

1	2	3	4	5	6
	Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ Тасу-Ява – Русская I, II цепь	2x5 ¹³	-		
	На ПС 220 кВ Вынгапур установка АОПО ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На ПС 220 кВ Исконная установка АОПО ВЛ 220 кВ Исконная – Ермак с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На ПС 500 кВ Кирилловская установка АОПО ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с организацией каналов УПАСК для отключения нагрузки (ОН) на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На ПС 500 кВ Муравленковская изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На Уренгойской ГРЭС установка АОПО КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея, КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На Уренгойской ГРЭС изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На Уренгойской ГРЭС модернизацию АПНУ Уренгойской ГРЭС с организацией каналов УПАСК с действием на ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		

¹³ Протяженность ВЛ 110 кВ требуется уточнить при проектировании.

4.6.2.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

Для проведения расчетов электроэнергетических режимов и определения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, возникающих в результате роста нагрузок в соответствии с умеренно оптимистическим прогнозом потребления мощности, в качестве исходных мероприятий учтены все мероприятия, предусмотренные базовым вариантом развития ЭЭС ЯНАО.

По информации органов исполнительной власти ЯНАО и предприятий, работающих на территории ЯНАО (в том числе ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ПАО «НОВАТЭК», АО «РИТЭК», ООО «Газпромвьет», ООО «ЯРГЕО», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпромпереработка», ООО «Газпром добыча Уренгой»), в настоящее время в разработке находятся планы по присоединению к ЭЭС ЯНАО следующих объектов:

- Средне-Хулымское месторождение с максимальной мощностью 9 МВт;
- Сандибинское месторождение с максимальной мощностью 3,5 МВт;
- энергорайон г. Лабытнанги с максимальной мощностью 42 МВт;
- Северо-Комсомольское месторождение с вводом энергопринимающих устройств 60 МВт в 2022 году и увеличению суммарной потребляемой мощности до 74 МВт до 2055 года;
- Северо-Пуровское газоконденсатное месторождение с максимальной мощностью 6 МВт;
- Харбейское месторождение с максимальной мощностью 40 МВт;
- Пякяхинское месторождение с максимальной мощностью 40 МВт;
- газовое месторождение Каменномысское море с максимальной мощностью 7,6 МВт в 2020 году, 15,7 МВт до 2030 года;
- Ярудейское месторождение с максимальной мощностью 36,58 МВт;
- Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту с максимальной нагрузкой 19,034 МВт;
- подключение Заполярного НГКМ с максимальной мощностью 22,54 МВт;
- планы ООО «Газпром добыча Уренгой» по подключению новых энергопринимающих устройств к существующим ПС 110 кВ в Уренгойском энергорайоне в объеме 54,21 МВт к 2023 году,
- в соответствии с заявкой на технологическое присоединение ООО «РН-Ванкор» планируется увеличение перетока по КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор-1,2 до 150 МВт в 2022 году и до 176,5 МВт после 2022 года.

При моделировании электроэнергетических режимов схемы присоединения вышеуказанных объектов в расчетных моделях приняты условно. Учетные в расчетах данные приведены в таблице 47.

Перечень принятых мероприятий
при моделировании электроэнергетических режимов

№ пп	Объект	Год ввода	Электросетевой объект	Параметры объекта,	
				км	МВА, Мвар
1	2	3	4	5	6
1	Средне-Хулымское месторождение	2018	Сооружение ПС 110 кВ Средне-Хулымская с питающей ВЛ 110 кВ от отпаяк на ПС 110 кВ Приозерная	2x20	2x10
2	Сандибинское месторождение	2018	Сооружение ПС 110 кВ Сандибинская с отпайками от ВЛ 110 кВ Базовая – Ныда - 1,2	2x15	2x6,3
3	Северо-Пуровское газоконденсатное месторождение	2019	Сооружение ПС 110 кВ Северо-Пуровская с ВЛ 110 кВ ПП Лимбья-Яха – Северо-Пуровская - 1,2	2x70	2x10
4	Энергорайон г. Лабытнанги	2022 ¹⁴	Строительство ПС 110 кВ Лабытнанги с питающей ЛЭП 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Салехард – Лабытнанги	2x60	2x40
5	Северо-Комсомольское месторождение	2022	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал – ПК1 - 1,2	2x60	2x63
6	Харбейское месторождение	2020	Сооружение ПС 220 кВ Харбейская с шлейфовым заходом одной из цепей ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская - 1,2 (шлейфовый заход 1 цепи)	2x1	2x63
7	Пякяхинское месторождение	2020	Сооружение ПС 220 кВ Пякяхинская с шлейфовым заходом одной из цепей ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская - 1,2	2x1	2x63

¹⁴ Мероприятие по присоединению энергопринимающих устройств г. Лабытнанги к ЭЭС ЯНАО принято на основании планов органов исполнительной власти ЯНАО. При этом в отдельной работе по инициативе органов исполнительной власти ЯНАО должно быть выполнено определение наиболее целесообразного варианта схемы электроснабжения г. Лабытнанги на основании технико-экономического сравнения различных вариантов схемы электроснабжения, в том числе исходя из планов муниципального образования город Лабытнанги и генерирующих компаний в части модернизации и/или вывода из работы существующих объектов генерации. В настоящей работе срок реализации мероприятия по присоединению энергопринимающих устройств г. Лабытнанги к ЭЭС ЯНАО принят 2022 год. Актуальный срок реализации может быть скорректирован в соответствии с решением о сроке ввода моста через р. Обь в г. Салехарде (сооружение перехода планируется выполнить по вновь сооружаемому мосту).

1	2	3	4	5	6
			(шлейфовый заход 2 цепи)		
8	Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту	2019	Сооружение ПС 110 кВ Уренгойский зпк с ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ ПП Лимбья-Яха – НПС Уренгойская	2x10	2x25
9	Ярудейское месторождение	2021	Сооружение ПС 220 кВ Янгкм с ВЛ 220 кВ с шлейфовым заходом одной из цепей ВЛ 220 кВ Надым – Салехард - 1,2	2x50	2x40
10	Газовое месторождение Каменномысское-море	2020	Сооружение ПС 110 кВ Каменномысское-море с 2-мя ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Взлетная	2x20	2x16

Мероприятия по электросетевому строительству таблицы 47 носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

4.6.3. Анализ характерных ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов работы основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2019 – 2023 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для характерных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2018 – 2023 годы с использованием программного комплекса «RastrWin».

4.6.3.1. Базовый вариант развития.

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.

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных

нагрузок на 2018 – 2023 годы для базового варианта развития выявлено следующее:

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

2) при нормативных возмущениях в нормальной схеме существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования с учетом СРМ (при их наличии):

ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1;

3) при нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования с учетом СРМ (при их наличии):

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский - 1,2, ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1,2;

- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр;

- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Опорная;

- энергорайон, ограниченный ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым;

4) при отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора на ПС 110 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания превышает 105% от номинального значения, а именно:

- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Голубика.

Мероприятия.

Состав рекомендуемых мероприятий в сети 110 кВ и выше до 2023 года по предотвращению и ликвидации недопустимых значений параметров электроэнергетического режима в ЭЭС ЯНАО при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблице 46 приведен ниже.

Некоторые ремонты ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале или ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым производятся преимущественно в зимний период времени при замерзшем грунте для обеспечения подъезда спецтехники. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования ПЭС Уренгой приводит к отключению нагрузки потребителей в Северном энергорайоне и ограничению режима потребления электрической энергии (мощности) при аварийных отключениях в единичных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале или ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым). Таким образом, для возможности обеспечения вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ПЭС Уренгой рекомендуется сооружение ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная с установкой АОПО ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная на ПС 220 кВ Арсенал с действием на ОН в Северном энергорайоне.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н. Пурпейская) наблюдается в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2018 – 2020 годов при отключении 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская или ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 2.

Максимальная токовая нагрузка выявлена в режиме летних минимальных нагрузок 2020 года при отключении 2 СШ 110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская при секционированном транзите 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале с учетом работы АВР на ПС 110 кВ Н.Пурпейская и ПС 110 кВ Барсуковская. Токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1 (участок от ПС 500 кВ Муравленковская до отпайки на ПС 110 кВ Н.Пурпейская) в указанных СРС составляет 107% (418 А) от Идтн (390 А). Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1 и предотвращения ввода ГВО рекомендуется включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский - 1,2. Для реализации данного мероприятия необходима установка основных быстродействующих защит на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский-1,2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко – Сале – ПП Комсомольский-1,2 с организацией ВЧ-канала связи.

Для ликвидации превышения АДТН ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский - 1,2 и ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1,2 и предотвращения ввода ГВО при нормативных возмущениях в единичных ремонтных схемах в схеме замкнутого транзита необходима установка АОПО на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский-1,2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Комсомольский-1,2 с организацией ВЧ-канала связи. Включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский - 1,2 также обеспечивает двустороннюю схему электроснабжения ПС 110 кВ Барсуковская и ПС 110 кВ Н.Пурпейская.

ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр. Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр наблюдается в режимах зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2018 – 2023 годов при аварийном отключении одной из указанных ВЛ 110 кВ в схеме ремонта второй ВЛ 110 кВ. Максимальные токовые нагрузки ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр выявлены в режиме летних минимальных нагрузок 2020 года и составляют 126, 126 и 153% от Идтн соответственно. Выявленные перегрузки превышают АДТН рассматриваемых ВЛ 110 кВ.

На ПС 220 кВ Вынгапур на ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, Вынгапур – Маяк и на ПС 220 кВ Янга-Яха на ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр установлены АОПО с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новогодняя. Токовая нагрузка оставшейся ВЛ 110 кВ после действия АОПО не превысит АДТН, но превысит ДДТН этой ВЛ 110 кВ. Для не превышения ДДТН ВЛ 110 кВ необходим ввод ГВО дополнительно к отключенной действием АОПО нагрузке. Схемно-режимные мероприятия (СРМ), реализация которых позволяет снизить (исключить) ввод ГВО, отсутствуют.

Для исключения ввода ГВО в схеме, складывающейся после единичного нормативного возмущения в ремонтной схеме, рекомендуется строительство ВЛ 110 кВ с реализацией транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская. При этом учитывая планы по вводу энергопринимающих устройств ООО «Газпромдобыча Ноябрьск» на Еты-Пуровском газовом месторождении, максимальной мощностью 35 МВт, со строительством новой ПС 110 кВ ГДН с ВЛ 110 кВ ПП Северный – ГДН - 1,2 рекомендуется реализовать транзит 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская протяженностью около 60 км с использованием планируемого к сооружению участка от ПП 110 кВ Северный до новой ПС 110 кВ ГДН.

1,2 Т 110 кВ ПС 110 кВ Голубика. На ПС 110 кВ Голубика установлены два трансформатора мощностью 2х16 МВА. Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Голубика за последние 5 лет составила 18,8 МВА. Токовая перегрузка 1(2) Т ПС 110 кВ Голубика выявлена при аварийном отключении 2(1)Т ПС 110 кВ Голубика в нормальной схеме отчетного потокораспределения в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок и превышает номинальную мощность оставшегося в работе трансформатора на 18% (на 2,8 МВА). Ликвидация перегрузки путем перевода нагрузки на смежные центры питания по сетям ниже 110 кВ потребителя невозможна.

Учитывая изложенное, в целях ликвидации превышения ДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме рекомендуется замена трансформаторов 2х16 МВА на ПС 110 кВ Голубика на трансформаторы 2х25 МВА.

ПС 110 кВ Опорная. На ПС 110 кВ Опорная установлены два трансформатора мощностью 2х16 МВА. Все существующие ПС 35 кВ г. Новый Уренгой (ПС Аэропорт, ПС Водозабор-1, ПС Посёлок и ПС Город) запитаны по двухцепной транзитной ВЛ 35 кВ Луч – 1,2 (от ПС Варенга – Яха до ПС Опорная). В нормальной схеме электроснабжение осуществляется от ПС 110 кВ Варенга-Яха (2х40 МВА). Указанные ПС 35 кВ осуществляют питание основной части г. Новый Уренгой, в том числе таких социально значимых объектов, как водозабор и аэропорт. Фактическая суммарная максимальная нагрузка ПС 35 кВ за последние 5 лет составляет 22 МВА, по ПС 110 кВ Опорная 12 МВА.

ПС 110 кВ Варенга-Яха присоединена к двухцепной ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – I, II. ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи введена в эксплуатацию в 1984 году. Таким образом, срок эксплуатации ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга – Яха I, II цепи на настоящий момент составляет 33 года. Учитывая большой срок эксплуатации в условиях Крайнего Севера (значительные сезонные климатическими перепады температур и ветровые нагрузки) и прохождение трассы вышеуказанной ВЛ 110 кВ как по заболоченной местности, так и в стесненных городских условиях, в соответствии с актом технического состояния № 19/02-17 от 28.02.2017, составленного по результатам осмотра, требуется комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи. Мероприятия, необходимые для

проведения реконструкции ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи, указаны в подпункте 4.6.4 пункта 4.6 настоящих Схемы и Программы.

В условиях плохого технического состояния ВЛ 110 кВ Уренгой-Варенга-Яха I, II цепи при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – II (I) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – I (II) и наоборот питание нагрузки 35 кВ г. Новый Уренгой будет осуществляться от 1Т ПС 110 кВ Опорная. При этом загрузка ПС 110 кВ Опорная составит до 34/18 МВА (зима/лето) и превысит номинальную мощность оставшегося в работе трансформатора на 212,5/112,5% (на 18/2 МВА).

Учитывая изложенное, рекомендуется замена трансформаторов 2х16 МВА на ПС 110 кВ Опорная на трансформаторы большей мощности¹⁵.

4.6.3.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2018 – 2023 годы для умеренно оптимистического варианта развития выявлены риски, аналогичные базовому варианту, а также следующее:

1) в нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, рекомендуемых для выполнения в базовом варианте и предварительно сформированных мероприятий в таблице 47;

2) при нормативном возмущении в нормальной схеме существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования:

- энергорайон, ограниченный ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале и ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым;

- 3,4 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой.

Состав рекомендуемых мероприятий в сети 110 кВ и выше до 2023 года по предотвращению и ликвидации недопустимых значений параметров электроэнергетического режима в ЭЭС ЯНАО в нормальной схеме и при единичном отключении в нормальной схеме при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблицах 46 и 47, приведен ниже.

Энергорайон, ограниченный ВЛ 220 кВ Тарко-Сале – Уренгойская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым. В случае аварийного отключения Блока 1 Уренгойской ГРЭС в режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок 2021 – 2023 годов наблюдается снижение напряжений в Северном энергорайоне ЭЭС ЯНАО ниже критических значений. В целях недопущения возникновения недопустимых параметров электроэнергетического режима рекомендуется установка БСК 220 кВ с УШР 220 кВ по 100 Мвар на ПС 220 кВ Исконная, ПС 220 кВ Ермак, ПС 500 кВ Тарко-Сале.

3,4 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой. В случае подтверждения планов по вводу новых энергопринимающих устройств в Уренгойском энергорайоне, рассмотренных в рамках умеренно оптимистического прогноза потребления

¹⁵ По данным собственника, в настоящий момент строительные-монтажные работы выполнены на 50%, окончание работ планируется завершить во II квартале 2018 года.

мощности, рекомендуется сооружение новой ПС 220/110 кВ с установкой одного АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА. Учитывая существующее расположение энергопринимающих устройств потребителей, сооружение новой ПС 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ рекомендуется выполнить в районе существующей ПС 110 кВ УГП-2В, с подключением по сети 110 кВ. Окончательные параметры новой ПС 220 кВ, в том числе месторасположение, необходимость и количество ячеек 110 кВ, должно быть определено перед началом реализации по факту поступления заявок на технологическое присоединение. Мероприятия по электросетевому строительству, приведенные выше, могут быть использованы при формировании варианта состава мероприятий, обеспечивающих технологическое присоединение для учтенных исходных и расчетных условий, при этом носят предварительный характер. Необходимость включения указанных мероприятий в итоговый состав мероприятий, обеспечивающих технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей, и сроки строительства должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

4.6.4. Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу по итогам расчетов и анализа перспективных электрических режимов.

4.6.4.1. Базовый вариант развития.

В таблице 48 представлены мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электрических режимов в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений (в дополнение к мероприятиям, представленным в таблице 46).

Таблица 48

Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу в 2018 – 2023 годах в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, базовый вариант

№ пп	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	2	3	4	5	6
1	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ¹⁶	220	-	2021*	компенсационное мероприятие, связанное

¹⁶ Протяженность ВЛ требуется уточнить при проектировании.

1	2	3	4	5	6
	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с переходом со схемы № 5Н на схему 13	-	-		с выводом из эксплуатации ПЭС Уренгой
	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная на ПС 220 кВ Арсенал с действием на ОН в Северном энергорайоне	-	-		
2	Установка основных быстродействующих защит на ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1,2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и организацией ВЧ-канала связи для замыкания в транзит ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1,2	-	-	2019	ликвидация превышений ДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме
3	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале - Комсомольский-1,2 на ПС 500 кВ Тарко-Сале и АОПО ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1,2 на ПС 500 кВ Муравленковская с реализацией каналов УПАСК	-	-	2019	ликвидация превышений АДТН при нормативных возмущениях в ремонтных схемах
4	Сооружение участка ВЛ 110 кВ от точки врезки в ВЛ 110 кВ Северный – ГДН – 1,2 до ПС 110 кВ Губкинская с замыканием транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская	2x20	-	2021*	исключение ввода ГВО при единичных нормативных возмущениях в ремонтной схеме
5	Реконструкция ПС 110/6 кВ Голубика (замена силовых трансформаторов 2x16 МВА на 2x25 МВА)	-	2x25	2018	исключение перегрузки трансформаторного оборудования
6	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная (замена силовых трансформаторов 2x16 МВА на 2x40 МВА)	-	2x40	2018	исключение перегрузки трансформаторного оборудования

* Общий срок сооружения ВЛ с реконструкцией ПС от начала проектирования до ввода объекта в работу составляет не менее 3 лет (СНиП 1.04.03-85 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», Положение о порядке организации и проведения Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145).

Рекомендуемые сроки реализации мероприятий определены на основании расчета и анализа существующих и перспективных электрических режимов и могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Схема электроснабжения ПС 110 кВ Пур.

ПС 110/10 кВ Пур находится на балансе Свердловской железной дороги филиала ОАО «РЖД». На ПС установлено два трансформатора по 10 МВА каждый.

В соответствии с актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электроустановок к ПС 110 кВ Пур присоединены потребители II категории по надежности электроснабжения.

По стороне 110 кВ ПС 110 кВ Пур питается по одной ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пур протяженностью 41 км с двумя отпаечными ПС 110 кВ. В случае аварийного отключения питающей ВЛ 110 кВ отсутствует возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Пур по сетям 10 кВ и ниже на другие центры питания.

Таким образом, в настоящий момент схема присоединения ПС 110 кВ Пур по сети 110 кВ не обеспечивает II категорию по надежности электроснабжения.

С учетом того что в районе расположения ПС 110 кВ Пур в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ПАО «Газпром» предусмотрено строительство новой ПС 110 кВ ПСП с ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПС ПСП 2 ц (41 км), рекомендуется в целях приведения схемы присоединения ПС 110 кВ Пур в соответствие II категории по надежности электроснабжения рассмотреть возможность строительства отпайки от новой ВЛ 110 кВ до ПС 110 кВ Пур ориентировочной протяженностью 1 км.

Мероприятия по развитию городских электрических сетей г. Новый Уренгой.

В настоящее время электроснабжение потребителей г. Новый Уренгой осуществляется от ПС 110 кВ Опорная, ПС 110 кВ Варенга-Яха, ПС 110 кВ Новоуренгойская, ПС 110 кВ Ева-Яха и ПС 110кВ Ямал по тупиковой схеме от ПС 220/110кВ Уренгой:

- ПС 110 кВ Варенга-Яха, ПС 110 кВ Новоуренгойская подключены к двухцепной ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи;

- ПС 110 кВ Опорная, ПС 110 кВ Ева-Яха и ПС 110кВ Ямал подключены к отпаечной двухцепной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ева-Яха (I цепь – отпайка от

ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В и II цепь – отпайка от ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха II цепь).

От каждой из указанных ПС 110 кВ питаются потребители I и II категорий надежности электроснабжения, в том числе аэропорт и водозабор города Новый Уренгой.

ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи введена в эксплуатацию в 1984 году. Таким образом, срок эксплуатации ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи на настоящий момент составляет 33 года. Учитывая большой срок эксплуатации в условиях Крайнего Севера (значительные сезонные климатическими перепады температур и ветровые нагрузки) и прохождение трассы вышеуказанной ВЛ 110 кВ как по заболоченной местности, так и в стесненных городских условиях, в соответствии с актом технического состояния №19/02-17 от 28.02.2017, составленного по результатам осмотра, требуется комплексная реконструкция ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи.

Акт технического состояния составлен по результатам периодических обходов-осмотров, во время которых были выявлены дефекты ВЛ, связанные с коррозией металла опор, повреждениями грозотроса, проводов и фундаментов опор, в том числе 12 опор требуют перестановки на новый фундамент.

В связи с прохождением ВЛ частично по сильно заболоченной местности реконструкцию ВЛ 110 кВ возможно осуществить только в осенне-зимний период времени. Для обеспечения возможности вывода в ремонт двухцепной ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи под реконструкцию необходим предварительный перевод нагрузки по сети потребителя 6-10-35 кВ в объеме более 58 МВА в осенне-зимний период. Существующая электрическая сеть 6-10-35 кВ потребителя позволяет выполнить перевод нагрузки в объеме не более 10 МВА (на ПС 110 кВ Опорная, ПС 110 кВ Ева-Яха и ПС 110 кВ Ямал).

Учитывая высокие риски повреждения существующей двухцепной ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи из-за выявленных дефектов и, как следствие, потери электроснабжения более половины потребителей города Новый Уренгой, а также исключения длительного ввода ограничения при реконструкции, рекомендуется создание вокруг города кольцевой магистральной сети напряжением 110 кВ и обеспечение связи кольцевой сети 110 кВ по сети внешнего электроснабжения не менее чем с двумя независимыми источниками питания энергосистемы через разные опорные подстанции.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется реализация следующих мероприятий для обеспечения возможности реконструкции ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи:

- строительство ПП 110 кВ Монтажник;
- строительство участка ВЛ 110 кВ протяженностью ~4км с организацией ВЛ 110 кВ Уренгой-Монтажник-1,2 цепь (с питанием ПС 110 кВ Новоуренгойская и ПС 110 кВ Варенга-Яха);

- строительство участка ВЛ 110 кВ протяженностью ~4км с организацией ВЛ 110 кВ Уренгой-Монтажник-3,4 цепь (с питанием ПС 110 кВ Ямал, ПС 110 кВ Ева-Яха и ПС 110кВ Опорная). Учитывая, что выполнение реконструкции ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепи (с выводом на длительный период времени) может быть выполнен только с переводом питания ПС 110 кВ Варенга-Яха, ПС 110 кВ Новоуренгойская со стороны ПП 110 кВ Монтажник от отпайки на ПС 110 кВ Ева-Яха, то при сохранении отпаечной схемы по отпайкам на ПС 110 кВ Ева-Яха будет осуществляться электроснабжение вышеуказанных пяти ПС 110 кВ, суммарной нагрузкой в зимний период 110 МВт (согласно данным зимнего контрольного замера нагрузок 2016 года). При этом отпайки на ПС 110 кВ Ева-Яха выполнены проводом марки АС-150 и АС-120, пропускной способностью в зимний период порядка 500 А (95 МВт) при температуре минус 5 С и ниже. Таким образом, учитывая отсутствие возможности перевода нагрузки с указанных пяти ПС 110 кВ в рассматриваемой схеме по сети 6-10-35 кВ на другие центры питания при аварийном отключении одной цепи ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ева-Яха потребуется отключение нагрузки в объеме порядка 15 МВт для ликвидации превышения ДДТН второй цепи ВЛ 110 кВ. В связи с этим необходимо изменение схемы подключения ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ева-Яха, ПС 110 кВ Ямал, ПС 110 кВ Опорная.

Изменение схемы подключения ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ева-Яха, ПС 110 кВ Ямал, ПС 110 кВ Опорная (отпайки от ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В и ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха II цепь) может быть выполнено по одному из следующих вариантов:

вариант 1: Строительство участков ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Лимбья-Яха – НПС Уренгойская до отпайки ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ева-Яха (ориентировочная протяженность 10 км);

вариант 2: Переподключение (строительство участков ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 1 км) отпаечных ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ева-Яха на ВЛ 110 кВ Уренгой-УГТЭС 72 (после выполнения демонтажа ПЭС Уренгой).

Учитывая, что мероприятия по варианту 2 могут быть реализованы только после выполнения демонтажа ПЭС Уренгой с учетом реализации компенсирующих мероприятий (не ранее 2021 года) к реализации, рекомендуется вариант 1. Мероприятия по варианту 1 также позволяют выполнить перевод нагрузки с шин 110 кВ загруженной ПС 220 кВ Уренгой на вновь сооружаемую ПС 220 кВ Исконная (через ПП 110 кВ Лимбья – Яха) и обеспечить электроснабжение г. Новый Уренгой от двух независимых центров питания 220 кВ. Расчеты электроэнергетических режимов показали, что при единичных отключениях в нормальной и ремонтных схемах параметры электроэнергетических режимов не выходят из области допустимых значений.

4.6.4.2. Умеренно оптимистический вариант развития.

В таблице 49 представлены дополнительные мероприятия, рекомендуемые к выполнению на основании расчета и анализа перспективных электрических режимов в целях устранения выявленных схемно-режимных

ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений в рамках рассмотрения умеренно оптимистического прогноза потребления мощности ЭЭС ЯНАО (в дополнение к мероприятиям, представленным в таблицах 46 – 48 и указанным в подпункте 4.6.3.1 пункта 4.6 настоящих Схемы и Программы).

Таблица 49

Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу в 2018 – 2023 годах в рамках умеренно оптимистического прогноза потребления мощности, в целях устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	2	3	4	5	6
1	Строительство новой ПС 220/110 кВ в районе ПС 110 кВ УГП-2В с шлейфовым заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой ¹⁷	2x10	1x125	2019	ликвидация недопустимых токовых нагрузок 3,4 АТ ПС 220 кВ Уренгой при единичных отключениях в нормальной схеме
2	Установка БСК 220 кВ с УШР 220 кВ по 100 Мвар на ПС 220 кВ Исконная, ПС 220 кВ Ермак, ПС 500 кВ Тарко-Сале	-	3x100 + 3x100	2022	обеспечение возможности подключения новой нагрузки Северного энергорайона

Мероприятия таблицы 49 носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

Рекомендуемые сроки реализации мероприятий определены на основании расчета и анализа существующих и перспективных электрических режимов и

¹⁷ Окончательные параметры новой ПС 220 кВ, в том числе необходимость и количество ячеек 110 кВ, должно быть определено перед началом реализации.

могут быть скорректированы в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

При условии реализации мероприятий по строительству ПС 220 кВ в районе ПС 110 кВ УГП-2В и строительству ПП 110 кВ Монтажник целесообразно предусмотреть подключение кольцевой сети 110 кВ г. Новый Уренгой к ПС 110 кВ УГП-2В. Для реализации мероприятия целесообразно предусмотреть строительство шлейфовых заходов ВЛ 110 кВ Лимбя-Яха – Монтажник на ПС 110 кВ УГП-2В. Также при проведении проектных изысканий для мероприятия по строительству ПП 110 кВ Монтажник целесообразно предусмотреть возможность расширения данного объекта до ПС 110/35/10 кВ Монтажник для образования дополнительного центра питания для нужд потребителей г. Новый Уренгой.

Рассматриваемые мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ позволяют:

- существенно снизить вероятность нарушения электроснабжения потребителей г. Новый Уренгой при нормативных возмущениях в ремонтных схемах;

- повысить надежность электроснабжения промышленных потребителей на транзите 110 кВ Уренгой – Буран – Оленья;

- обеспечить возможность подключения дополнительных энергопринимающих устройств в районе г. Новый Уренгой и на транзите 110 кВ Уренгой – Буран – Оленья.

Вышеуказанные мероприятия носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

4.6.4.3. Сводный перечень объектов электросетевого хозяйства, рекомендуемых к сооружению.

Сводный перечень объектов электросетевого хозяйства, рекомендуемых к сооружению до 2023 года на территории ЭЭС ЯНАО приведен в таблице 50.

Сводный перечень объектов электросетевого хозяйства, рекомендуемых к сооружению до 2023 года на территории ЭЭС ЯНАО

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта,		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	2	3	4	5	6
Мероприятия для обеспечения технологического присоединения					
1.	Строительство ПС 220 кВ Исконная трансформаторной мощностью 125 МВА	-	1x125	2018	технологическое присоединение в Северном энергорайоне (район ПС 220 кВ Уренгой)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой II цепь на ПС 220 кВ Исконная суммарной ориентировочной протяженностью 8,37 км (4,1 км + 4,273 км)	1x4,1 1x4,273	-		
2.	Строительство ВЛ 110 кВ ПС Исконная – ПП Лимбья-Яха	18,02	-	2018	
3.	Строительство ПС 220 кВ Ермак трансформаторной мощностью 250 МВА (2x125 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 126 Мвар (2xУШР-63 Мвар) на ПС 220 кВ Ермак	-	2x125 2x40 2x63 (УШР)	2018	технологическое присоединение АО «Гранснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»
	Строительство заходов одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС - Мангазея на ПС 220 кВ Ермак суммарной ориентировочной протяженностью 160,62 км (80,42+80,2 км)	1x80,2 1x80,42	-		
4.	Строительство ПС 220кВ Славянская трансформаторной мощностью 50 МВА (2x25 МВА)	-	2x25	2018	
	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2 суммарной ориентировочной протяженностью 283,41 км (141,564 и 141,845 км)	1x141,564 1x141,845	-		
5.	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с двухцепной ВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное	2x1,394	2x16	2019	
6.	Строительство ПС 110 кВ Русская с двухцепной ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская	2x68,633	2x80	2019	

1	2	3	4	5	6
7.	Строительство ПС 110 кВ НПС Уренгойская	-	2x40	2019 ¹⁸	технологическое присоединение ПАО «Газпром»
	Строительство ВЛ 110 кВ «Лимбя-Яха – НПС Уренгойская-1,2 цепь»	135,105	-	2019	
8.	Строительство ПС 110 кВ ПСП	-	2x16	2019 ⁹	технологическое присоединение ПАО «Газпром»
9.	Установка АПНУ на ПС 220 кВ Уренгой	-	-	2018	технологическое присоединение Уренгойской ГРЭС к электрическим сетям
10.	Строительство ПС 110 кВ Отдельная с отпайками от ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка – 1,2	2x0,5	2x6,3	2018	технологическое присоединение АО «Газпром-нефть-Ноябрьскнефтегаз». Без увеличения отбора мощности – перераспределение нагрузки с ПС 110 кВ Вышка
11.	Строительство второй ВЛ 110 кВ от ПС 220/110/6 кВ «Оленья» до ПС 110/10 кВ «Песцовая» (ВЛ 110 кВ Песцовая – Оленья - 2)	48,664	-	2019	технологическое присоединение систем электроснабжения объекта «Обустройство нижнемеловых отложений Песцового НГМК на период ОПЭ» ООО «Газпромдобыча Уренгой» к электрическим сетям
	Строительство ПС 110 ЦПС-4	-	2x10		
	Строительство участков ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая - 1,2 до вновь сооружаемой ПС 110/10 кВ «ЦПС-4» с образованием ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая - 1,2 с отпайкой на «ПС ЦПС-4»	2x10	-		
12.	Строительство ПП 110 кВ в пролете опор №41-№42 ВЛ 110 кВ Вынгапур – Ярайнерская I, II цепи с отпайкой на Хорошуновская	-	-	2018	технологическое присоединение энергопринимающих устройств

¹⁸ В соответствии с письмом ООО «Газпром инвест» от 03.03.2017 № 17/011-6807 срок ввода ПС 110 кВ НПС Уренгойская и ПС 110 кВ ПСП планируется перенести на 2019 год. Строительство ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПС ПСП 1,2 выполнено в 2017 году.

1	2	3	4	5	6
					АО «Газпром-нефть-Ноябрьскнефтегаз»
13.	Строительство ПС 110 кВ Роспан с питающими ВЛ 110 кВ (отпайки от ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбья-Яха-1,2)	2x11	2x10	2018	технологическое присоединение АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»
14.	Строительство ПС 110 кВ ГДН	-	2x40	2019	технологическое присоединение ДКС на Еты-Пуровском газовом месторождении ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
	Строительство СП 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный	-	-		
	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ СП Северный – ГДН - 1,2	2x60	-		
15.	Строительство ЛЭП 220 кВ Исконная – Ермак ориентировочной протяженностью 130 км	130	-	2021	технологическое присоединение АО «Транснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»
	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява трансформаторной мощностью 500 МВА (2x250 МВА)	-	2x250 2x25 (УШР) 4x25 ¹⁹ (БСК)		
	Перевод двухцепной ВЛ 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Ермак – Русская I,II цепи на номинальный класс напряжения 220 кВ с присоединением к РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ермак и ПС 220 кВ Тасу-Ява	-	-		
	Сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ Тасу-Ява – Русская I,II цепь	2x5 ²⁰	-		
	На ПС 220 кВ Вынгапур установка АОПО ВЛ 220 кВ Вынгапур – Северный Варьеган, ВЛ 220 кВ Вынгапур – Зима с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На ПС 220 кВ Исконная установка АОПО ВЛ 220 кВ Исконная – Ермак с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах	-	-		

¹⁹ 1x25 Мвар (УШР) и 2x25 Мвар (БСК) на ПС 220 кВ Тасу-Ява и 1x25 Мвар (УШР) и 2x25 Мвар (БСК) на ПС 110 кВ Русская.

²⁰ Протяженность ВЛ 110 кВ требуется уточнить при проектировании.

1	2	3	4	5	6
	АО «Тюменнефтегаз»				
	На ПС 500 кВ Кирилловская установка АОПО ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская, ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым с организацией каналов УПАСК для отключения нагрузки (ОН) на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На ПС 500 кВ Муравленковская изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На Уренгойской ГРЭС установка АОПО КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея, КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На Уренгойской ГРЭС изменение логики работы АОПО ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале с организацией каналов УПАСК для ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
	На Уренгойской ГРЭС модернизацию АПНУ Уренгойской ГРЭС с организацией каналов УПАСК с действием на ОН на объектах АО «Тюменнефтегаз»	-	-		
Мероприятия для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений и обеспечения надежного электроснабжения потребителей, базовый вариант					
16.	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ²¹	220	-	2021*	компенсационные мероприятия из-за вывода из эксплуатации ПЭС Уренгой
	Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с переходом со схемы № 5Н на схему 13	-	-		
	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная на ПС 220 кВ Арсенал с действием на ОН в Северном энергорайоне	-	-		
17.	Установка основных быстродействующих защит на	-	-	2019	ликвидация превышений

²¹ Протяженность ВЛ требуется уточнить при проектировании.

1	2	3	4	5	6
	ПС 500 кВ Муравленковская ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1,2 и ПС 500 кВ Тарко-Сале ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и организацией ВЧ-канала связи для замыкания в транзит ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1,2				ДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме
18.	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале - Комсомольский-1,2 на ПС 500 кВ Тарко-Сале и АОПО ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1,2 на ПС 500 кВ Муравленковская с реализацией каналов УПАСК	-	-	2019	ликвидация превышений АДТН при нормативных возмущениях в ремонтных схемах
19.	Сооружение участка ВЛ 110 кВ от точки врезки в ВЛ 110 кВ Северный – ГДН - 1,2 до ПС 110 кВ Губкинская с замыканием транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская	2x20	-	2021*	исключение ввода ГВО при единичных нормативных возмущениях в ремонтной схеме
20.	Реконструкция ПС 110/6 кВ Голубика (замена силовых трансформаторов 2x16 МВА на 2x25 МВА)	-	2x25	2018	исключение перегрузки трансформатор- ного оборудования
21.	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная (замена силовых трансформаторов 2x16 МВА на 2x40 МВА)	-	2x40	2018	исключение перегрузки трансформатор- ного оборудования
22.	Строительства отпайки от новой ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПС ПСП 2 ц до ПС 110 кВ Пур	1	-	2020	обеспечение требуемой категории надежности электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Пур
23.	Строительство ПП 110кВ Монтажник	-	-	2021	обеспечение возможности вывода для комплексной реконструкции ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха I, II цепис заменой
	Строительство участков ВЛ 110 кВ с организацией ВЛ 110 кВ Уренгой – Монтажник-1,2 цепь	2x4,35	-		
	Строительство участков ВЛ 110 кВ с организацией ВЛ 110 кВ Уренгой – Монтажник-3,4 цепь	2x1,7	-		
	Строительство участков ВЛ 110	2x10,11	-	2021	

1	2	3	4	5	6
	кВ от ВЛ 110 кВ Лимбья-Яха – НПС Уренгойская до отпаек ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Ева-Яха				опор без погашения потребителей г. Новый Уренгой
Умеренно оптимистический вариант развития, мероприятия, принятые при моделировании электроэнергетических режимов схем присоединения объектов потребителей					
24.	Сооружение ПС 110 кВ Средне-Хулымская с питающей ВЛ 110 кВ от отпаек на ПС 110 кВ Приозерная	2x20	2x10	2018	электроснабжение Средне-Хулымского месторождения
25.	Сооружение ПС 110 кВ Сандибинская с отпайками от ВЛ 110 кВ Базовая – Ныда - 1,2	2x15	2x6,3	2018	электроснабжение Сандибинского месторождения
26.	Сооружение ПС 110 кВ Северо-Пуровская с ВЛ 110 кВ ПП Лимбья-Яха – Северо-Пуровская - 1,2	2x70	2x10	2019	электроснабжение Северо-Пуровского газоконденсатного месторождения
27.	Строительство ПС 110 кВ Лабытнанги с питающей ЛЭП 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Салехард – Лабытнанги	2x60	2x40	2022 ²²	присоединение энергорайона г. Лабытнанги к ЭЭС России
28.	Сооружение ПС 110 кВ ПК-1 с двухцепной ВЛ 110 кВ Арсенал – ПК1 - 1,2	2x60	2x63	2022	электроснабжение Северо-Комсомольского месторождения
29.	Сооружение ПС 220 кВ Харбейская с шлейфовым заходом одной из цепей ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская - 1,2 (шлейфовый заход 1 цепи)	2x1	2x63	2020	электроснабжение Харбейского месторождения
30.	Сооружение ПС 220 кВ Пякяхинская с шлейфовым заходом одной из цепей ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская - 1,2 (шлейфовый заход 2 цепи)	2x1	2x63	2020	электроснабжение Пякяхинского месторождения
31.	Сооружение ПС 110 кВ	2x10	2x25	2019	электроснабже-

²² Мероприятие по присоединению энергопринимающих устройств г. Лабытнанги к ЭЭС ЯНАО принято на основании планов органов исполнительной власти ЯНАО. При этом в отдельной работе по инициативе органов исполнительной власти ЯНАО должно быть выполнено определение наиболее целесообразного варианта схемы электроснабжения г. Лабытнанги на основании технико-экономического сравнения различных вариантов схемы электроснабжения, в том числе исходя из планов муниципального образования город Лабытнанги и генерирующих компаний в части модернизации и/или вывода из работы существующих объектов генерации. В настоящей работе срок реализации мероприятия по присоединению энергопринимающих устройств г. Лабытнанги к ЭЭС ЯНАО принят 2022 год. Актуальный срок реализации может быть скорректирован в соответствии с решением о сроке ввода моста через р. Обь в г. Салехарде (сооружение перехода планируется выполнить по вновь сооружаемому мосту).

1	2	3	4	5	6
	Уренгойский зпк с ВЛ 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ ПП Лимбя-Яха – НПС Уренгойская				ние Уренгойского завода по подготовке конденсата к транспорту
32.	Сооружение ПС 220 кВ Янгкм с шлейфовым заходом одной из цепей ВЛ 220 кВ Надым – Салехард-1,2	2x50	2x40	2021	электроснабжение Ярудейского месторождения
33.	Сооружение ПС 110 кВ Каменномысское-море с 2-мя ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Взлетная	2x20	2x16	2020	электроснабжение Газового месторождения Каменномысское-море
Мероприятия для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений, умеренно оптимистический вариант					
34.	Строительство новой ПС 220/110 кВ в районе ПС 110 кВ УГП-2В с шлейфовым заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой ²³	2x10	1x125	2019	ликвидация недопустимых токовых нагрузок 3,4 АТ ПС 220 кВ Уренгой при единичных отключениях в нормальной схеме
35.	Установка БСК 220 кВ с УШР 220 кВ по 100 Мвар на ПС 220 кВ Исконная, ПС 220 кВ Ермак, ПС 500 кВ Тарко-Сале	-	3x100 (УШР), 3x100 (БСК)	2022	обеспечение возможности подключения новой нагрузки Северного энергорайона

* Общий срок сооружения ВЛ с реконструкцией ПС от начала проектирования до ввода объекта в работу составляет не менее 3 лет (СНиП 1.04.03-85 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», Положение о порядке организации и проведения Государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий, утвержденное постановлением Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145)

4.6.5. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно актуальной схемы и программы перспективного развития ЕЭС России.

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России 2018 – 2024, отсутствуют.

²³ Окончательные параметры новой ПС 220 кВ, в том числе необходимость и количество ячеек 110 кВ, должно быть определено перед началом реализации.

Некоторые ремонты ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале или ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым производятся преимущественно в зимний период времени при замерзшем грунте для обеспечения подъезда спецтехники. Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования ПЭС Уренгой приводит к отключению нагрузки потребителей в Северном энергорайоне и ограничению режима потребления электрической энергии (мощности) при аварийных отключениях в единичных ремонтных схемах (ремонт ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале или ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым), в связи с чем для возможности обеспечения вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ПЭС Уренгой рекомендуется сооружение ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная АОПО ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная.

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 энергосистемы ЯНАО на период 2018 – 2023 годов.

В таблице 51 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2018 – 2023 годах с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблице 50. В данной таблице для каждого года приведены суммарные величины протяженности вводимых ЛЭП 110 кВ и выше, а также суммарная установленная мощность вновь вводимых трансформаторов (автотрансформаторов).

Таблица 51

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО на период 2018 – 2023 годов

Наименование	Единицы измерения	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	Всего 2018 – 2023 годы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Базовый вариант развития								
ВЛ 500 кВ	км	–	–	–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	км	452	–	220	130	–	–	802
ВЛ 110 кВ	км	161	343	–	10	–	–	514
АТ 500/220 кВ	МВА	–	–	–	–	–	–	–
АТ 220/110 кВ	МВА	425	–	–	500	–	–	925
Т 110 кВ	МВА	322,6	324	–	–	–	–	646,6
Умеренно-оптимистический вариант развития								
ВЛ 500 кВ	км	–	–	–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	км	452	20	224	230	–	–	926
ВЛ 110 кВ	км	161	343	–	10	–	–	514
АТ 500/220 кВ	МВА	–	–	–	–	–	–	–
АТ 220/110 кВ	МВА	425	125	–	500	–	–	1050
Т 110 кВ	МВА	322,6	324	–	–	–	–	646,6

В таблице 52 приведены сводные данные по развитию электрических сетей 35 кВ и ниже на период 2019 – 2023 годов на территории ЭЭС ЯНАО.

Таблица 52

Сводные данные по развитию электрических сетей ниже 35 кВ
на период 2019 – 2023 годы ЭЭС ЯНАО

Наименование	Единицы измерения	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	Всего 2019–2023 годы
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительство/ реконструкция ЛЭП	км	7,9	2,6	–	–	–	10,5
Строительство/ реконструкция ПС/ТП	шт.	3	3	–	–	–	6

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) МО город Лабытнанги;
- 2) МО Красноселькупский район:
 - с. Красноселькуп;
- 3) МО Надымский район:
 - с. Ныда;
 - с. Нори;
 - с. Кутопьюган;
- 4) МО Приуральский район:
 - с. Аксарка;
 - с. Белоярск;
 - пгт Харп;
 - с. Харсаим;
- 5) МО Тазовский район:
 - с. Газ-Сале;
 - пос. Тазовский;
- 6) МО Ямальский район:
 - с. Мыс Каменный;
 - с. Новый Порт.

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 МО город Лабытнанги, с. Красноселькуп, с. Аксарка, с. Газ-Сале и пос. Тазовский, вариант электроснабжения от новых ВЭС и существующих автономных источников генерации экономичнее существующей схемы электроснабжения и варианта присоединения к ЕЭС даже при доле ВЭС в полезном отпуске электроэнергии, равной 25%;

3) высокие существующие тарифы на электроэнергию в удаленных населенных пунктах (от 6,92 руб. без НДС/кВт·ч до 29,40 руб. без НДС/кВт·ч) и низкая себестоимость выработки электроэнергии ВЭС позволяют окупить строительство дорогостоящих ветроэлектростанций;

4) вариант присоединения населенных пунктов к ЕЭС экономичнее существующей схемы электроснабжения для МО город Лабытнанги и с. Красноселькуп. Для комплекса с. Аксарка и с. Харсаим эти варианты равно экономичны (разница суммарных дисконтированных затрат составляет около 5%). Затраты на покупку электроэнергии от существующих автономных источников в этих населенных пунктах выше, чем покупка электроэнергии из ЕЭС, строительство и эксплуатация необходимых для присоединения к ЕЭС электросетевых объектов;

5) вариант присоединения к ЕЭС для ост. капитальных вложений при малых присоединяемых нагрузках.

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

1) разработку проектов ВЭС с определением ветропотенциала и величины выработки электроэнергии такими электростанциями, а также с оценкой их коммерческой эффективности²⁴;

2) разработку проектов по присоединению к ЕЭС МО города Лабытнанги, с. Красноселькуп, и комплекса с. Аксарка и с. Харсаим в случае отсутствия коммерческой эффективности ВЭС.

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2019 – 2023 годы является неотъемлемой частью программы развития электроэнергетики и разработана с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов.

²⁴ Оценка финансовых последствий для участника, реализующего инвестиционный проект.

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

- действующие по состоянию на 01 января 2018 года электрические станции мощностью более 5 МВт;

- действующие по состоянию на 01 января 2018 года электрические сети 110 кВ и выше;

- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в период до 2023 года, с выделением соответствующими условными обозначениями.

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2019 – 2023 годы
 Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше Ямало-Ненецкого автономного округа. Базовый вариант развития

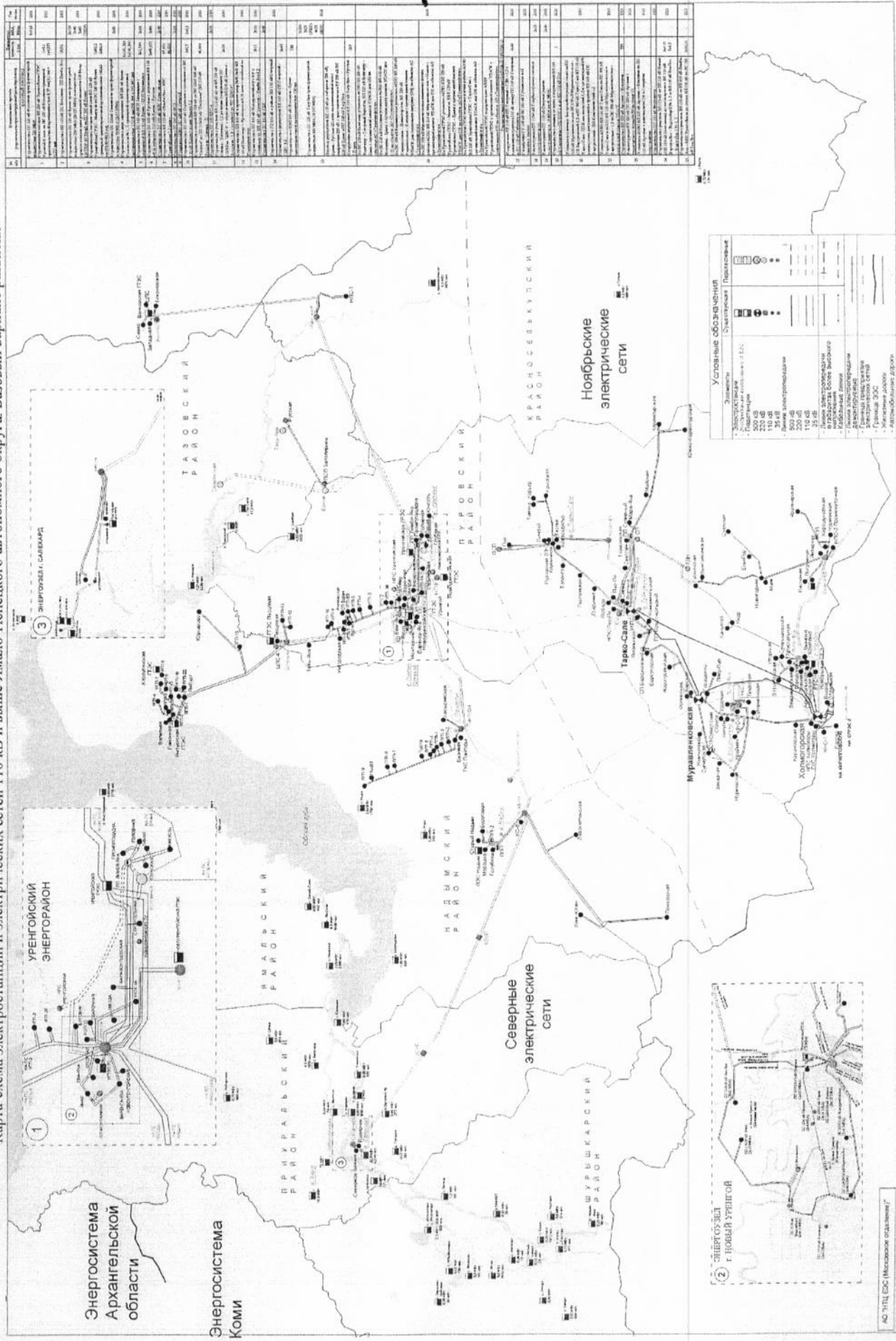
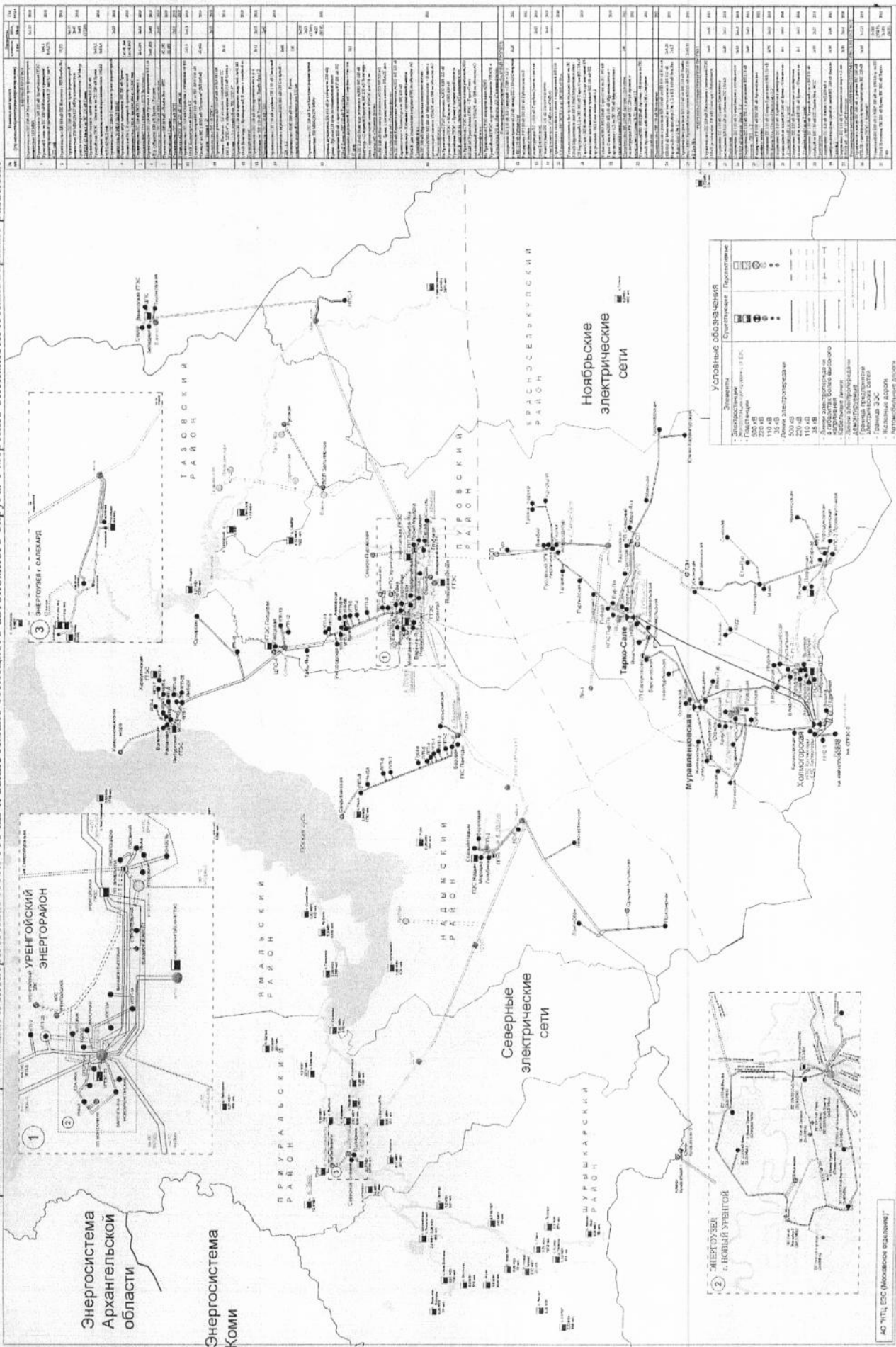


Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2019 – 2023 годы
Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше Ямало-Ненецкого автономного округа. Умеренно оптимистический вариант развития



№	Наименование объекта	Мощность, МВт	Тип	Год ввода в эксплуатацию
1	Электростанция «Сабетта»	100	ГЭС	2019
2	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2020
3	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2021
4	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2022
5	Электростанция «Уренгойская»	100	ТЭС	2023
6	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2024
7	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2025
8	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2026
9	Электростанция «Уренгойская»	100	ТЭС	2027
10	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2028
11	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2029
12	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2030
13	Электростанция «Уренгойская»	100	ТЭС	2031
14	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2032
15	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2033
16	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2034
17	Электростанция «Уренгойская»	100	ТЭС	2035
18	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2036
19	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2037
20	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2038
21	Электростанция «Уренгойская»	100	ТЭС	2039
22	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2040
23	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2041
24	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2042
25	Электростанция «Уренгойская»	100	ТЭС	2043
26	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2044
27	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2045
28	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2046
29	Электростанция «Уренгойская»	100	ТЭС	2047
30	Электростанция «Тарно-Сала»	100	ТЭС	2048
31	Электростанция «Холмогорская»	100	ТЭС	2049
32	Электростанция «Муравленковская»	100	ТЭС	2050