



ГУБЕРНАТОР ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА  
**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**

26 апреля 2017 г.

№ 48-ПГ

г. Салехард

**Об утверждении схемы и программы перспективного развития  
электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа  
на период 2018 – 2022 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 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», **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 2018 – 2022 годов.

2. Признать утратившим силу постановление Губернатора Ямало-Ненецкого автономного округа от 28 апреля 2016 года № 82-ПГ «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого автономного округа на период 2017 – 2021 годов».

3. Настоящее постановление вступает в силу с момента официального опубликования, за исключением пункта 2, который вступает в силу с 01 января 2018 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 26 апреля 2017 года № 48-ПГ

### СХЕМА И ПРОГРАММА

перспективного развития электроэнергетики Ямало-Ненецкого  
автономного округа на период 2018–2022 годов

#### 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 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 Надым, Пур и Таз, 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 - Югрой, 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 ЯНАО<sup>1</sup>:

1) районы:

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

2) города окружного значения:

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

<sup>1</sup> 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 декабря 2012 года.

- Салехард.

За пятьдесят лет численность населения в регионе достигла к 01 января 2017 года 536 326 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 2016 года<sup>2</sup>)

Населённый пункт	Количество жителей (человек)
1	2
Новый Уренгой	111 163
Ноябрьск	106 631
Салехард	48 467
Надым	44 940
Муравленко	32 649
Лабытнанги	26 331
Губкинский	27 346
Тарко-Сале	21 448
Уренгой	10 190
Пангоды	10 597
Пурпе	9 483
Тазовский	7 518
Харп	6 193

#### 1.4. Стратегия развития ЯНАО.

Стратегия социально-экономического развития ЯНАО до 2020 года (утверждена постановлением Законодательного собрания ЯНАО от 14 декабря 2011 года № 839) представляет собой сбалансированную систему ориентиров, задающих целенаправленное движение к неуклонному росту качества жизни населения и повышению устойчивости экономики ЯНАО в обозначенный период.

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

<sup>2</sup> Данные на 01 января 2017 года в органах государственной статистики отсутствуют.

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.

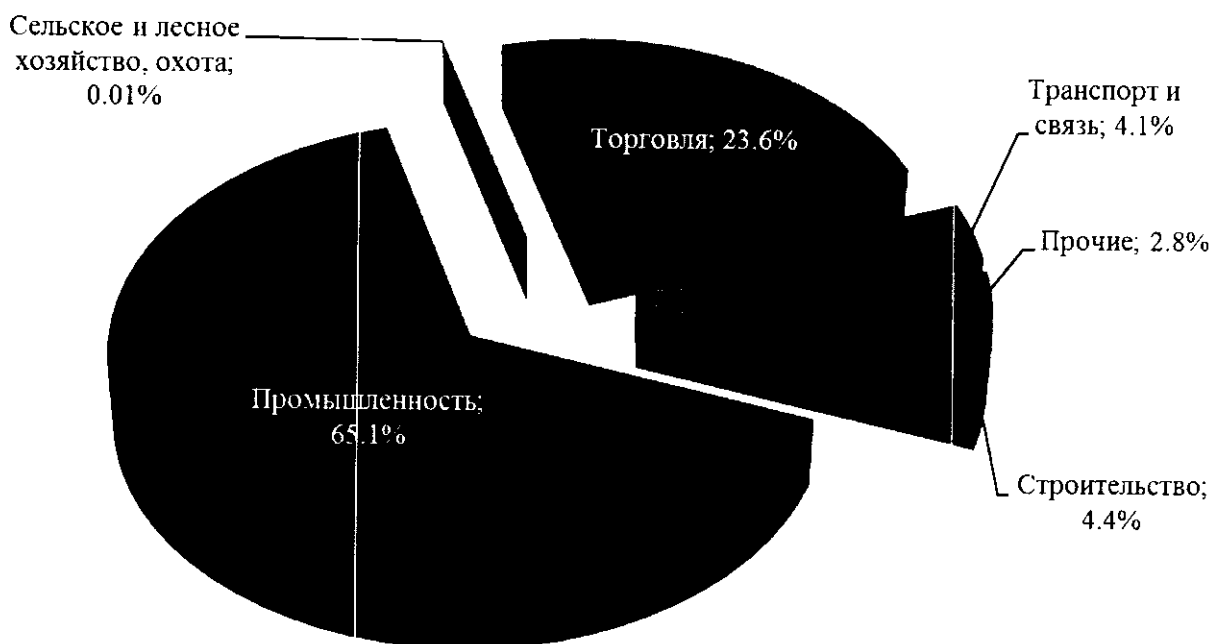


Схема 1. Оборот организаций по видам экономической деятельности в 2015 году

В 2015<sup>3</sup> 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 2 558,1 млрд рублей, что в действующих ценах на 18,7% выше значения за 2014 год.

Наибольший удельный вес (65,1% от всего оборота организаций) приходится на промышленное производство, представленное добычей полезных ископаемых, обрабатывающими производствами, а также производством

<sup>3</sup>Данные за 2016 год в органах государственной статистики отсутствуют.

электроэнергии, газа и воды. В 2014 году удельный вес производства в обороте организаций ЯНАО составил 61,4%.

Строительство составило 4,4% от всего оборота организаций или 113,4 млрд рублей (в 2014 году – 4,6%), торговля – 23,6% или 603,9 млрд рублей (в 2014 году – 25,5%), транспорт и связь – 4,1% или 105,2 млрд рублей (в 2014 году – 5,0%). Около 3,0% приходится на прочие виды экономической деятельности, в том числе сельское и лесное хозяйство (в 2014 году – 3,5%).

В ЯНАО в 2015 году добычу газа производили 35 предприятий на 94 месторождениях (в 2014 году – 36 предприятий на 96 месторождениях).

За 2015 год на территории ЯНАО добыто 507,7 млрд м<sup>3</sup> природного газа (98,4% к 2014 году) (схема 2).

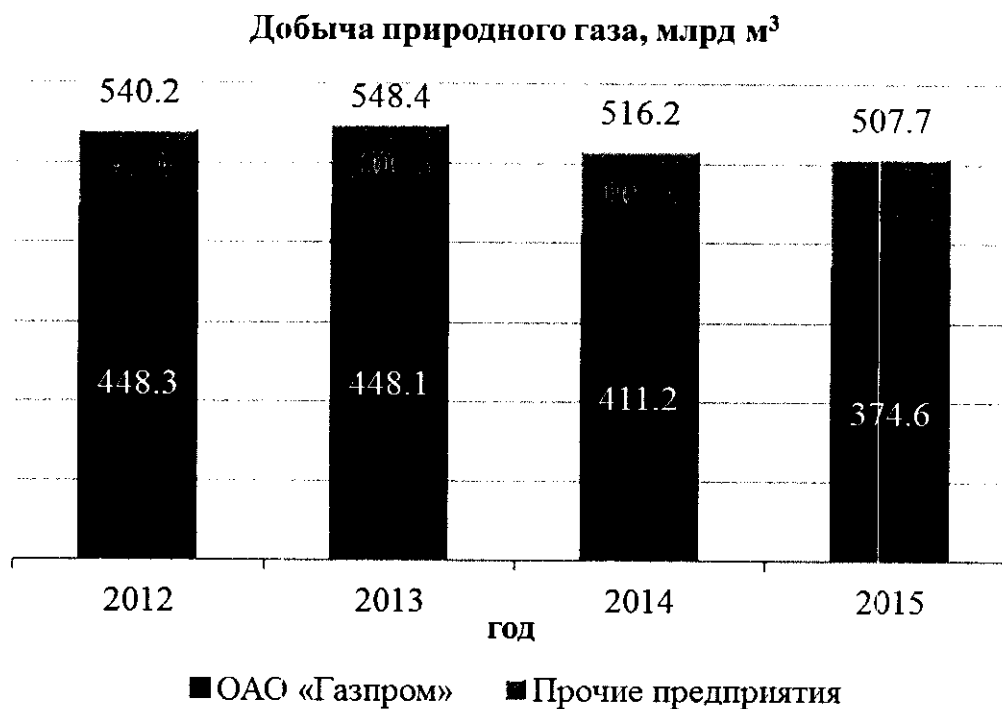


Схема 2. Динамика добычи природного газа на территории ЯНАО за период 2012 – 2015 годов

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 2015 год составила 374,6 млрд м<sup>3</sup> газа, что составляет 73,8% всей добычи газа в ЯНАО. Доля остальных предприятий в общей добыче газа по ЯНАО – 26,2% или 133,2 млрд м<sup>3</sup>.

Динамика и индекс физического объема промышленного производства за период 2011 – 2015 годов приведены на схеме 3.

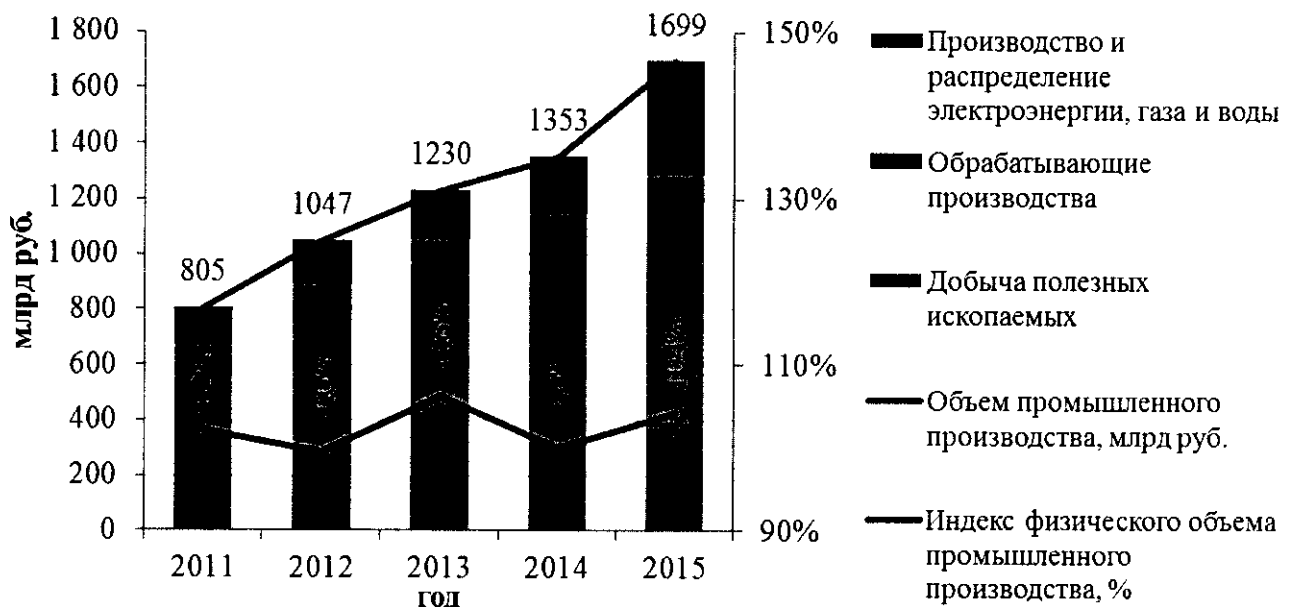


Схема 3. Динамика и индекс физического объема промышленного производства за период 2011 – 2015 годов

За период 2011 – 2015 годов на территории ЯНАО наблюдается рост инвестиционной активности. В рассматриваемый период объем средств, инвестированный в экономическую и социальную сферы, вырос с 469,2 до 776,7 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 2011 – 2015 годов.

В период 2010 – 2012 годов в результате возобновления финансирования были завершены строительство блока ПГУ на Уренгойской ГРЭС (460 МВт) и ввод новой Ноябрьской ПГЭ (119,6 МВт, 2010 год), 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»).

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.

В 2015 году предприятиями и организациями всех форм собственности инвестировано в реальный сектор экономики ЯНАО 776,7 млрд рублей, что в сопоставимых ценах ниже прошлого года на 12,9%.

## **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 2016 году было зафиксировано на уровне 1555 МВт. Потребление электроэнергии на территории ЯНАО за 2016 год составило 11,0562 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 имеет два ярко выраженных максимума – утренний и вечерний.

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



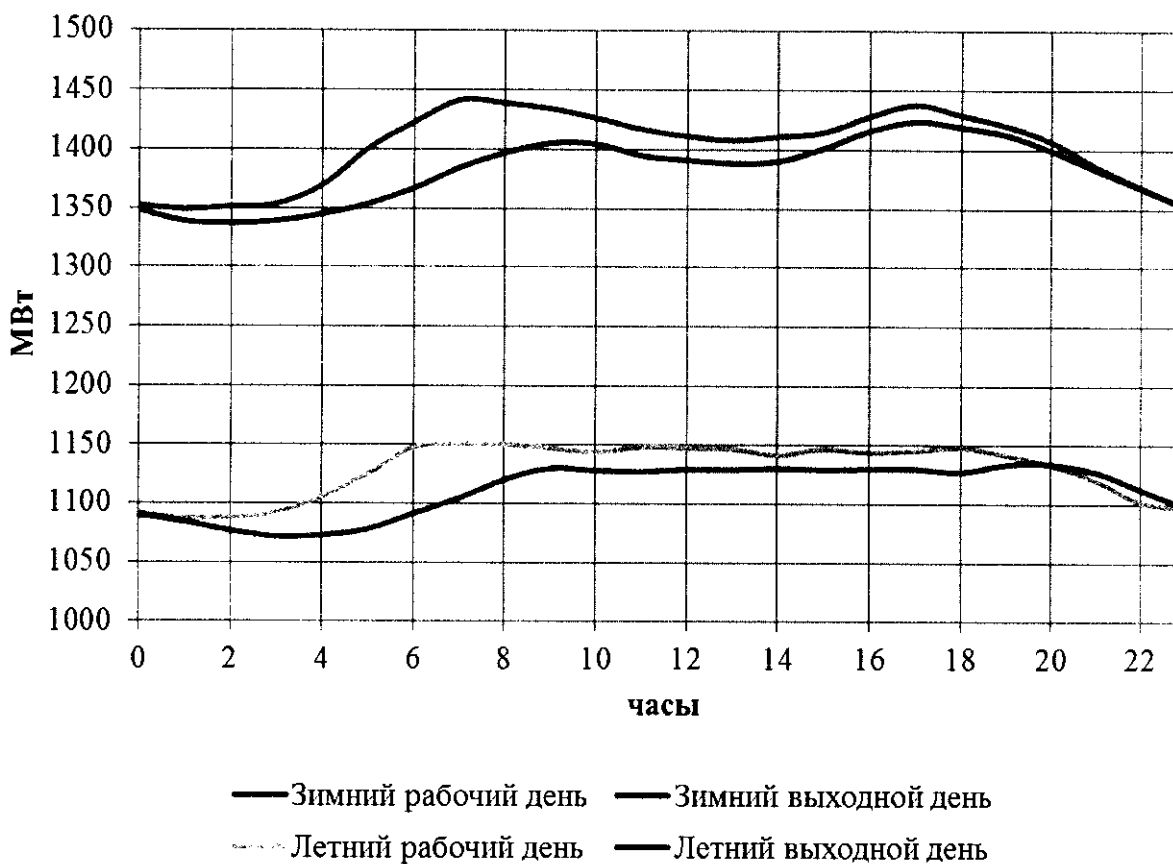


Схема 4. Характерные суточные графики нагрузок зимнего/летнего рабочего/выходного дня ЭЭС ЯНАО

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;
- ПС 220 кВ Надым;
- ПС 220 кВ Оленья;
- ПС 220 кВ Правохеттинская;
- ПС 220 кВ Пангоды;
- ПС 220 кВ Уренгой;
- ПС 220 кВ Мангазея.

#### 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 Лабитнанги. Выработка электроэнергии осуществляется от автономных газопоршневых, газотурбинных и дизельных электростанций.

Наиболее крупным энергорайоном ЯНАО, работающим изолированно от ЕЭС России, является энергорайон г. Салехарда. В энергорайон входит три центра питания ПС 35 кВ и четыре объекта генерации. Управление режимом энергосистемы осуществляет АО «Салехардэнерго». Максимумы нагрузок в энергорайоне г. Салехарда составляют около 68 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. Салехарда 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 3х65,7Мвар, а также 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:

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

- филиал ООО «Ноябрьская ПГЭ» ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»;

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

- ООО «Северная ПЛЭС» (ПЭС «Надым»);

- ООО «Энергетическая Компания «Урал Промышленный – Урал Полярный».

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 энергосистемами 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 «Межрегионэнергосбыт» 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 город Ноябрьск).

Потребители.

На территории ЯНАО действуют следующие крупные потребители:

- ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ямбург»; ООО «Газпром добыча Уренгой»; ООО «Газпром добыча Надым»; ООО «Газпром трансгаз Югорск»; ООО «Газпром трансгаз Сургут»; 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»;
- АО «АК Транснефть» (АО «Транснефть – Сибирь»);
- АО РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ;
- ООО РН-Ванкор;
- АО «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 2016 год составил 11 056,2 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за период 2012 – 2016 годов представлена в таблице 2 и на схеме 5.

Таблица 2

Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2012 – 2016 годы

Электрическая энергия	Единица измерения	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление	млн кВт·ч	10 553,1	11 083,1	11 091,0	11 200,2	11 056,2
Абсолютный прирост	млн кВт·ч	-	530	7,9	109,2	-144
Среднегодовые темпы прироста	%	-	5,02	0,07	0,98	-1,29



Схема 5. Динамика потребления электрической энергии ЭЭС ЯНАО за 2012 – 2016 годы

### 2.2.2. Энергорайоны ЯНАО, работающие изолированно от ЕЭС России.

Объем потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за 2016 год составил 591,4 млн кВт·ч.

Динамика потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за период 2012 – 2016 годов представлена в таблице 3 и на схеме 6.

Таблица 3

Динамика потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за 2012 – 2016 годы

Электрическая энергия	Единица измерения	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление	млн кВт·ч	614,4	548,4	563,6	577,3	591,4
Абсолютный прирост	млн кВт·ч	61	-66	15	14	14
Среднегодовые темпы прироста	%	10,97	-10,74	2,77	2,43	2,43

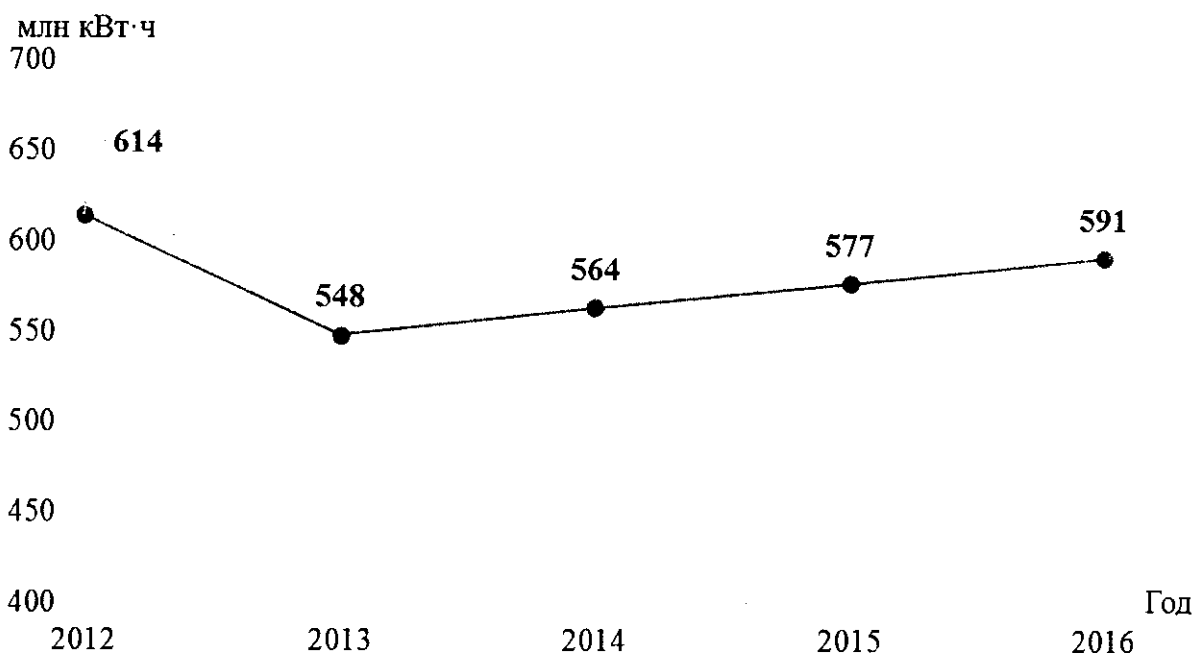


Схема 6. Динамика потребления электрической энергии энергорайонов ЯНАО, работающих изолированно от ЕЭС России, за 2012 – 2016 годы

### 2.2.3. Структура потребления электрической энергии.

В таблице 4 приведена динамика электропотребления по ЯНАО отдельными группами потребителей.

Потребление электрической энергии отдельными группами потребителей ЯНАО  
в 2011 – 2015 годах, млн кВт·ч

Наименование	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6
Добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	10 750,8	10 895,8	11 746,6	9 452,9	9 291,6
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	13,9	11,8	11,8	12,0	12,2
Строительство	419,8	408,8	109,5	413,0	388,5
Оптовая и розничная торговля	н/д	122,3	123,6	127,4	126,1
Транспорт и связь	757,3	759,3	734,9	771,3	742,9
Другие виды экономической деятельности	375,2	298,3	301,4	322,3	312,0
Городское и сельское население	612,4	626,0	647,9	649,0	649,4
Потери в электросетях	147,6	156,5	195,4	367,8	460,2

Структура электропотребления по основным группам потребителей ЯНАО в 2015 году приведена на схеме 7.

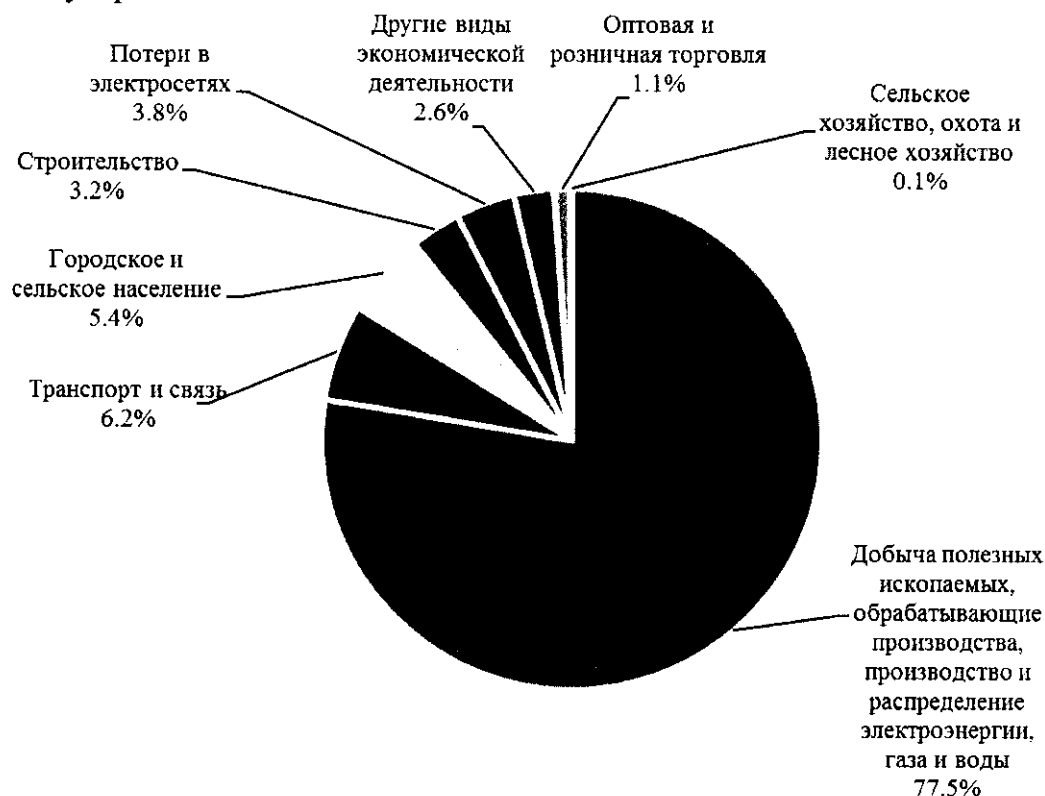
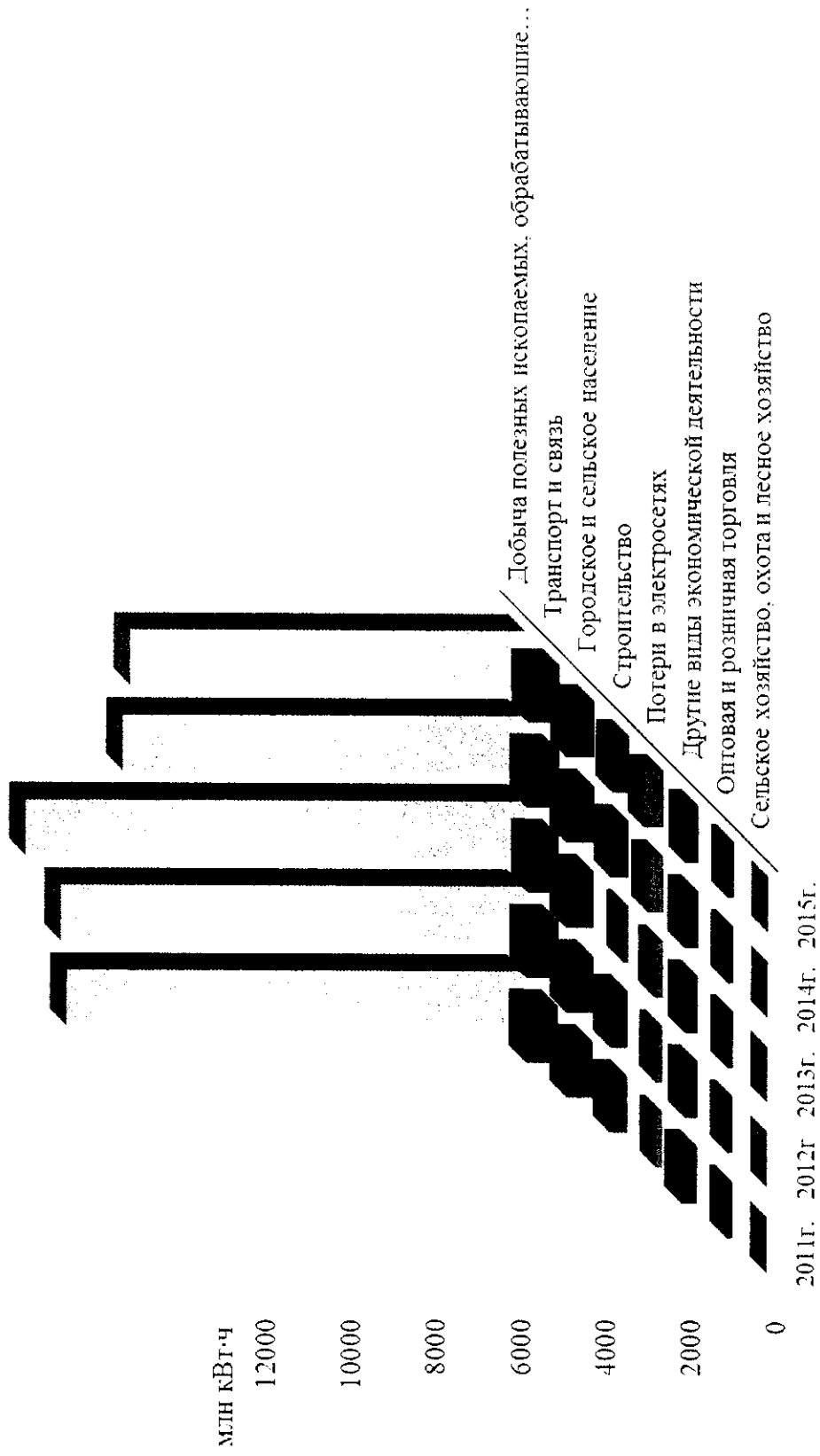


Схема 7. Структура потребления электрической энергии ЯНАО по видам экономической деятельности в 2015 году

Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности за период 2011 – 2015 годов представлена в таблице 7 и на схеме 8.

Более 80% от всей потребленной в ЯНАО электроэнергии потребляется промышленными предприятиями. Населением потребляется около 5% электрической энергии.





2011г. 2012г. 2013г. 2014г. 2015г.  
 Схема 8. Структура потребления электроэнергии ЯНАО по видам экономической деятельности в 2011 – 2015 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 2012 – 2016 годов приведен в таблице 5.

Таблица 5

Сведения о потреблении электроэнергии крупными потребителями ЯНАО за период 2012 – 2016 годов, млн кВт·ч

Потребитель	Показатель	Год				
		2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
ООО «Газпром добыча Ямбург»	млн кВт·ч	300,8	313,4	297,3	293,8	285,6
	МВт	69,0	72,0	68,0	67,0	65,0
ООО «Газпром добыча Уренгой»	млн кВт·ч	276,7	292,6	262,6	254,1	260,6
	МВт	31,6	33,4	30,0	29,0	29,8
ООО «Газпром добыча Надым»	млн кВт·ч	57,4	54,7	54,8	51,1	48,4
	МВт	6,5	8,4	7,8	11	н/д
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	млн кВт·ч	52,0	49,5	49,7	44,4	45,5
	МВт	6,0	5,7	5,7	5,1	5,1
АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	млн кВт·ч	3998	4162	4138	4166	3987
	МВт	455	475	473	476	455
ООО «Газпром переработка»	млн кВт·ч	68,5	78,1	73,9	83,9	н/д
	МВт	11,7	10,9	11,9	10,9	н/д
ООО «НГХК»	млн кВт·ч	27,0	29,2	32,1	34,5	53,0
	МВт	3,1	4,7	6,0	7,5	9,0
ОАО «Губкинский ГПЗ»	млн кВт·ч	391,5	390,4	414,1	516,4	515,8
	МВт	68,0	51,8	65,0	74,0	73,1
Вынгапуровский ГПЗ	млн кВт·ч	152,6	227,4	238,2	177,50	н/д
	МВт	18,7	20,9	23,0	22,0	н/д
ООО «РН-Пурнефтегаз»	млн кВт·ч	1 294,0	1 620,0	1 368	1 360,99	н/д
	МВт	159,0	190,0	206,0	165,0	н/д
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	млн кВт·ч	15,2	33,8	39,7	49,0	80,0
	МВт	1,73	3,86	4,52	5,59	9,1
ОАО «НОВАТЭК» – всего	млн кВт·ч	167,2	200,0	197,6	273,8	н/д
	МВт	28,1	34,5	40,6	37,0	н/д
В т.ч. ОАО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»	млн кВт·ч	46,3	57,5	78,0	93,2	н/д
	МВт	7,7	11,5	12,5	13,0	н/д
ОАО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВ-НЕФТЕГАЗ»	млн кВт·ч	67,1	88,4	56,1	105,8	н/д
	МВт	12,0	14,2	19,0	14,0	н/д
ОАО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕ-НЕФТЕГАЗ»	млн кВт·ч	53,8	54,1	63,5	74,8	н/д
	МВт	8,4	8,8	9,1	10,0	н/д
АО «Транснефть – Сибирь»	млн кВт·ч	66,2	64,1	63,1	75,8	98,88
	МВт	91,2	81,4	78,8	99,8	119,3

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 2012 – 2016 годов, МВт

Наименование	Год				
	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
Максимум потребления	1472	1449	1496	1462	1555
Ноябрьские электрические сети	1174	1139	1179	1129	1174
Северные электрические сети	298	310	317	333	381

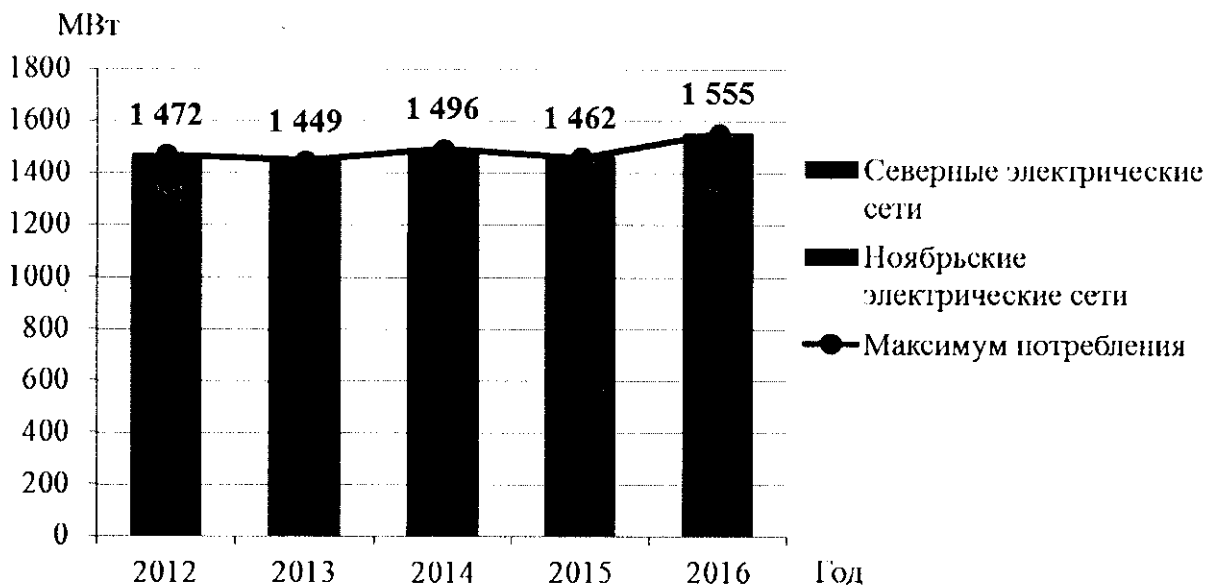


Схема 9. Динамика изменения максимума потребления ЭЭС ЯНАО за 2012 – 2016 годы

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 2017 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 2011 – 2015 годы, МВт

Наименование МО	Год				
	2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6
Город Салехард	61,0	62,0	67,0	70,9	72,1
Город Лабытнанги	26,3	26,5	26,5	28,8	28,8
Приуральский район	12,5	11,1	12,4	19,8	12,7
Ямальский район	10,9	10,5	11,1	13,3	13,6
Тазовский район	21,9	24,4	21,6	21,6	21,6
Красноселькупский район	5,7	6,2	6,3	6,4	6,4
Надымский район (село Кутопьюган, село Нори, село Ныда)	2,1	2,2	2,4	2,5	2,2
Шурышкарский район	8,4	8,7	8,8	9,7	9,7
Пуровский район (поселок Самбург, село Толька)	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
Итого	149,9	152,7	157,2	164,2	168,3

#### 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 (п. 4.6.1) среди крупных узлов нагрузки выявлена ПС 220 кВ Вынгапур, на которой имеется вероятность токовой перегрузки автотрансформаторного оборудования, при единичных отключениях в нормальной и основных ремонтных схемах, для ликвидации которых возможно ограничение электроснабжения потребителей.

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 2017 года

№ п/п	Муниципальное образование	Количество котельных	Суммарная установленная мощность, Гкал/час	Преимущественный вид топлива
1	2	3	4	5
1	Город Губкинский	5	177,0	газ, нефть
2	Город Лабытнанги	16	279,32	газ, нефть, ДТЗ, мазут
3	Город Муравленко	8	352,04	газ, нефть, попутный газ

1	2	3	4	5
4	Город Ноябрьск	24	694,61	газ, ДТЗ, попутный газ
5	Город Новый Уренгой	16	1466	газ, газовый конденсат, ГШЗ, мазут
6	Город Салехард	39	347,5	газ, ДТЗ
7	Красноселькупский район	7	91,33	нефть, ГШЗ, газовый конденсат, дрова
8	Надымский район	35	899,29	газ, ВЭР, нефть, ДТЗ, газовый конденсат
9	Приуральский район	11	193,13	газ, ДТЗ, мазут, нефть
10	Пуровский район	29	413,89	газ, ГШЗ, нефть
11	Тазовский район	15	134,09	газ, ГШЗ, ДТЗ
12	Шурьшкарский район	21	77,5	ДТЗ, уголь
13	Ямальский район	19	131,32	газ, ГКСКН, ДТ, уголь, дрова

В таблице 9 приведена динамика потребления тепловой энергии за период 2011 – 2015 годов.

Таблица 9

Динамика потребления тепловой энергии в ЯНАО, тыс. Гкал

Показатель	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
1	2	3	4	5	6
Произведено тепловой энергии	7144,4	7355,1	7681,4	7618,2	7079,6
Получено тепловой энергии со стороны	133,6	107,6	136,1	106,1	118,8
Отпуск потребителям – всего	6018,9	6181,3	6547,4	6316	5979,4
Населению	3702,1	3685,0	3891,7	3824,8	3617,3
Бюджетным организациям	742,2	798,3	860,0	862,2	768,2
Предприятиям на производственные нужды	422,5	449,8	282,0	312,5	191,7
Прочим организациям	1152,1	1248,1	1513,8	1316,5	1363,2

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

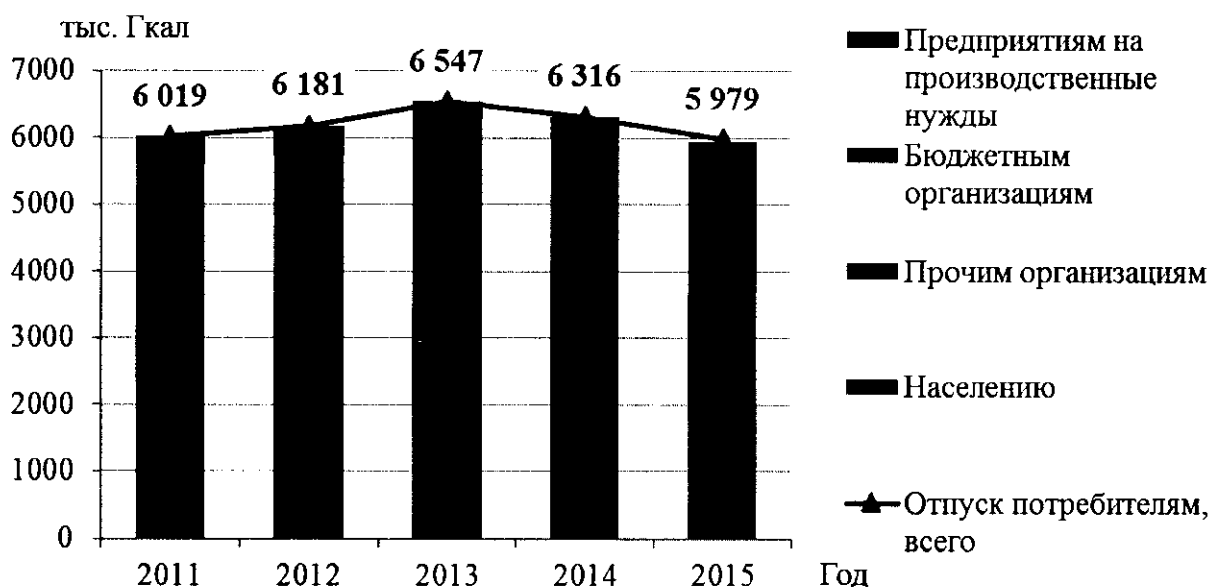


Схема 10. Структура отпуска тепловой энергии по ЯНАО за 2011 – 2015 годы

На схеме 11 представлены данные о выработке и полезному отпуску тепловой энергии в МО в ЯНАО в 2016 году.

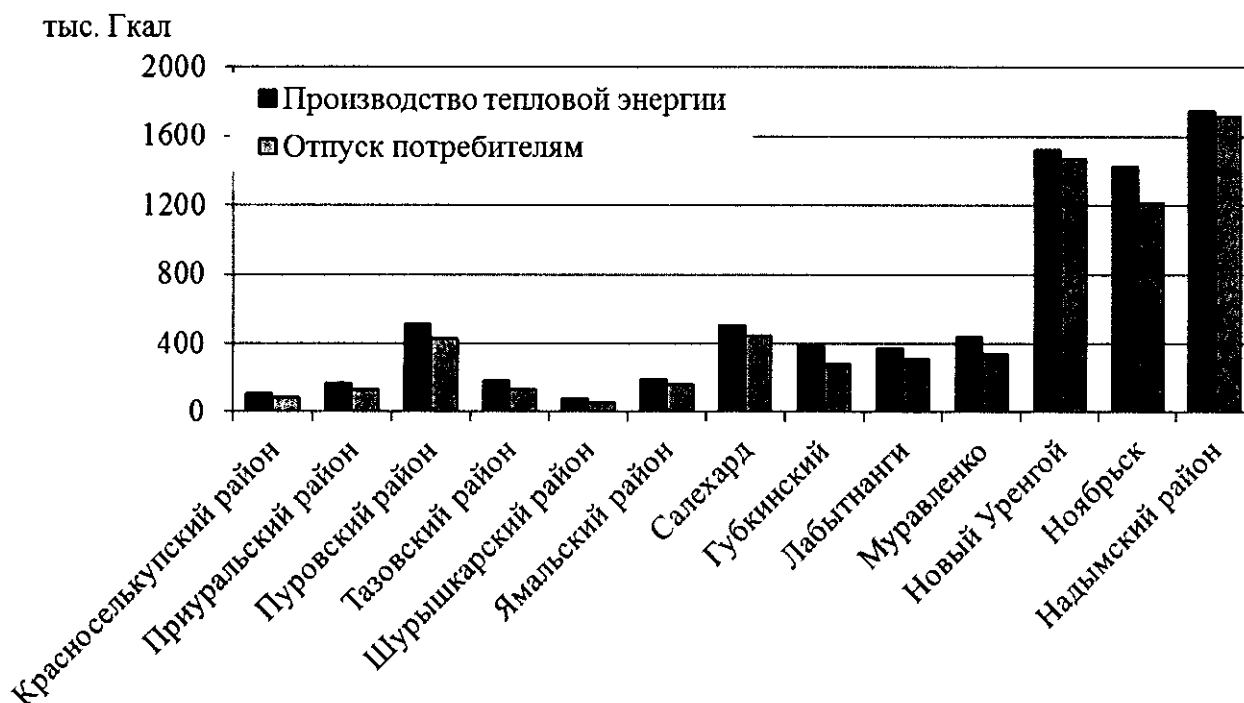


Схема 11. Выработка и полезный отпуск тепловой энергии в 2016 году, тыс. Гкал

## 2.7. Перечень основных потребителей тепловой энергии в ЯНАО.

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

## 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.
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 2017 года составляет 850,27 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 2017 года, МВт

Мощность электростанций ЯНАО	МВт
1	2
Суммарная установленная мощность электростанций ЯНАО	1719
Синхронизированная с ЕЭС России часть, в т.ч.	859,27
ПГУ	625,3
ГТУ	201
ПСУ	24
ГПУ	9
Электростанции, работающие изолированно от ЕЭС, в т.ч.	860,03
Автономные источники промышленных предприятий, в т.ч.	546,2
ГТУ	388,3
ДЭС	80,5
ГПГУ	77,4
Автономные источники территориально-изолированных МО, в т.ч.	313,53
ДЭС	125,67
ГТУ	155,4
ГПГУ	32,46

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

В 2016 году на Уренгойской ГРЭС (АО «Интер РАО – Электрогенерация») выполнена перемаркировка энергоблоков с увеличением установленной мощности на 15,7 МВт. С учетом перемаркировки установленная мощность Уренгойской ГРЭС составила 529,7 МВт.



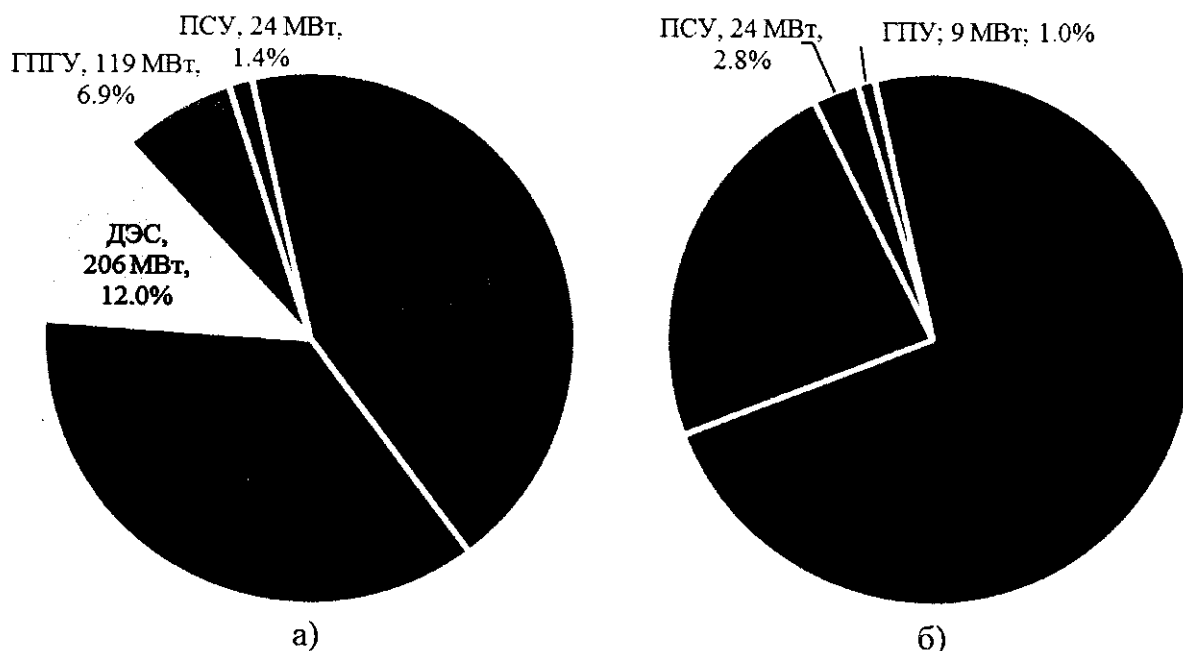


Схема 12. Структура установленной электрической мощности на территории ЯНАО по типам генерирующих установок:  
а) всего по территории ЯНАО; б) в синхронизированной зоне

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». 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

Вид собственности	Наименование	Тип генерирующих установок	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4
Генерирующие компании субъектов электроэнергетики	АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	ПГУ, ПСУ	529,7
	ООО «НПГЭ»	ПГУ	119,6
	ПАО «Передвижная энергетика»	ГТУ	72
	ООО «Северная ПЛЭС»	ГТУ	24
Электростанции промышленных предприятий	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

1	2	3	4
	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»	ГПУ, ГТУ	70
	АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	ГТУ, ДЭС	19,5
	ОАО «НОВАТЭК»	ГТУ	8
	Филиал АО «СибурТюменьГаз» – Вынгапуровский ГПЗ	ГПУ	9
Электростанции муниципальных предприятий	г. Салехард	ГТУ, ДЭС, ГПУ	85,3
	г. Лабытнанги	ГТУ	73
	Шурышкарский район	ДЭС	21,96
	Ямальский район	ГТУ, ДЭС	43,61
	Красноселькупский район	ДЭС	11,12
	Тазовский район	ГТУ, ДЭС	50,71
	Приуральский район	ДЭС, ГПУ	33,269
	Пуровский район	ДЭС	4,32
	Надымский район	ДЭС	6,74

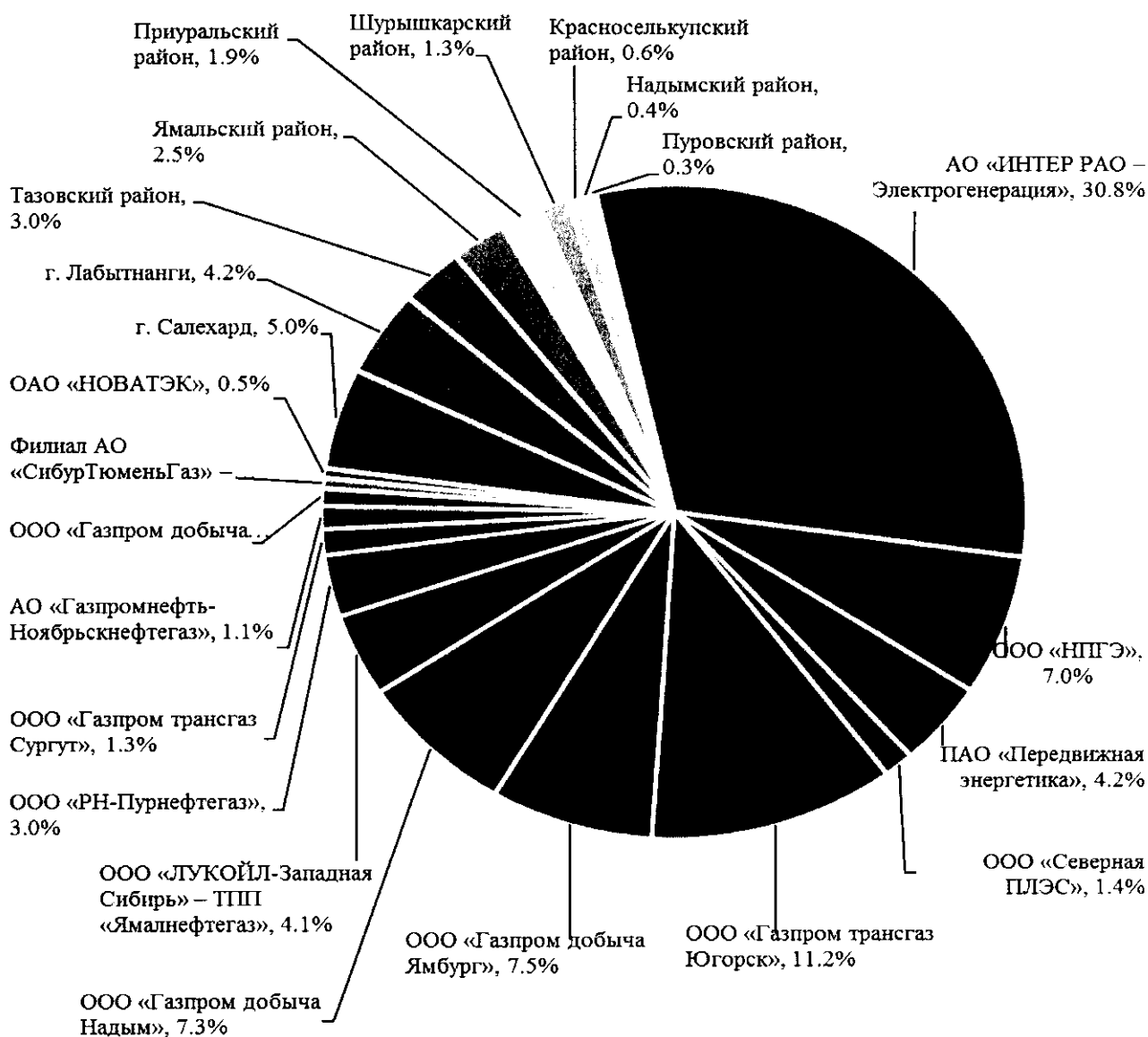


Схема 13. Структура установленной мощности генерирующих установок ЯНАО по собственникам

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 01.01.2017

№ 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 РАО – Электрогенерация»)	всего по электростанции			529,7
		1Г-ПТ	ПГУ	2012	164,1
		1Г-1ГТ	ПГУ	2012	170,1
		1Г-2ГТ	ПГУ	2012	171,5
		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	19
		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	1992	12
		№ 2	ГТУ	2001	12
		№ 3	ГТУ	1993	12
		№ 4	ГТУ	1993	12
		№ 5	ГТУ	1994	12
		№ 6	ГТУ	1994	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	всего по электростанции			8
		КГТЭС-1500 № 1	ГТУ	2003	1,5

1	2	3	4	5	6
	НГКМ (ОАО «НОВАТЭК»)	КГТЭС-1500 № 2	ГТУ	2003	1,5
		ГТЭС-2,5 № 3	ГТУ	2007	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 «СибурТюмень Газ»)	всего по электростанции			9
		MWM TCG 2020	ГПУ	2017	5x1,8
Итого					859,27
В т.ч. ПГУ					625,27
ГТУ					201
ПСУ					24
ГПУ					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 энерго модуля с ГТУ-6000	ГТУ	2002	24
ООО «Газпром добыча Надым»		всего по предприятию			101
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
		9xKAC-500	ДЭС	1988 – 2001	4,5
		8xKAC-630	ДЭС	1990 – 2002	5

1	2	3	4	5	6
		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	Правохеттин- ское ЛПУ	3хБЭС-630	ДЭС	1985 – 1986	1,9
		ЭД-200	ДЭС	1998	0,2
		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

1	2	3	4	5	6
20	Надымское ЛПУ МГ	итого Руст			18,6
		Звезда-630НК	ДЭС	2010	0,6
		Wola-200	ДЭС	1993	0,2
		3xКАС-500	ДЭС	1982 – 1989	1,5
		2xАС-804р1	ДЭС	1983 – 1984	1,3
		2xПАЭС-2500	ГТУ	1982 – 2001	5
		4xПАЭС-2500М	ГТУ	1976 – 1982	10
21	Лонг Юганское ЛПУ	итого Руст			14,2
		5xБЭС-630	ДЭС	1985 – 2002	3,2
		2xКАС-500	ДЭС	1985 – 2000	1
		ПАЭС-2500	ГТУ	1990	2,5
		3xПАЭС-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
23	Тарасовская газопоршневая электростанция (ТПЭС)	6xГПГУx8,73	ГПГУ	2010	52,38
ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» – ТПП «Ямалнефтегаз»		всего по предприятию			70
24	ЭСН ГКС Находкинского м/р	6x Cummins 1750 GQNB	ГПГУ	2012	10,5
25	ГПЭС Находкинского м/р	4x Deutz TBG 620V16K	ГПГУ	2004	5,5
26	ГТЭС-24 Пякяхинское м/р	6x Урал-6000	ГТУ	2009-2016	36
27	ГТЭС-14 Северо- Губкинского м/р	3x Урал-6000	ГТУ	2001	18
АО «Газпромнефть- Ноябрьскнефтегаз»		всего по предприятию			19,5
28	ЭСН Чатылкин- ского м/р	Waukesha	ГТУ	2008	5
		6xCummins	ДЭС	2008	6
29	ЭСН Холмис- того м/р	Waukesha	ГТУ	2008	4,5
		6xCummins	ДЭС	2008	4
ОАО «НОВАТЭК»		всего по предприятию			8,6
30	Таркосаленеф- тегаз	OPRA	ГТУ	2010	3,6
		ПАЭС-2500	ГТУ	2007	5
Филиал АО «СибурТюменьГаз» – Вынгапуровский ГПЗ		всего по предприятию			9
31	ГПЭС ВГПЗ	Petra-2500 (5x1,8)	ГПГУ	2012, 2015	9
Итого по автономным источникам электроснабжения крупных потребителей электроэнергии					546,2

1	2	3	4	5	6
В т.ч. ГТУ					388,3
ДЭС					80,5
ГПГУ					77,4
Автономные источники электроснабжения МО в ЯНАО, работающие изолированно 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
Город Лабытнанги		всего по МО			73
5	ПЭС Лабытнанги	ГТГ-1	ГТУ	1996	12
		ГТГ-2	ГТУ	1996	12
		ГТГ-3	ГТУ	2007	14
		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
Шурышкарский район		всего по МО			21,96
6	Село Мужы	итого Руст			8,22
		MTU-520	ДЭС	2004	0,52
		ДГ2-350	ДЭС	2010	0,35
		ДГ2-350	ДЭС	2010	0,35
		8R22	ДЭС	1994	1,1
		8R22	ДЭС	1994	1,1
		4-26 ДГ	ДЭС	2000	1,2
		4-26 ДГ	ДЭС	2000	1,2
		4-26 ДГ	ДЭС	2009	1,2
		4-26 ДГ	ДЭС	2010	1,2
7	Село Восяхово	итого Руст			0,91
		ЯМЗ -238	ДЭС	2001	0,1
		ЯМЗ -238	ДЭС	2001	0,1

1	2	3	4	5	6
		ЯМЗ -238	ДЭС	2012	0,1
		Д1-250	ДЭС	2009	0,25
		Д1-250	ДЭС	2010	0,25
8	Деревня Усть-Войкары	Д-65	ДЭС	2006	0,03
9	Деревня Вершина- Войкары	4-Ч(ЭД-16)	ДЭС	2006	0,02
10	Деревня Новый Киеват	Д-65	ДЭС	2006	0,03
11	Деревня Анжигорт	Д-65	ДЭС	2006	0,03
12	Село Шурышкары	итого Руст			2,02
		ДГ1А315-1	ДЭС	2012	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2009	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2006	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2006	0,32
		ДГ1А315-1	ДЭС	2010	0,32
		ЯМЗ -238	ДЭС	2001	0,1
		Scoda-350	ДЭС	2002	0,32
13	Деревня Унсельгорт	итого Руст			1,56
		Д-243	ДЭС	2012	0,03
		Д-243	ДЭС	2012	0,03
		Д-144	ДЭС	н/д	1,5
14	Село Горки	итого Руст			3,75
	ДЭС № 1	ДГ-72М № 1	ДЭС	2012	0,75
		ДГ-72М № 2	ДЭС	2002	0,75
	ДЭС № 2	ДГ-72М № 1	ДЭС	2005	0,75
		ДГ-72М № 2	ДЭС	2005	0,75
		ДГ-72М № 3	ДЭС	2005	0,75
15	Село Азовы	итого Руст			1,05
		АД-100 № 2 сп	ДЭС	2007	0,09
		АД-100 № 3 сп	ДЭС	2007	0,09
		АД-100 № 6	ДЭС	2010	0,09
		АД-200 № 4	ДЭС	2009	0,18
		ДГ-350	ДЭС	2012	0,35
		ДГ-250	ДЭС	2010	0,25
16	Село Лопхари	итого Руст			1,08
		АД-100 № 1	ДЭС	2005	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100	ДЭС	2012	0,09
		АД-100 № 2 сп	ДЭС	2007	0,09
		АД-200 № 3 сп	ДЭС	2010	0,18
		АД-100 № 4 сп	ДЭС	2002	0,09
		АД-100 № 5	ДЭС	2010	0,09
		АД-200 № 6	ДЭС	2009	0,18



1	2	3	4	5	6
17	Деревня Пословы	итого Руст			0,04
		АД-16	ДЭС	2010	0,02
		АД-16	ДЭС	2002	0,02
18	Село Питляр	итого Руст			1,23
		ЯМЗ-238 № 3 сп	ДЭС	2002	0,09
		ЯМЗ-238 № 2	ДЭС	2002	0,09
		ЯМЗ-238 № 4 сп	ДЭС	2007	0,09
		АД-200 № 6	ДЭС	2008	0,18
		АД-200 № 7	ДЭС	2010	0,18
		ДГ-250	ДЭС	2012	0,25
		ДГ-350	ДЭС	2012	0,35
19	Деревня Хашгорт	итого Руст			0,05
		АД-30	ДЭС	2010	0,03
		АД-16	ДЭС	2010	0,02
20	Село Овгорт	итого Руст			1,71
		ДГА-320	ДЭС	2001	0,32
		ДГР-224	ДЭС	2006	0,22
		ДГ1-350	ДЭС	2011	0,35
		ДГ1-250	ДЭС	2010	0,25
		ДГ1-250	ДЭС	2010	0,25
		ДГА-315 сп	ДЭС	2001	0,32
21	Деревня Ямгорт	итого Руст			0,29
		АД-100	ДЭС	2006	0,1
		АД-60	ДЭС	2012	0,06
		АД-60 сп	ДЭС	1998	0,06
		АД-40	ДЭС	2009	0,04
		АД-30	ДЭС	2007	0,03
22	Село Оволынгорт	итого Руст			0,05
		АД-16	ДЭС	2005	0,02
		АД-11	ДЭС	2012	0,01
		АД-16 сп	ДЭС	2002	0,02
Ямальский район		всего по МО			43,61
23	Село Салемал	итого Руст			1,6
		Cummins QSX15G8 № 1	ДЭС	2011	0,4
		Cummins QSX15G8 № 2	ДЭС	2011	0,4
		Cummins QSX15G8 № 3	ДЭС	2011	0,4
		Cummins QSX15G8 № 4	ДЭС	2011	0,4
24	Село Панаевск	итого Руст			1,6
		ДГА – 315 № 1	ДЭС	2009	0,32
		ДГА – 315 № 2	ДЭС	2006	0,32
		ДГА – 315 № 3	ДЭС	2009	0,32
		ДГА – 315 № 4	ДЭС	2005	0,32
		ДГА – 315 № 5	ДЭС	2008	0,32
25	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

1	2	3	4	5	6
		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
26	Поселок Сюнай-Сале	итого Руст			1,15
		АД-200С-Т400	ДЭС	2009	0,2
		АД-250С-Т400	ДЭС	2012	0,2
		ЯМЗ-315	ДЭС	2015	0,315
		ЯМЗ-315	ДЭС	2015	0,315
27	Село Новый Порт	итого Руст			3,33
		ДГ-72 (3)	ДЭС	2009	0,8
		ДГ-72 (4)	ДЭС	1997	0,8
		ДГА-315 (1)	ДЭС	2005	0,315
		ДГА-315 (2)	ДЭС	2005	0,315
		Cummins	ДЭС	2016	1,1
28	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 № 1	ГПУ	2016	1,5
		ДГА – 315 № 1	ДЭС	1989	0,32
		ДГА – 315 № 2	ДЭС	1991	0,32
29	Село Сеяха	итого Руст			8,53
		Caterpillar 3512	ДЭС	н/д	1,0
		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			40,8
30	Поселок Тазовский	итого Руст			27
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1996	2,5
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	1996	2,5
		ПАЭС-2500 № 3	ГТУ	1993	2,5
		ПАЭС-2500 № 4	ГТУ	2002	2,5
		ПАЭС-2500 № 5	ГТУ	1989	2,5
		ПАЭС-2500 № 6	ГТУ	1993	2,5
		ПАЭС-2500 № 7	ГТУ	2003	2,5
		ГДГ-1/35	ГТУ	2015	0,5
ГДУ-2/75	ГТУ	2015	0,5		

1	2	3	4	5	6
		ГДГ-3/89	ГТУ	2015	0,5
		ГДУ-4/87	ГТУ	2015	0,5
		ГДУ-5/86	ГТУ	2015	0,5
		САТ-2000	ГТУ	2015	2,0
		САТ-1000	ГТУ	2016	2,0
		ГДУ-6/63	ГТУ	2016	0,5
		ПАЭС№8 Ж	ГТУ	2011	2,5
31	Село Газ-Сале	итого Руст			17,5
		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
32	Село Антипаюта	итого Руст			5
		ПАЭС-2500 № 1	ГТУ	1987	2,5
		ПАЭС-2500 № 2	ГТУ	2002	2,5
33	Село Находка	итого Руст			1,21
		ДГ1-350/1000.1	ДЭС	2013	0,35
		ДГ1-350/1000.1	ДЭС	2013	0,35
		ДГ1-350/1000.1	ДЭС	2013	0,35
		ЯМЗ-238 НД4	ДЭС	2013	0,16
Красноселькупский район		всего по МО			11,12
34	Село Толька	итого Руст			4,0
		ДГ-72 № 1	ДЭС	1979	0,8
		ДГ-72 № 2	ДЭС	1983	0,8
		ДГ-72 № 3	ДЭС	1985	0,8
		ДГ-72 № 4	ДЭС	1987	0,8
		ДГ-72 № 5	ДЭС	1988	0,8
35	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
		ДГ-72 № 8	ДЭС	1991	0,8
36	Село Ратта	итого Руст			0,72
		АД200-Т400-РМ	ДЭС	2006	0,2
		АД200-Т400-1РМ2	ДЭС	2009	0,2
		АД315-Т400-1РМ2	ДЭС	2006	0,32
Приуральский район		всего по МО			33,269
37	Село Аксарка	итого Руст			10,5
		ЭГД-7-1	ДЭС	2004	1,5
		ЭГД-7-2	ДЭС	2004	1,5

1	2	3	4	5	6
		ЭГД-7-3	ДЭС	2004	1,5
		ЭГД-7-4	ДЭС	2004	1,5
38	Поселок Товопогол	итого Руст			0,06
		ДГ-30	ДЭС	2006	0,03
		ДГ-30	ДЭС	2008	0,03
39	Поселок Зеленый Яр	итого Руст			0,65
		ДГ-150 № 1	ДЭС	2015	0,15
		ДГ-150 № 2	ДЭС	2015	0,15
		ДГ-150 № 3	ДЭС	2015	0,15
		ДГ-100 № 4 (№ 3)	ДЭС	2013	0,1
		ДГ-100 (на складе)	ДЭС	2002	0,1
40	Село Харсаим	итого Руст			2,834
		ДГ-100 № 1	ДЭС	2000	0,1
		ДГ-100 № 2	ДЭС	1991	0,1
		ДГ-250 № 3	ДЭС	2015	0,25
		ДГ-200 № 4	ДЭС	2007	0,2
		ДГ-420 № 5	ДЭС	2010	0,42
		ДГ-500 № 6	ДЭС	2012	0,5
		ДГ-1250 № 7	ДЭС	2008	1,064
		ДГ-200	ДЭС	2016	0,2
41	Поселок Вылпосл	итого Руст			0,04
		ДГ-30 № 1	ДЭС	2015	0,03
		ДГ-16 № 2	ДЭС	2013	0,01
42	Деревня Лаборовая	итого Руст			0,55
		ДГ-150 № 1	ДЭС	2014	0,15
		ДГ-150 № 2	ДЭС	2014	0,15
		ДГ-200 № 3	ДЭС	2016	0,2
		ДГ-60 № 4	ДЭС	2013	0,05
43	Село Катравож	итого Руст			1,6
		ДГ-400 № 1	ДЭС	2010	0,4
		ДГ-400 № 2	ДЭС	2016	0,4
		ДГ-400 № 3	ДЭС	2010	0,4
		ДГ-400 № 4	ДЭС	2011	0,4
44	Село Белоярск	итого Руст			4,495
		ДГ-1000 № 1	ДЭС	1995	1,125
		ДГ-1000 № 2	ДЭС	1995	1,125
		ДГ-1000 № 3	ДЭС	2006	1,125
		ДГ-1000 № 4	ДЭС	2013	1,120
45	Поселок Щучье	итого Руст			0,6
		ДГ-200 № 1	ДЭС	2013	0,2
		ДГ-100 № 2	ДЭС	2010	0,1
		ДГ-100 № 3	ДЭС	2013	0,1
		ДГ-100 № 4	ДЭС	2013	0,1
		ДГ-100 № 5	ДЭС	2011	0,1
46	Пгт Харп	итого Руст			10,96
		ГПА-1	ГПГУ	2010	3,05
		ГПА-2	ГПГУ	2010	3,05
		ГПА-3	ГПГУ	2010	2,43

1	2	3	4	5	6	
		ГПА-4	ГПГУ	2010	2,43	
	Поселок Паюта	итого Руст			0,98	
		ДГ-60 № 1	ДЭС	2015	0,06	
		ДГ-60 № 2	ДЭС	2015	0,06	
		ДГ-60 № 3	ДЭС	2015	0,06	
		ДГ-400 № 4	ДЭС	2012	0,4	
		ДГ-400 № 5	ДЭС	2012	0,4	
Пуровский район		всего по МО			4,324	
47	Село Самбург	итого Руст			4,324	
		14-26ДГ	ДЭС	2003	1,1	
		14-26ДГ	ДЭС	2003	1,1	
		14-26ДГ	ДЭС	2003	1,1	
		Ausonia № 1	ДЭС	2009	0,512	
		Ausonia № 2	ДЭС	2009	0,512	
Надымский район		всего по МО			6,74	
48	Село Ньда	итого Руст			3,88	
		ДЭС № 1	ДГА-315 № 1	ДЭС	2002	0,32
	ДГА-315 № 2		ДЭС	1998	0,32	
	ДГА-315 № 3		ДЭС	2002	0,32	
	ДГА-315-1 № 4		ДЭС	2013	0,32	
	ДГА-315 № 5		ДЭС	2004	0,32	
	ДГ-500-2 № 6		ДЭС	2014	0,50	
	ДГ-500-2 № 7		ДЭС	2014	0,50	
	ДГА-315-1 № 8		ДЭС	2014	0,32	
	ДЭС № 2	ДГА-315 № 1	ДЭС	2011	0,32	
		ДГА-315 № 2	ДЭС	1999	0,32	
		ДГА-315 № 3	ДЭС	1999	0,32	
	49	Село Кутопьюган	итого Руст			1,905
			SDMO № 2	ДЭС	2008	0,44
ДГР-320			ДЭС	2000	0,32	
АД-315 (ЯМЗ)			ДЭС	2011	0,315	
ДГА-315-1 № 1			ДЭС	2013	0,315	
ДГА-315-1 № 2			ДЭС	2014	0,315	
АД-200			ДЭС	2005	0,2	
50	Село Нори	итого Руст			0,955	
		АД-315 (ЯМЗ)	ДЭС	2011	0,315	
		АД-320 № 14.151	ДЭС	2014	0,32	
		АД-320 № 14.154	ДЭС	2014	0,32	
Итого автономные источники электроснабжения территориально изолированных МО					313,53	
В т.ч. ДЭС					125,67	
ГТУ					155,4	
ГПГУ					32,46	
Итого по ЯНАО					1719	
В т.ч. ПГУ					625,27	
ГТУ					744,7	
ПСУ					24	
ГПГУ					118,86	

1	2	3	4	5	6
ДЭС					206,17

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

Структура выработки электроэнергии за 2016 год в ЭЭС ЯНАО приведена в таблице 14 и на схемах 14, 15.

Таблица 14

Структура выработки электроэнергии за 2016 год в ЭЭС ЯНАО по собственникам и типам генерирующего оборудования

Выработка электростанций – всего, млн кВт·ч	4 886,7	100%
1	2	3
Структура по собственникам		
Уренгойская ГРЭС (АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»)	3 430,3	70,2%
Ноябрьская ПГЭ (ООО «Ноябрьская ПГЭ»)	922,6	18,9%
ПЭС Надым (ООО «Северная ПЛЭС»)	166,7	3,4%
ПЭС Уренгой (ПАО «Передвижная энергетика»)	70,5	1,4%
Ямбургская ГТЭС, Харвутинская ГТЭС (ООО «Газпром добыча Ямбург»)	222,9	4,6%
ГТЭС Песцовая (ООО «Газпром добыча Уренгой»)	18,2	0,4%
ГТЭС Юрхаровского НГКМ (ОАО «НОВАТЭК»)	33,7	0,7%
Новоуренгойская ГТЭС (ООО «НГХК»)	21,8	0,4
Структура по типам электростанций		
ПГУ	4352,9	89,1%
ГТЭС	533,7	10,9%

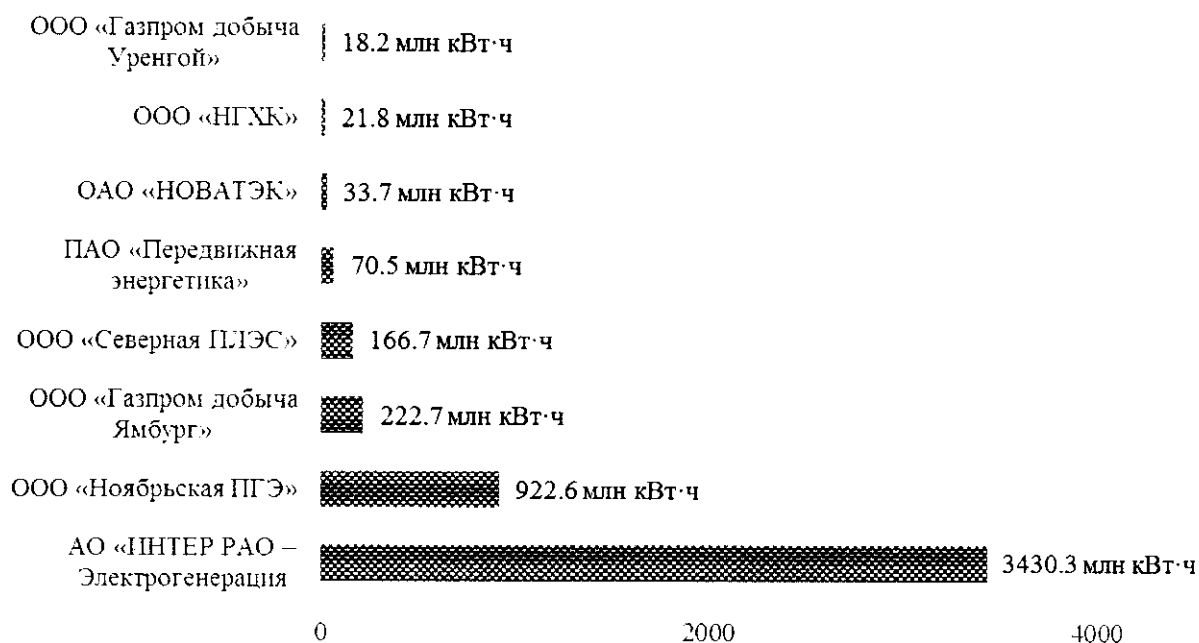


Схема 14. Выработка электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО в 2016 году

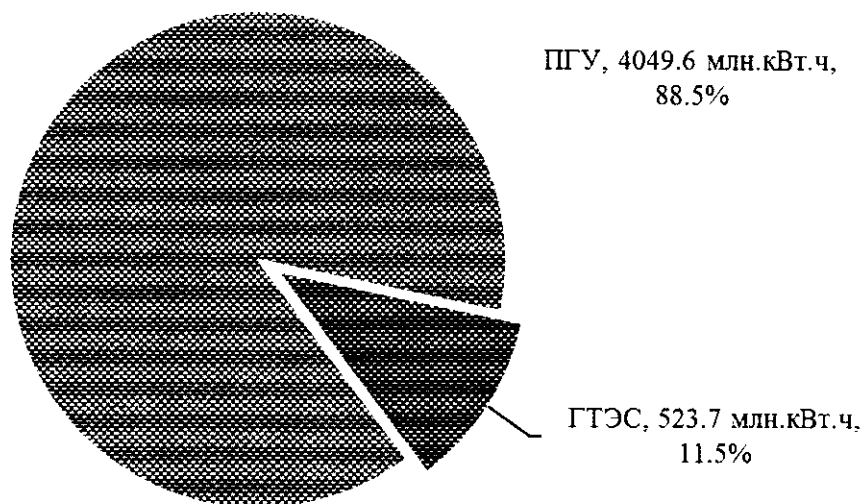


Схема 15. Структура выработки электрической энергии электростанциями ЭЭС ЯНАО в 2016 году

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, 16.

Таблица 15

Фактический баланс мощности по территории ЭЭС ЯНАО на час прохождения максимума нагрузки Тюменской энергосистемы за период 2012 – 2016 годов, МВт

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6
Покрытие – всего	644,8	712,4	529,1	725,4	719,5
В том числе					
Уренгойская ГРЭС	418	505,5	274,2	492,2	528,3
Ноябрьская ПГЭ	131,1	131,3	133,8	130,7	120,3
ПЭС Надым	22,5	22,5	22,5	11,7	22,5
ПЭС Уренгой	39,3	13,2	54,9	49,0	9,8
Ямбургская ГТЭС	33,9	34,9	35,7	31,4	29,7
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	–	–	3	5,4	3,9
ГТЭС Песцовая	–	2	2	2	2
ГТЭС Харвугинская	–	3	3	3	3
Потребление – всего	1472	1449	1496	1462	1555
Сальдо перетоков («+» дефицит - получение; «-» избыток - выдача)	827,2	736,6	966,9	736,6	835,5

Балансы электрической энергии за период 2012 – 2016 годов, млн кВт·ч

Наименование показателя	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление, млн кВт·ч	10 553,1	11 083,1	11 091	11 200,2	11 056,2
Собственная выработка, млн кВт·ч	2 438,3	4 830,3	4 966,5	4 546,5	4 886,7
Сальдо перетоков («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	8 114,8	6 252,8	6 124,5	6 653,7	6 169,5





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

В таблице 17 приведены показатели энерго- и электроэффективности экономики ЯНАО за 2010 – 2014<sup>4</sup> годы на основании данных органов государственной статистики.

Таблица 17

Основные показатели энерго- и электроэффективности за 2010 – 2014 годы

Наименование показателя	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год
1	2	3	4	5	6
ВРП (млрд руб.)	782,2	966,1	1 192,2	1 373,5	1 611,6
Электропотребление (млн кВт·ч)	12 963	13 077	13 279	14 171,1	12 115,7
Объем потребленных ТЭР (т у.т.)	15 694 402	19 028 680	19 331 293	18 360 903	20 595 365
Численность населения (чел.)	522 904	524 925	536 558	541 623	539 671
Электроемкость ВРП (кВт·ч/руб.)	16,6	13,5	11,1	10,3	7,5
Энергоемкость ВРП (т у.т./млн руб.)	20,1	19,7	16,2	13,6	12,8
Потребление ЭЭ на душу населения (тыс. кВт·ч/чел.)	24,8	24,9	24,7	26,2	22,5

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 2010 – 2014 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 ЯНАО<sup>5</sup>. Основными эксплуатирующими организациями являются ЯНПМЭС, 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.

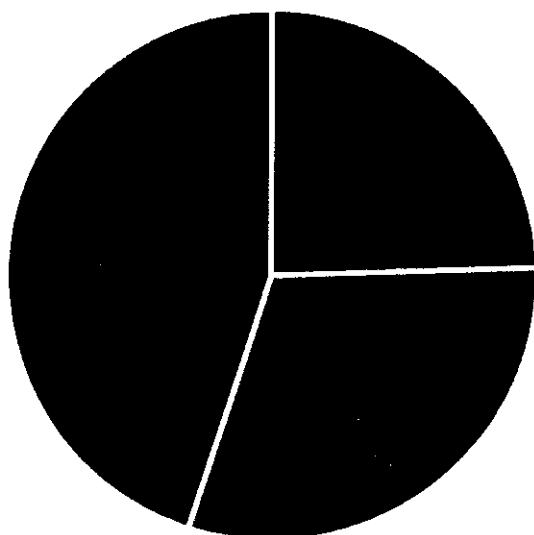
На схеме 18 приведена структура установленной мощности Т/АТ 110 кВ и выше по номинальному напряжению и эксплуатирующим организациям.

<sup>4</sup> Расчеты за 2015, 2016 годы не приведены ввиду отсутствия статистической информации.

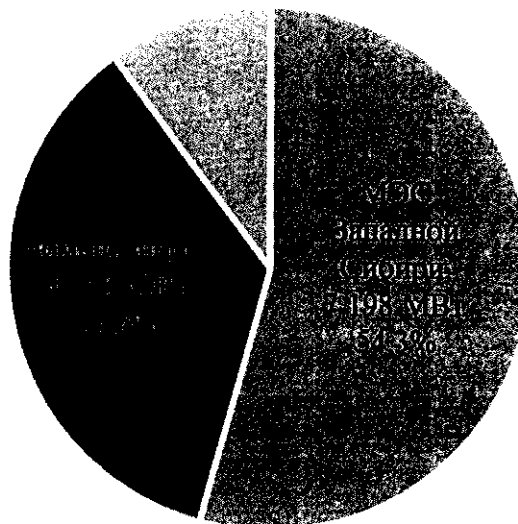
<sup>5</sup> За исключением электросетевых объектов 110 кВ крупных промышленных предприятий, работающих изолировано.

Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО

Наименование показателя	Количество ПС, шт.	Количество Т/АТ, шт.	Установленная мощность Т/АТ, МВА
1	2	3	4
Всего	168	361	13 637
По номинальному напряжению			
500 кВ	3	20	3 340
220 кВ	13	39	4 153
110 кВ	152	300	6 144
По эксплуатирующим организациям			
МЭС Западной Сибири	15	59	7 198
АО «Тюменьэнерго»	110	218	4 718
Промышленные предприятия	43	84	1 346

Промышленные предприятия,  
1 346 МВт, 10.1%

а)



б)

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	10 562

1	2	3
По номинальному напряжению		
500 кВ (в том числе ЛЭП 220 кВ в габ. 500 кВ)	5	842
220 кВ	19	2824
110 кВ	103	6 896
По эксплуатирующим организациям		
МЭС Западной Сибири	28	2 949
АО «Тюменьэнерго»	89	6 491
Промышленные предприятия	19	1 122

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

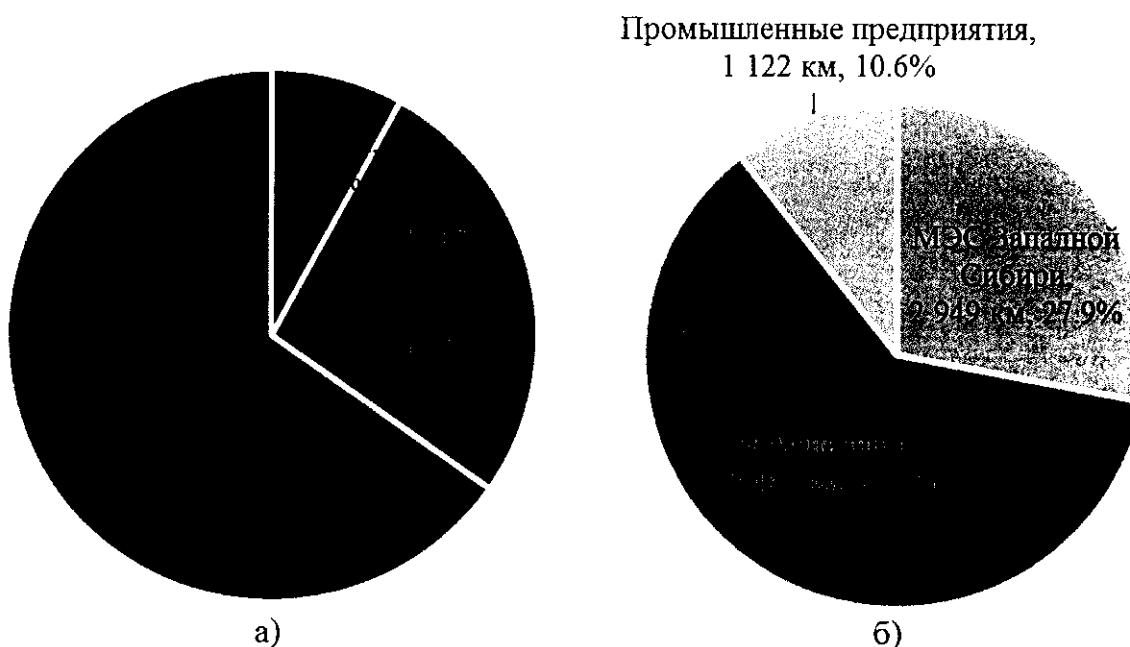


Схема 19. Структура ЛЭП 110 кВ и выше по протяженности по номинальному напряжению (а) и эксплуатирующим организациям (б)

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 рамках инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС» в ЯНАО в 2016 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;

- реконструкция ПС 220 кВ Уренгой в целях осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей, присоединённых к объектам электросетевого хозяйства АО «Тюменьэнерго»;

- реконструкция ПС 220 кВ Вынгапур и ПС 220 кВ Янга-Яха для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств;

- 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 ОАО «Тюменнефтегаз».

Таблица 20

Сведения о составе ПС 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2017 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	1	125	125
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			29		4 341
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
		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		

1	2	3	4	5	6
Итого ПС 220 кВ			30		2 857
Итого Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Западной Сибири			59		7 198
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	25	50
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 3. 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	40	80
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	10	20
48	ПС 110 кВ Губкинская	110	2	6,3	12,6
49	ПС 110 кВ Вынгайхинская	110	2	25	50
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. Хетгинская	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

1	2	3	4	5	6
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
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	6,3	12,6
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	57
		110	1	32	
Итого АО «Тюменьэнерго»			218		4 718
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

1	2	3	4	5	6
4	ПС 110 кВ Спорышевская	110	2	40	80
5	ПС 110 кВ Ханымей	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
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 ПГП-2	110	2	2,5	5
22	ПС 110 кВ ПГП-3	110	2	2,5	5
23	ПС 110 кВ ПГП-1	110	2	2,5	5
24	ПС 110 кВ ПГП-4	110	2	2,5	5
25	ПС 110 кВ ПГП-5	110	2	2,5	5
26	ПС 110 кВ ПГП-6	110	2	2,5	5
27	ПС 110 кВ ПГП-7	110	2	2,5	5
28	ПС 110 кВ ПГП-8	110	2	2,5	5
29	ПС 110 кВ ПГП-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



1	2	3	4	5	6
43	ПС 110 кВ НПС-1	110	2	40	80
Итого ПС Промышленных предприятий			84		1 346
Итого АТ 500 кВ			20		3 340
Итого АТ 220 кВ			37		4 153
Итого Т 110 кВ			304		6 144
Итого			361		13 637

Таблица 21

Сведения о составе ЛЭП 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО по состоянию на 01 января 2017 года

№ п/п	Наименование ЛЭП	Участки ЛЭП	Число цепей, шт.	Протяженность цепи, км	Протяженность, км	Марка провода
1	2	3	4	5	6	7
<b>Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири</b>						
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

1	2	3	4	5	6	7
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 – Оленья-1,2		2	114,7	229,4	АС-240, 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 Белоярская – Октябрьская с отп. на Перегребное	Белоярская – отп. Бобровская	1	37,7	37,7	АС-120
		отп. Бобровская – Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95
		отп. Бобровская – отп. Перегребное	1	68,9	68,9	АС-120
		отп. Перегребное – Октябрьская	1	61,1	61,1	АС-120
		отп. Перегребное – Перегребное	1	19,1	19,1	АС-120
6	ВЛ 110 кВ Белоярская – Полноват – 1,2		2	54,2	108,4	АС-120
7	ВЛ 110 кВ Белоярская –	Белоярская – отп. Бобровская	1	34,7	34,7	АС-95
		отп. Бобровская –	1	37,7	37,7	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
	Шеркалы	Бобровская				
		отп. Бобровская – отп. Перегребное	1	68,9	68,9	АС-95
		отп. Перегребное – Перегребное	1	19,1	19,1	АС-120
		отп. Перегребное – Шеркалы	1	54	54	АС-95, АС-120
8	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
9	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
10	ВЛ 110 кВ В. Казым – Белоярская		1	88,6	88,6	АС-120
11	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк		1	51,7	51,7	АС-120
12	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя		1	51,6	51,6	АС-120
13	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Песча- ная – 1,2	Вынгапур – отп. Погружная	2	15,1	30,1	АС-120
		отп. Погружная – Песчаная	2	5,3	10,7	АС-120
14	ВЛ 110 кВ Вынгапур – Янтарная-1,2		2	0,2	0,3	АС-120
15	ВЛ 110 кВ Геращенко – Пяку- Пур-1,2		2	30,6	61,3	АС-120, АС-95
16	ВЛ 110 кВ КГТЭС – Белоярская		2	23,4	46,8	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Кедр – Губкин- ская	Губкинская – отп. Ханымей	1	37,3	37,3	АС-120
		отп. Ханымей – Кедр	1	0,2	0,2	АС-120
18	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Градиент	Кирпичная – отп. Айваседопур	1	1,9	1,9	АС-120
		отп. Айваседопур – 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

1	2	3	4	5	6	7
19	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
20	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
21	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пуровский ЗПК		1	20,2	20,2	АС-120
22	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
23	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Пурпейская		1	57,5	57,5	АС-120
24	ВЛ 110 кВ Кирпичная – Таланга	Кирпичная – отп. Айваседопур	1	0,8	0,8	АС-120
		отп. Айваседопур – Таланга	1	24	24	АС-120, АС-150
25	ВЛ 110 кВ Левохеттинская – Лонг-Юган	уч. Л. Хетгинская – отп. Приозерная	1	119,7	119,7	АС-120
		отп. Приозерная – Приозерная	1	69,9	69,9	АС-95
26	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Герашенко		1	7,9	7,9	АС-120, АС-95
27	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Орловская-1,2	Муравленковская – 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
28	ВЛ 110 кВ Муравленковская – СП Барсуковский-1,2	Муравленковская – 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 Барсуковский	2	0,5	1	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
29	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Звездная	Муравленковская – отп. Жемчужина	1	34,1	34,1	АС-120
		отп. Жемчужина – Жемчужина	1	0,3	0,3	АС-120
		отп. Жемчужина – отп. Сугмутская	1	41,1	41,1	АС-120
		отп. Сугмутская – Сугмутская	1	0,1	0,1	АС-120
30	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Стрела		1	28,4	28,4	АС-95, АС-120
31	ВЛ 110 кВ Муравленковская – Сугмутская	Муравленковская – отп. Жемчужина	1	34,1	34,1	АС-120
		отп. Жемчужина – Жемчужина	1	0,4	0,4	АС-120
		отп. Жемчужина – Сугмутская	1	41,1	41,1	АС-120
32	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
33	ВЛ 110 кВ Надым – Бугульник	Надым – Голубика	1	47,4	47,4	АС-120
		Голубика – Морошка	1	1,1	1,1	АС-120
34	ВЛ 110 кВ Надым – Левохеттинская		1	97,4	97,4	АС-120
35	ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум	Надым – отп. Приозерная (габ. 220 кВ)	1	152,8	152,8	АС-240
		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
		Сорум – Сосновская-1	1	34,7	34,7	АС-120
36	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 –	1	6,1	6,1	АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		Ст. Надым				
37	ВЛ 110 кВ Новогод- няя – Губкинс- кая-1,2	Новогодняя – отп. Вынгаяхин- ская	2	52,3	104,6	АС-120
		отп. Вынгаяхин- ская – Вынгаяхинская	2	8,8	17,6	АС-120
		отп. Вынгаяхин- ская – Губкинская	2	6,1	12,3	АС-120
38	ВЛ 110 кВ Новогод- няя – Еты- Пур-1,2	Новогодняя – отп. Снежная	2	58,5	117	АС-120
		отп. Снежная – Еты-Пур	2	2,4	4,8	АС-120
39	ВЛ 110 кВ	Новогодняя – Маяк	1	3,3	3,3	АС-120
40	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Владимир- ская	НПГЭ – отп. Адмиральская – Адмиральская	1	0,6	0,6	АС-120
		отп. Адми- ральская – Владимирская	1	7,1	7,1	АС-120
41	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Городская	НПГЭ – отп. Ноябрьская	1	4,2	4,2	АС-120
		отп. Ноябрьская – Городская	1	6,4	6,4	АС-120
		отп. Ноябрьская – Ноябрьская	1	7,2	7,2	АС-120
42	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
43	ВЛ 110 кВ НПГЭ – Янга-Яха	НПГЭ – отп. 3. Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отп. 3. Ноябрьская – 3. Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отп. 3. Ноябрьская – Янга-Яха	1	7,4	7,4	АС-120
44	ВЛ 110 кВ	Оленья – Песцовая	1	47	47	АС-120
45	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
46	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	Оленья – отп. УГП-15	2	46	92	АС-240
		отп. УГП-15 – УГП-15	2	22,3	44,6	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		УГП-15 – Ямбург	2	61	122	АС-120
47	ВЛ 110 кВ Пангоды – Хасырейская-1,2		2	27	54	АС-95
48	ВЛ 110 кВ ПП Северный – Светлая	ПП Северный – отп. Тарасовская	1	3	3	АС-120
		отп. Тарасовская – Светлая	1	29,5	29,5	АС-120
		отп. Тарасовская – Тарасовская	1	0,7	0,7	АС-120
49	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
50	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Герашенко	Пуль-Яха – отп. Ханупа	1	12,6	12,6	АС-95
		отп. Ханупа – Ханупа	1	5,1	5,1	АС-95
		отп. Ханупа – Герашенко	1	25,6	25,6	АС-95
51	ВЛ 110 кВ Пуль-Яха – Звездная	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
52	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
53	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

1	2	3	4	5	6	7
		отп. Ударная – отп. Трудовая	1	9,7	9,7	АС-150
		отп. Трудовая – Трудовая	1	0,4	0,4	АС-120
54	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
55	ВЛ 110 кВ Сорум – В. Казым	Сорум – В.Казым	1	123,1	123,1	АС-120
		Сорум – Сосновская-2	1	34,7	34,7	АС-95
56	ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1,2		2	31,7	63,4	АС-120
57	ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья		1	27,1	27,1	АС-120
58	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
59	ВЛ 110 кВ Тарко- Сале – ПП Комсо- моль- ский-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. Комсомоль- ская	2	3,6	7,1	АС-120
		отп. Комсомоль- ская – Комсомоль- ская	2	1,4	2,7	АС-120
		отп. Комсомоль- ская – ПП Комсо- мольский	2	37	74	АС-120
60	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
61	ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный (габ. 220 кВ)-1,2		2	71,5	142,9	АС-120, АС-240
62	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
63	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
64	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
65	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
66	ВЛ 110 кВ УГП-5В – Буран		1	10,6	10,6	АС-120
67	ВЛ 110 кВ Урегой – Варенга-Яха-1	Урегой – отп. Новоуренгойская	1	4	4	2хАС-185
		отп. Новоуренгойская – Новоуренгойская	1	0,7	0,7	2хАС-185
		отп. Новоуренгойская – Варенга-Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
68	ВЛ 110 кВ Урегой – Варенга-Яха-2	Урегой – отп. Опорная – отп. Ямал	1	0,8	0,8	2хАС-150
		отп. Опорная – отп. Новоурен-	1	4	4	2хАС-185

1	2	3	4	5	6	7
		гойская				
		отп. Новоурен- гойская – 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. Новоурен- гойская – Варенга- Яха	1	3,4	3,4	2хАС-150
69	ВЛ 110 кВ Уренгой – ПП – Лимбя- Яха-1,2	Уренгой – отп. Фарафонтьев- ская	2	20,3	40,6	АС-120, АС-150
		отп. Фарафонтьев- ская – Фара- фонтьевская	2	7,5	15	АС-150
		отп. Фарафонтьев- ская – отп. Строительная	2	13,2	26,4	АС-150
		отп. Строительная – Строительная	2	1,1	2,2	АС-120
		отп. Строительная – отп. Головная	2	32,8	65,6	АС-150
		отп. Головная – отп. Промпло- шадка	2	0,1	0,2	АС-120
		отп. Головная – Головная	2	0,1	0,2	АС-120
		отп. Промпло- шадка – Промпло- шадка	2	3,8	7,6	АС-120
		отп. Головная – отп. Глубокая	2	10,4	20,8	АС-120
		отп. Глубокая – Глубокая	2	3,6	7,2	АС-120
		отп. Глубокая – отп. Тихая	2	4,4	8,8	АС-120
		отп. Тихая – Тихая	2	2,3	4,6	АС-120
		отп. Тихая – Юность	2	10,9	21,8	АС-95
70	ВЛ 110 кВ Уренгой – УПП-1А-1	Уренгой – отп. Холод	1	2,1	2,1	2хАС-150
		отп. Холод – Холод	1	1,8	1,8	2хАЖ-120
		отп. Холод – Сварочная	1	2,5	2,5	2хАЖ-120
		отп. Холод –	1	5,5	5,5	2хАЖ-120

1	2	3	4	5	6	7
		отп. Звезда				
		отп. Звезда – Звезда	1	0,5	0,5	2хАЖ-120
		отп. Звезда – УГП-1А	1	11	11	2хАЖ-120
71	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
72	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
73	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 – УГП-5	1	0,6	0,6	АС-150
74	ВЛ 110 кВ Уренгой – УГТЭС-72		3	1,9	5,7	АС-95
75	ВЛ 110 кВ	Холмогорская –	1	37,6	37,6	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
	Холмогорская – НППЭ-1	отп. Ноябрьская				
		отп. Ноябрьская – Ноябрьская	1	4,9	4,9	АС-120
		отп. Ноябрьская – НППЭ	1	12,4	12,4	АС-120
76	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
77	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1,2		2	38,5	77,1	АС-120
78	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 – Крайняя	1	20,4	20,4	АС-120
79	ВЛ 110 кВ Холмогорская – НППЭ-2		1	50,4	50,4	АС-120
80	ВЛ 110 кВ Холмогорская – ГКС Холмогоры		1	3,6	3,6	АС-95
81	ВЛ 110 кВ Холмогорская – Разряд-1,2	Холмогорская – отп. ГКС Холмогорская	2	1,9	3,8	АС-95
		отп. ГКС Холмогорская –	2	2,3	4,5	АС-95
		отп. ГКС Холмогорская – отп. КНС-1	2	16	32	АС-95

1	2	3	4	5	6	7
		отп. КНС-1 – КНС-1	2	1,7	3,5	АС-95
		отп. КНС-1 – Разряд	2	11,4	22,7	АС-120
82	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
83	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
84	ВЛ 110 кВ ЯГТЭС – Взлетная-1,2		2	12,6	25,2	АС-120
85	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-1		1	0,8	0,8	АС-120
86	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
87	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 –	1	11,3	11,3	АС-120

1	2	3	4	5	6	7
		отп. ЯГП-7				
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-7	1	16,3	16,3	АС-120
		отп. ЯГП-7 – ЯГП-6	1	3,1	3,1	АС-120
88	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
89	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Владимирская	Янга-Яха – отп. 3. Ноябрьская	1	7,4	7,4	АС-120
		отп. 3. Ноябрьская – 3. Ноябрьская	1	35,8	35,8	АС-120
		отп. 3. Ноябрьская – Владимирская	1	7,4	7,4	АС-120
90	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Городская		1	4,5	4,5	АС-120
91	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр		1	67	67	АС-120
92	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Комплект-1,2		2	12,8	25,7	АС-120
93	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Летняя		1	9,9	9,9	АС-120
Итого АО «Тюменьэнерго» в одноцепном исчислении 220 кВ					716	
Итого АО «Тюменьэнерго» в одноцепном исчислении 110 кВ					5 774	
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	

1	2	3	4	5	6	7
		Ныда – ППП-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 Вынга- пур – Ярайнер- ская-1,2	Вынгапур – отп. Хорошу- новская	2	0,7	1,3	АС-120
		отп. Хорошунов- ская – Ярайнерская	2	51,6	103,2	АС-120
		отп. Хорошунов- ская – Хорошу- новская	2	15,4	30,8	АС-120
5	ВЛ 110 кВ Муравлен- ковская – Звездная	отп. Сугмутская – 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 Новогод- няя – Еты- Пур-1,2	отп. Снежная – Снежная	2	44,7	89,4	АС-120
9	ВЛ 110 кВ НППЭ – Янга-Яха	З. Ноябрьская – Итурская	1	13,5	13,5	АС-120
10	ВЛ 110 кВ Оленья – Ямбург-1,2	УПП-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 – Нуриев- ская	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

1	2	3	4	5	6	7
16	ВЛ 110 кВ Ямбург – ЯГП-9		1	100	100	АС-120
17	ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Владимирская	3. 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
Итого электросетевые объекты промышленных предприятий в одноцепном исчислении 110 кВ					1 122	
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)					2 824	
Итого в одноцепном исчислении 110 кВ					6 896	
Итого в одноцепном исчислении по всем классам напряжения					10 562	

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 01.01.2017

№ п/п	Наименование ПС	Диспетчерское наименование	Тип	U <sub>ном</sub> (кВ)	Реактивная мощность (Мвар)	
					генера-ция	потребление
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 Муравленковская	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	УШР-220	РТДУ-	220		100



1	2	3	4	5	6	7
	Мангазея		100000/220			
11	ПС 220 кВ Салехард	УШР-220	РТДУ- 100000/220	220		100
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 ТПР 25/121	110	25	
16			42 ТПР 25/121	110	25	
17			РТДУ- 25000/110 ХЛ1	110		25

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.

2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных на территории ЯНАО в 2015 году.

В 2015 году на производство электроэнергии электростанциями было израсходовано 3 183 436 т у.т., в том числе дизельное топливо – 197 105 т у.т., газ горючий природный – 2 929 494 т у.т., газ сухой отбензиненный – 31 621 т у.т., газ нефтяной попутный – 22 930 т у.т.

Для производства тепловой энергии котельными всего израсходовано 1 699 863 т у.т., в том числе уголь – 14 432 т у.т., древесина топливная – 12 т у.т., нефть (включая газовый конденсат) – 66 392 т у.т., газ нефтеперерабатывающих предприятий – 15 830 т у.т., дизельное топливо – 66 344 т у.т., газ горючий природный – 1 317 944 т у.т.

В таблице 23 приведены сводные данные по потреблению топлива в 2015 году на производство электрической и тепловой энергии.

Данные о потреблении топлива в 2015 году на производство электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО

Наименование	Электроэнергия		Теплоэнергия		Итого	
	в т.у.т.	в %	в т.у.т.	в %	в т.у.т.	в %
1	2	3	4	5	6	7
Уголь	-	-	14 432	0,8	16 577	0,3
Древесина топливная	-	-	12	<0,1	61	<0,1
Нефть (включая газовый конденсат)	-	-	66 392	3,9	66 392	1,4
Бензин	-	-	-	-	12	<0,1
Дизельное топливо	197 105	6,2	66 344	3,9	263 449	5,4
Топливо печное бытовое	-	-	956	0,1	956	<0,1
Топливо газотурбинное	-	-	13	<0,1	13	<0,1
Мазут флотский	-	-	304	<0,1	304	<0,1
Пропан и бутан сжиженные, газы углеводородные и их смеси сжиженные прочие, не вошедшие в другие группировки	-	-	97	<0,1	97	<0,1
Газ нефтеперерабатывающих предприятий	-	-	15 830	0,9	15 830	0,3
Газ сухой	31 621	1,0	108 408	6,4	140 029	2,9
Газ горючий природный	2 929 494	92,0	1 317 944	77,5	4 247 438	87,0
Газ нефтяной попутный	22 930	0,7	109 090	6,4	132 020	2,7
Прочие виды нефтепродуктов	80	<0,1	41	<0,1	121	<0,1
Итого	3 183 436	100,0	1 699 863	100,0	4 883 299	100,0

Структура потребления топлива для производства электрической и тепловой энергии на территории ЯНАО в 2015 году представлена на схемах 20, 21.



Схема 20. Структура потребления топлива для производства электрической энергии в 2015 году



Схема 21. Структура потребления топлива для производства тепловой энергии в 2015 году

### 2.16. Единые топливно-энергетические балансы ЯНАО.

Единый топливно-энергетический баланс ЯНАО (ЕТЭБ ЯНАО) за 2011 – 2015 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 прочего твердого топлива на территории ЯНАО незначительно и не оказывает влияния на ЕТЭБ, в связи с чем соответствующий раздел также исключен из рассмотрения.

ЕТЭБ ЯНАО за 2011 – 2015 годы приведен в таблицах 24 – 28 ЕТЭБ ЯНАО получен путем консолидации однопродуктовых балансов вышеуказанных ресурсов.

## ЕТЭВ ЯНАО за 2011 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	0	50 847 082	2 748 171	643 262 911	490 204	1 021 650	698 370 018
Ввоз	2	24 163	0	1 011 282	0	1 118 267	0	2 153 712
Вывоз	3	0	-49 661 771	-2 400 962	-626 750 492	0	0	-678 813 224
Изменение запасов	4	453	-1 669	-47 294	-3 137	0	0	-51 647
Потребление первичной энергии	5	24 616	1 183 642	1 310 798	9 845 466	1 608 471	1 021 650	14 994 644
Статистическое расхождение	6	1 581	0	4 807	2 236 836	-2 213	119 786	2 360 797
Статистическое расхождение, %	7	6	0	0	14	0	12	16
Производство электрической энергии	8	0	-5 146	-163 231	-1 443 923	-959	0	-1 613 259
Производство тепловой энергии	9	-22 495	-104 610	-75 215	-1 551 590	-6 522	0	-1 760 432
Теплоэлектростанции	9.1	0	0	0	-15 610	0	-1 094	-16 704
Котельные	9.2	-22 495	-104 610	-75 215	-1 535 980	-6 261	0	-1 744 561
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	9.3	0	0	0	0	-261	0	-261
Преобразование топлива	10	0	-1 070 784	-65 431	-71 979	-138 729	-36 607	-1 383 530
Переработка нефти	10.1	0	-1 070 784	-65 431	-16 447	-7 919	-26 226	-1 186 808
Переработка газа	10.2	0	0	0	-55 532	-130 809	-10 381	-196 722
Обогащение угля	10.3	0	0	0	0	0	0	0
Собственные нужды	11	0	0	0	0	-1 153	0	-1 153
Потери при передаче	12	0	0	0	0	-18 155	0	-18 155

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Конечное потребление энергии	13	540	3 102	1 002 114	4 541 139	1 445 167	864 163	7 856 225
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	14	0	0	0	0	1 710	0	1 710
Промышленность	15	0	0	140 317	4 505 511	1 174 982	228 613	6 049 423
Добыча полезных ископаемых	15.1	0	3 102	3 389	122 445	637 623	76 517	843 076
Подготовка полезных ископаемых	15.2	0	0	0	4 366 424	80 262	139 466	4 586 153
Обрабатывающие производства	15.3	0	0	107	84	327	291	808
Распределение газа и воды	15	0	0	0	16 558	16 712	12 339	45 610
Строительство	16	0	0	0	0	51 635	0	51 635
Транспорт и связь	17	0	0	859 253	3 377	93 148	0	955 778
Торговля	18	0	0	0	0	282	0	282
Сфера услуг	19	0	0	0	0	3 645	106 139	109 784
Население	20	540	0	2 545	32 250	75 325	529 411	640 071
Прочие виды экономической деятельности	21	0	0	2 361	0	46 150	0	48 511

## 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	8
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	8
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	Нефте-продукты	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	Нефте-продукты	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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Конечное потребление энергии	13	-	-	-	-	1 593	-	1 593
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	-	-	-	-	-	-	-

## ЕТЭБ 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

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Конечное потребление энергии	13	0	1 523	77 101	4 045 511	4 441 453	1 323 138	9 888 725
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 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.

ЕТЭБ ЯНАО составлен на основании следующих форм статистической отчетности:

- «1-вывоз» – сведения о вывозе продукции (товаров);
- «1-натура» – сведения о производстве и отгрузке промышленной продукции;
- «1-нефтепродукт» – сведения об отгрузке нефтепродуктов потребителям;
- «1-ТЕП» – сведения о снабжении тепловой энергией;
- «4-запасы (срочная)» – сведения о запасах топлива;
- «4-топливо» – остатки, поступление и расход отдельных видов топлива;
- «6-ТП» – производство электрической и тепловой энергии и использование топлива в электроэнергетике;
- «11-ТЭР» – использование топлива, тепловой энергии и электроэнергии;
- «22-ЖКХ» – сведения о работе предприятий ЖКХ в условиях реформы;
- «23-Н» – сведения о производстве и распределении электрической энергии;
- «ПЭ» – сведения о работе электростанций (электрогенераторных установок), принадлежащих организациям, не относящимся к добывающим, обрабатывающим.

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.

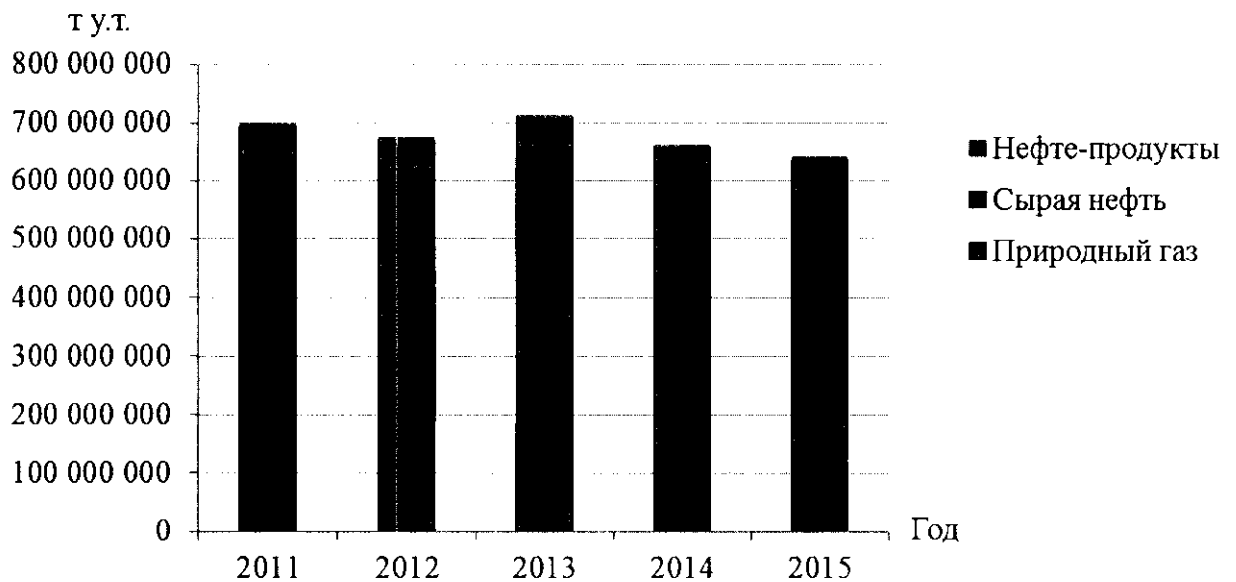


Схема 22. Структура потребления первичных энергоресурсов в ЯНАО в период 2011 – 2015 годов, т.т.

При формировании ЕТЭБ ЯНАО выявлено статистическое расхождение между первым блоком баланса и вторым, третьим блоками. 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.

#### Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений

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



1. В нормальной схеме электрической сети ЭЭС ЯНАО параметры режима находятся в области допустимых значений.

2. При нормативных возмущениях в нормальной схеме существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений для следующих ЛЭП и оборудования:

- 3АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Холмогорская;
- 2 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур;
- 3,4 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой;
- 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 контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования:

- 1,3 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Муравленковская;
- 1,2,3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур;
- 3,4 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой;
- ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская - 1,2;
- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский - 1,2;
- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр;
- ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья, ВЛ 110 кВ Буран – Табьяха;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Барсуковская;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Голубика;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Опорная.

#### Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии

В ремонтных схемах при нормативных возмущениях возможен ввод ГАО для ликвидации токовой перегрузки следующих ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр;
- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольски-1,2 и ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1,2;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Барсуковская;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Голубика;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Опорная.

#### Мероприятия

ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1,2. В целях предотвращения ввода ГАО при нормативных возмущениях в единичной ремонтной схеме целесообразно включение в транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольский-1,2. Для обеспечения замыкания транзита требуется 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 исключения ввода ГАО (после замыкания транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале) вероятность ввода которых возникает в послеаварийных схемах при отключенных элементах сети, целесообразно рассмотреть установку АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – 1,2 и реализовать каналы УПАСК на ПС 500 кВ Тарко-Сале и ПС 500 кВ Муравленковская соответственно для передачи сигналов УВ с действием на отключение нагрузки в Ноябрьском энергорайоне.

ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр. В рамках технологического присоединения объектов филиала «Газпромнефть-Муравленко» АО «Газпромнефть-ННГ» с увеличением потребляемой мощности ПС 110 кВ Снежная планируется установка устройств АОПО 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 с УПАСК с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Новогодняя, а также установка на ПС 110 кВ Новогодняя устройств АОСН. 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 целесообразно реализовать транзит 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская с использованием планируемого к сооружению участка от ПП 110 кВ Северный до новой ПС 110 кВ ГДН. Принятие окончательного решения по схеме реализации и сроках замыкания транзита целесообразно рассмотреть по результатам заключения договора об осуществлении технологического присоединения с ООО «Газпромдобыча Ноябрьск». В случае незаключения договора со стороны потребителя целесообразно рассмотреть возможность сооружения ВЛ протяженностью порядка 100 км (с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий) со сроком ввода не ранее 2022 года.

1Т, 2Т ПС 110 кВ Барсуковская. Установленная мощность трансформаторов 1Т и 2Т на ПС 110 кВ Барсуковская составляет 2х40 МВА.

Токовая перегрузка 1(2)Т ПС 110 кВ Барсуковская выявлена при аварийном отключении 2(1)Т ПС 110 кВ Барсуковская в нормальной схеме отчетного потокораспределения в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок. При этом суммарная нагрузка 1Т и 2Т ПС 110 кВ Барсуковская в день контрольного замера 2016 года составила 57,7/58,6 МВА (зима/лето). Наибольшая нагрузка ПС 110 кВ Барсуковская зафиксирована в период летних максимальных нагрузок в день контрольного замера 2016 года и составила 58,6 МВА.

Для обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима электрической сети 35 кВ Барсуковского месторождения при единичных отключениях электрической сети рекомендуется установка 3Т 110/35/6 кВ 25 МВА на ПС 110 кВ Барсуковская.

1,2 Т 110 кВ ПС 110 кВ Голубика. На ПС 110 кВ Голубика установлены два трансформатора мощностью 2x16 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. 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 2x16 МВА на ПС 110 кВ Голубика на трансформаторы 2x25 МВА.

ПС 110 кВ Опорная. На ПС 110 кВ Опорная установлены два трансформатора мощностью 2x16 МВА. Все существующие ПС 35 кВ г. Нового Уренгоя (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 (2x40 МВА). Указанные ПС 35 кВ осуществляют питание основной части г. Новый Уренгой, в том числе таких социальнозначимых 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 присоединен к двухцепной ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 1,2. При этом 1Т ПС 110 кВ Опорная присоединён отпайкой от ответвления от ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Ева-Яха. В случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 1 и 2 питание сети 35 кВ будет осуществляться от 1Т ПС 110 кВ Опорная. Суммарная нагрузка на ПС 110 кВ Опорная составит 34 МВА и превысит пропускную способность оставшегося в работе трансформатора на 112,5%. В летний период в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 1 (2) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 2 (1) нагрузка на ПС 110 кВ Опорная составит 18 МВА и превысит пропускную способность оставшегося в работе трансформатора на 12%.

Учитывая изложенное, рекомендуется замена трансформаторов 2x16 МВА на ПС 110 кВ Опорная на трансформаторы большей мощности.

### 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-х 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.

В 2016 году с целью включения электрических сетей г. Салехарда на параллельную работу с ЕЭС России АО «Тюменьэнерго» введены в работу ПС 220 кВ Салехард, ПС 110 кВ Северное Сияние и ПС 110 кВ Полярник.

В 2017 году планируется технологическое присоединение электрических сетей г. Салехарда к этим ПС и включение сетей на параллельную работу с ЕЭС России.

#### **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.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период 2018 – 2022 годов.

#### 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 настоящей схемы.

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

В настоящей схеме 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 2017 – 2023, – 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 на период 2017 – 2022 годов сформирован на основании данных базового варианта долгосрочного прогноза согласно СиПР ЭЭС России 2017 – 2023 и представлен в таблице 29.

Таблица 29

Базовый прогноз изменения максимума нагрузки и электропотребления ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
Максимум нагрузки, МВт	1 510	1 545	1 555	1 575	1 605	1 665
В т.ч. Ноябрьский энергорайон	1 130	1 132	1 132	1 135	1 139	1 147
Северный энергорайон	380	413	423	440	466	518
Электропотребление, млн кВт ч	11 300	11 428	11 565	11 715	11 921	12 405
В т.ч. Ноябрьский энергорайон	8 449	8 366	8 412	8 435	8 452	8 546
Северный энергорайон	2 851	3 062	3 153	3 280	3 469	3 859

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2012 – 2016 годы (факт) и 2017 – 2022 годы (базовый прогноз) представлены на схеме 23.

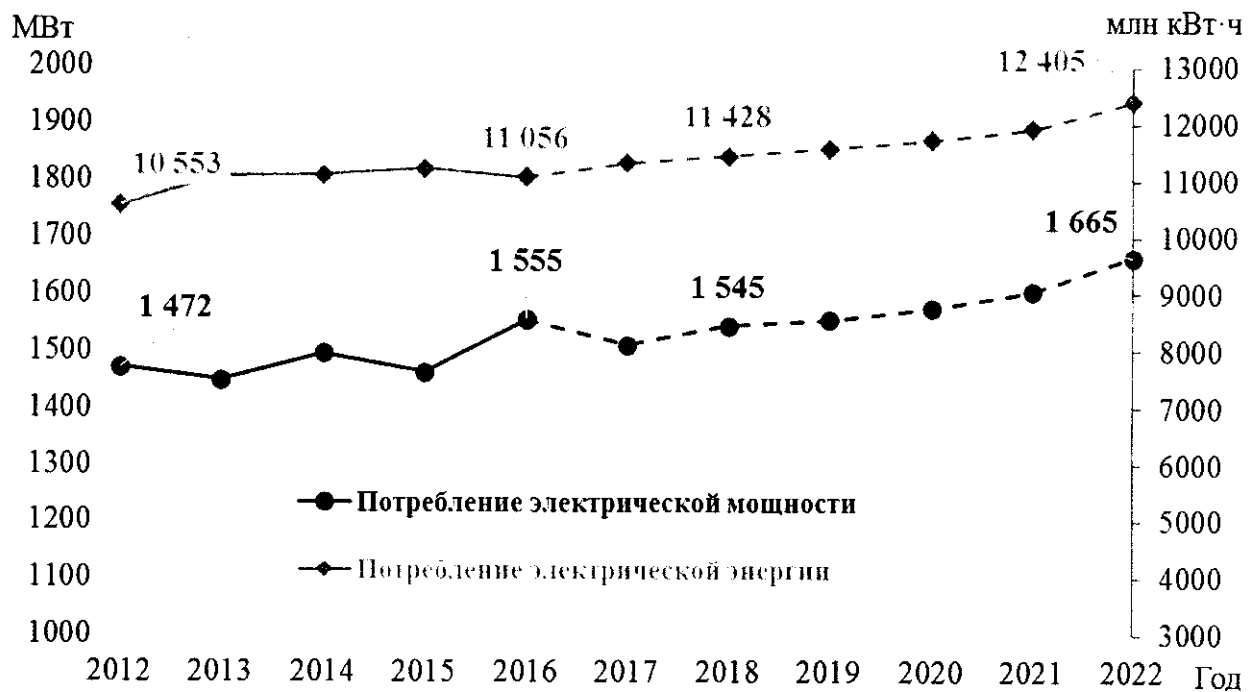


Схема 23. Динамика изменения потребления электрической мощности и энергии ЭЭС ЯНАО на 2012 – 2016 годы (факт) и 2017 – 2023 годы (базовый прогноз)

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии по энергорайонам ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы представлены на схемах 24, 25.

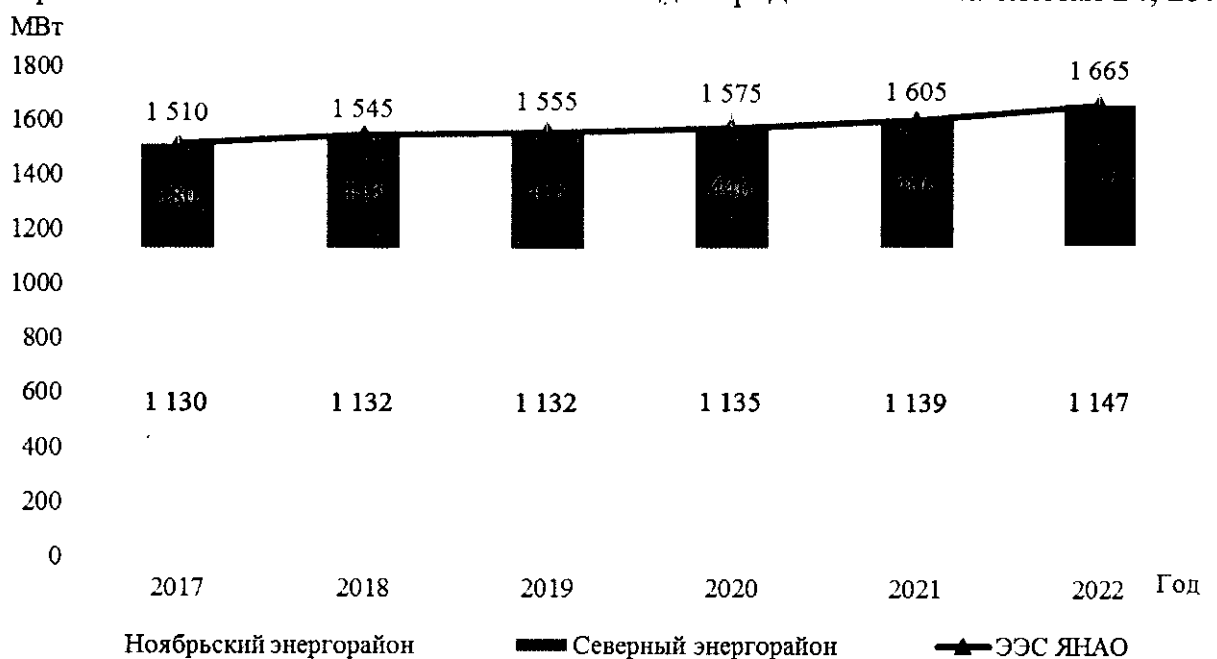


Схема 24. Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы, МВт

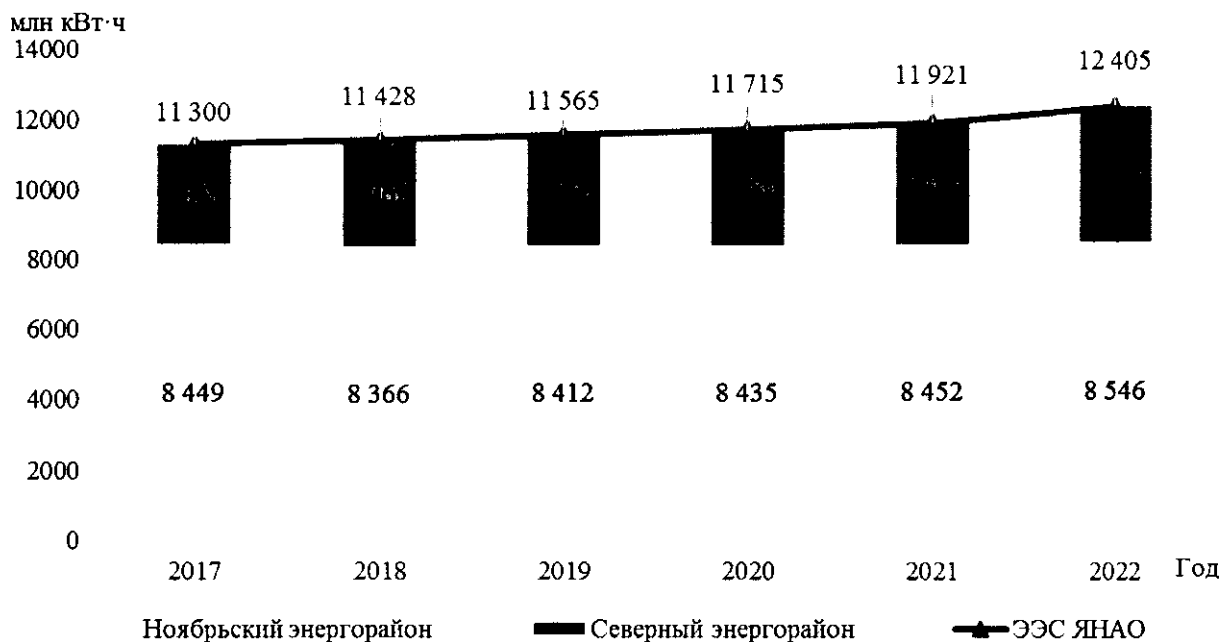


Схема 25. Динамика изменения потребления электроэнергии по энергорайонам ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы, млн кВт·ч

Данные о прогнозном потреблении электроэнергии (мощности) крупных потребителей на период до 2022 года приведены в таблице 30.

## Прогноз потребления электроэнергии крупными потребителями на территории ЯНАО на период до 2022 года

Наименование	Показатель		2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
	наименование	единица измерения						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЗАО «Ванкорнефть» (НПС-1, НПС-2, КНПС)	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	79,09	86,27	92,11	86,00	86,35	86,7
	максимальное потребление мощности	МВт	10	10	11	10	10	10
ООО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	1552	1 520	1 496	1 478	1 490	1 523
	максимальное потребление мощности	МВт	177	174	171	168	170	174
Филиал «Газпромнефть-Муравленко» АО «Газпромнефть-ННГ»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	2 274	2 232	2 201	2 237	2 223	2 212
	максимальное потребление мощности	МВт	260	255	251	255	254	252
ООО «Газпром добыча Надым» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	55,80	55,80	55,80	55,80	55,80	55,80
	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	278,89	295,62	325,18	338,58	370,13	340,13
	максимальное потребление мощности	МВт	32	34	37	39	39	39
ООО «Газпром добыча Ямбург» (ЯНГКМ+ЗНГКМ) (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	298,19	327,3	353,66	441,65	444,55	445,6
	максимальное потребление мощности	МВт	68	75	81	101	101	102
ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ» (с учетом выработки собственной генерацией)	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	99,70	99,70	99,70	99,70	99,70	99,7
	максимальное потребление мощности	МВт	13	13	13	13	13	13
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	108,97	119,62	131,58	144,74	158,52	165,3
	максимальное потребление мощности	МВт	18	20	22	24	26	28



1	2	3	4	5	6	7	8	9
ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00	144,00
	максимальное потребление мощности	МВт	24	24	24	24	24	24
ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	524,18	724,66	724,66	724,66	724,66	724,66
	максимальное потребление мощности	МВт	71	101	101	101	101	101
ООО «РН-Пурнефтегаз»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	1 398	1 242,36	1 202,38	1 177,06	1 164,14	1 471,00
	максимальное потребление мощности	МВт	200	200	200	200	200	200
ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	6,88	40,01	43,00	43,00	43,00	43,00
	максимальное потребление мощности	МВт	1,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Филиал АО «Сибур ТюменьГаз» – Губкинский ГПЗ	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	455,16	455,16	455,16	455,16	455,16	455,16
	максимальное потребление мощности	МВт	40	40	40	40	40	40
Филиал АО «Сибур ТюменьГаз» – Муравленковский ГПЗ	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	440,31	440,31	440,31	440,31	440,31	440,31
	максимальное потребление мощности	МВт	50	50	50	50	50	50
Филиал АО «Сибур ТюменьГаз» – Вынгапуровский ГПЗ	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	176,14	176,14	176,14	175,57	175,57	175,57
	максимальное потребление мощности	МВт	22	22	22	22	22	22
ООО «Газпром трансгаз Югорск»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	272,56	266,1	262,4	259,8	257,2	254,6
	максимальное потребление мощности	МВт	36,5	35,6	35,1	34,8	34,4	34,1
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	85	85	85	85	85	85
	максимальное потребление мощности	МВт	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1
ООО «Газпром переработка»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	178,94	269,16	269,16	269,16	269,16	269,16
	максимальное потребление мощности	МВт	24	35	35	35	35	35
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	319,56	322,01	324,63	324,63	324,63	397,15
	максимальное потребление мощности	МВт	36,41	36,69	36,99	36,96	36,99	45,25

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ОАО «Тюменнефтегаз»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч		307,09	349,65	417,16	452,61	456,3
	максимальное потребление мощности	МВт		39	44	53	60	65
АО «Транснефть-Сибирь»	потребление эл./энергии	млн кВт·ч	115,3	189,8	228,85	229,2	240,31	241,95
	максимальное потребление мощности	МВт	145,8	145,8	275,47	275,5	275,5	275,5

Примечание.

Информация о прогножном потреблении электроэнергии и мощности в соответствии с представленными данными от крупных потребителей.

Перечень основных перспективных потребителей.

В ЭЭС ЯНАО в рассматриваемый период 2017 – 2022 годов в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей следующих крупных потребителей:

- АО «Транснефть – Сибирь». Объекты нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода Заполярье – Пурпе. Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 43,24 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется сооружение ПС 220 кВ Ермак с заходами ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея и ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская;

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

- ОАО «Арктикгаз». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО «Арктикгаз» планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства площадки Уренгойского и Самбургского УКПГ Самбургского НГКМ с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 11 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется присоединение к вновь сооружаемому СП 110 кВ в районе ПС 110 кВ Буран ПС 110/35/6 кВ Ачимовская с ЛЭП 110 кВ от СП 110 кВ до ПС 110/35/6 кВ Ачимовская;

- ЗАО «Ямалгазинвест». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 40 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство ПС 220 кВ Исконная с шлейфовыми заходами ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой, строительство ПП 110 кВ Лимбья-Яха с заходами ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбья-Яха-I,II цепи на ПС 110 кВ Лимбья-Яха, строительство ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбья-Яха-I,II цепи, строительство ВЛ 110 кВ от ПП 110 кВ Лимбья-Яха до вновь сооружаемой ПС 110 кВ ЗАО «Ямалгазинвест»;

- ЗАО «Ямалгазинвест». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 15,52 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется строительство новой ПС 110 кВ ПСП с питающими ВЛ 110 кВ;

- ООО «Газпром добыча Уренгой». В рамках реализации технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Газпром добыча Уренгой» планируется присоединение объектов электросетевого хозяйства с максимальной мощностью энергопринимающих устройств 8,4 МВт. Для ввода в работу вышеуказанных объектов выполняется

строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая и новой ПС 110 ЦПС-4 с отпайками от ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая – 1,2.

- ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Максимальная мощность согласно техническим условиям на технологическое присоединение составляет 35 МВт. Для возможности осуществления технологического присоединения планируется строительство СП 110 кВ с двумя линейными ячейками 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный, строительство ПС 110/10 кВ ГДН, сооружение двухцепной ВЛ 110 кВ от СП 110 кВ в районе пп 110 кВ Северный до ПС 110 кВ ГДН.

#### 4.2.2.2. Умеренно-оптимистический вариант развития.

Умеренно-оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности до 2022 года представлен органом исполнительной власти и основан на данных о планируемых к присоединению новых энергопринимающих устройств в рамках реализации действующих договоров на технологическое присоединение, а также информации о поданных заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств и планируемом увеличении нагрузок по данным крупных потребителей, территориальных сетевых организаций и органов местного самоуправления в ЯНАО. Умеренно-оптимистический прогноз представлен в таблице 31.

Таблица 31

Умеренно-оптимистический прогноз изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
Максимум нагрузки, МВт	1 814	1 949	2 066	2 079	2 085	2 201
В т.ч. Ноябрьский энергорайон	1216	1214	1200	1201	1201	1212
Северный энергорайон	598	735	866	878	884	989
Электропотребление, млн кВт ч	13575	14416	15365	15464	15486	16398
В т.ч. Ноябрьский энергорайон	9100	8980	8925	8933	8920	9030
Северный энергорайон	4475	5437	6441	6531	6566	7368

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2012 – 2016 годы (факт) и 2017 – 2022 годы (умеренно-оптимистический прогноз) представлены на схеме 26.



Схема 26. Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии ЭЭС ЯНАО на 2012 – 2016 годы (факт) и 2017 – 2022 годы (умеренно-оптимистический прогноз)

Динамика изменения максимума нагрузки и потребления электроэнергии по энергорайонам ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы представлена на схемах 27, 28.

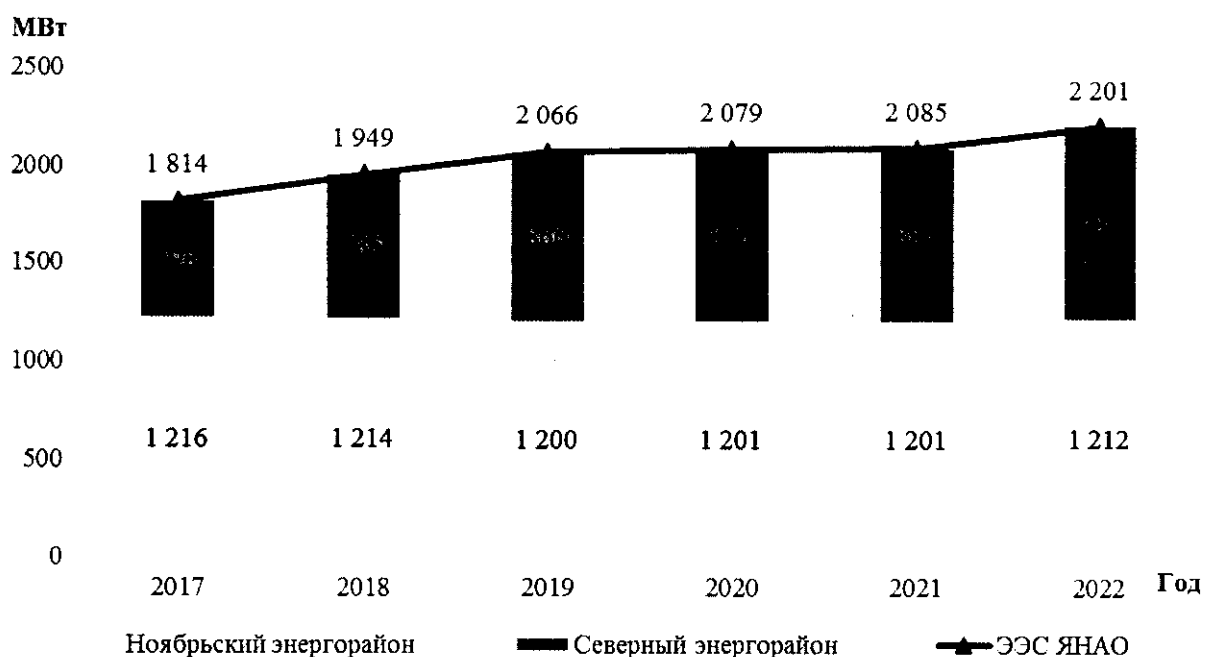


Схема 27. Динамика изменения максимума нагрузки по энергорайонам ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы, МВт

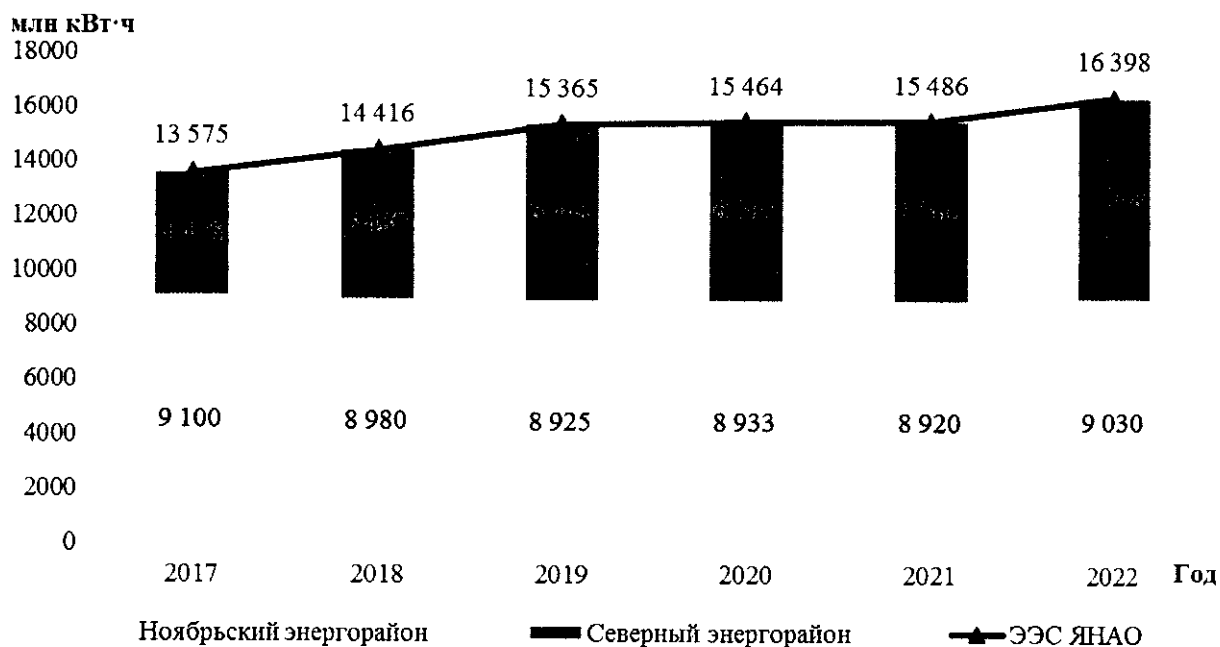


Схема 28. Динамика изменения потребления электроэнергии по энергорайонам ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы, млн кВт·ч

#### Перечень основных перспективных потребителей.

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

- ввод новых производственных мощностей ООО «Газпромдобыча Уренгой» с увеличением потребления мощности на подстанциях транзита 110 кВ Оленья – Буран – Уренгой. Ориентировочный суммарный объем вновь вводимой нагрузки составляет более 43 МВт;

- ввод новых производственных мощностей ООО «Газпром добыча Ямбург» с увеличением потребления мощности от шин ПС 220 кВ Оленья. Ориентировочный суммарный объем вновь вводимой нагрузки составляет более 29 МВт;

- ввод новых производственных мощностей АО «РИТЕК» на Средне-Хулымском и Сандибинском месторождениях. Ориентировочный суммарный объем вновь вводимой нагрузки составляет 12,5 МВт;

- обустройство двух ПС 110/35/6 кВ и питающих ВЛ 110 кВ от района расположения ПС 110/35/6 кВ Барсуковская для обеспечения роста нагрузки на Барсуковском месторождении, начиная с 2022 года, – 9 МВт.

Следует отметить, что в рамках рассмотрения умеренно-оптимистического прогноза мощности в дополнение к информации о планируемых к подключению энергопринимающих устройств, на основании действующих договоров на технологическое присоединение учтены данные о поданных и планируемых к подаче заявкам на технологическое присоединение энергопринимающих устройств. Для вышеперечисленных энергопринимающих устройств при

формировании поузловых прогнозов потребления, используемых при проведении расчетов электроэнергетических режимов, учтён эффект совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО на период до 2022 года приведено на схеме 29.



Схема 29. Сопоставление прогнозов максимума нагрузки ЭЭС ЯНАО, 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 разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы в рамках рассмотрения базового варианта развития ЭЭС ЯНАО.

Перспективный прогноз потребления электроэнергии и мощности принят на основании базового прогноза потребления электроэнергии и мощности согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы.

Также при составлении баланса электроэнергии и мощности учитывается изменение установленной мощности генерирующего оборудования на территории ЭЭС ЯНАО в соответствии с мероприятиями по демонтажу, вводу, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов с высокой вероятностью реализации согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2022 годы.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) приведен таблице 32 (33) и на схеме 30 (0).

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2022 года, млн кВт·ч

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление, млн кВт·ч	11 300	11 428	11 565	11 715	11 921	12 405
Собственная выработка, млн кВт·ч	4 334	4 352	4 384	4 418	4 480	4 558
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	2,21	1,13	1,2	1,3	1,76	4,06
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6 966	7 076	7 181	7 297	7 441	7 847

Таблица 33

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО до 2022 года, МВт

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление – всего	1 510	1 545	1 555	1 575	1 605	1 665
Установленная мощность электростанций – всего	1032,67	1032,67	1032,67	1032,67	1032,67	1032,67
В т.ч. Уренгойская ГРЭС	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7	529,7
Ноябрьская ПГЭ	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57	119,57
ПЭС Надым	24	24	24	24	24	24
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72	72
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. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	477,33	512,33	522,33	542,33	572,33	632,33



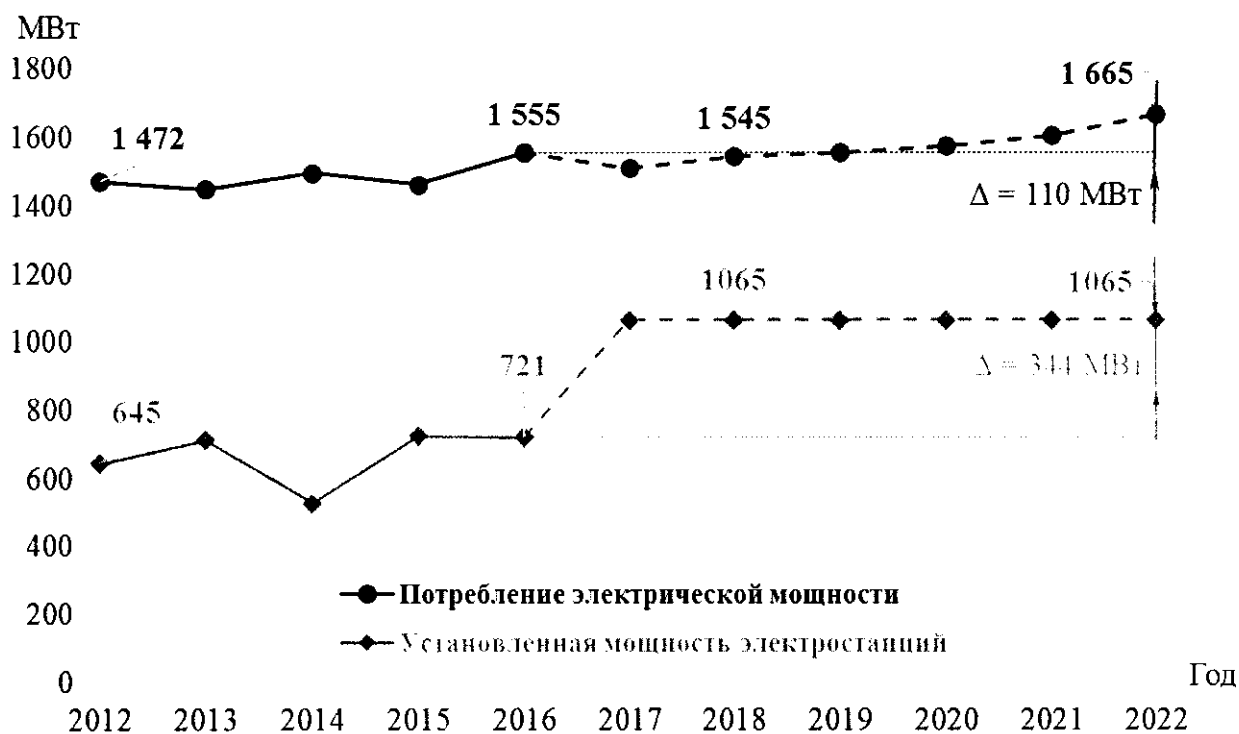


Схема 30. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2022 года

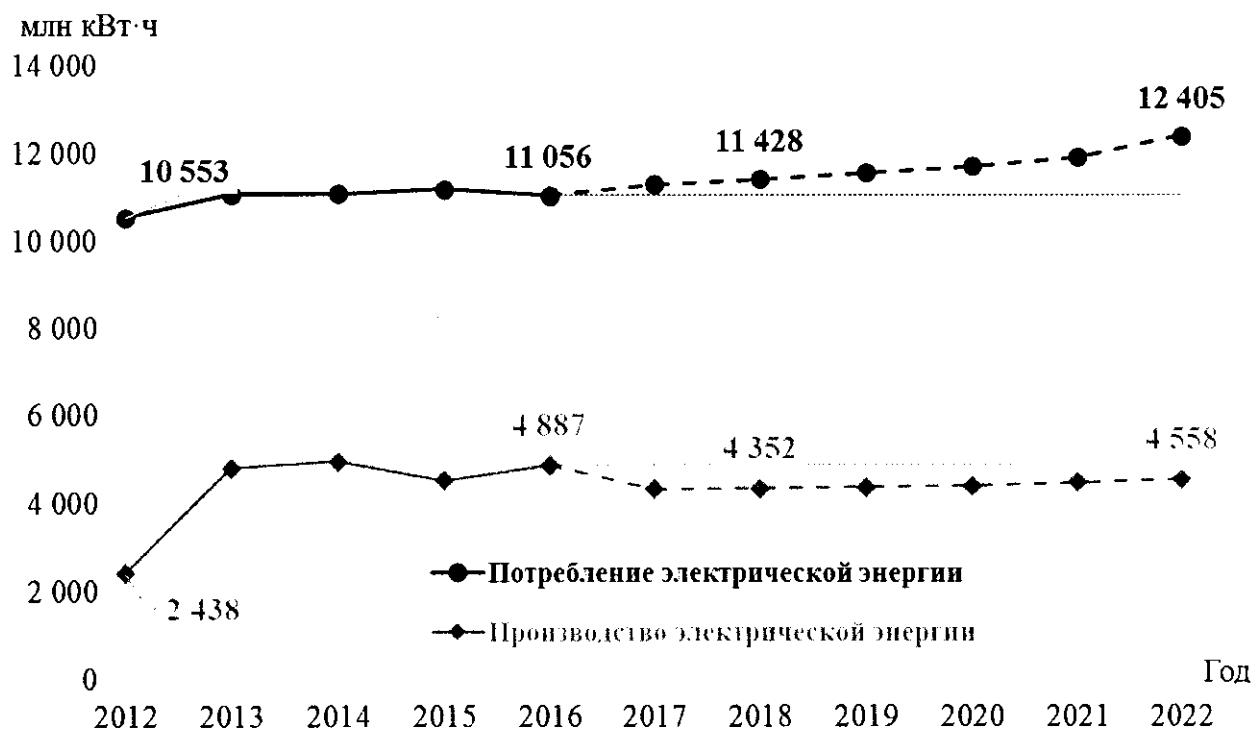


Схема 31. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2022 года

Перспективный баланс электроэнергетики (мощности) ЭЭС ЯНАО на период 2017 – 2022 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) на период 2017 – 2022 годов сохранится дефицитным с небольшим увеличением сальдо-перетока из ЭЭС ХМАО.

#### 4.2.3.2. Умеренно-оптимистический прогноз.

В разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на период 2017 – 2022 годов, учитывающие перспективный прогноз потребления электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы в рамках рассмотрения умеренно-оптимистического варианта развития ЭЭС ЯНАО.

Умеренно-оптимистический прогноз потребления электроэнергии и мощности разработан на основании данных о планируемых к присоединению новых энергопринимающих устройств в рамках реализации действующих договоров на технологическое присоединение, а также информации о поданных заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств и планируемом увеличении нагрузок по данным крупных потребителей, территориальных сетевых организаций и органов местного самоуправления в ЯНАО.

Также при составлении баланса электроэнергии и мощности учитывается изменение установленной мощности генерирующего оборудования на территории ЭЭС ЯНАО в соответствии с дополнительными мероприятиями по демонтажу, вводу, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы.

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) приведен таблице 34 (35) и на схеме 32 (0).

Таблица 34

Перспективный баланс электроэнергии ЭЭС ЯНАО до 2022 года, млн кВт·ч

Наименование показателя	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление, млн кВт·ч	13575	14416	15365	15464	15486	16398
Собственная выработка, млн кВт·ч	4334	4521	4554	4179	4780	5185
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	22,78	6,20	6,58	0,64	0,14	5,89
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	9 241	9 896	10 811	11 285	10 707	11 213

Перспективный баланс мощности ЭЭС ЯНАО до 2022 года, МВт

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
Потребление – всего	1 814	1 949	2 066	2 079	2 085	2 201
Установленная мощность электростанций – всего	1032,67	1072,67	1072,67	976,67	1101,67	1174,67
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 Надым	24	24	24	24	24	24
ПЭС Уренгой	72	72	72			
ГТЭС Ямбургская	72	112	112	88	88	88
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. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Муниципальные электростанции г. Лабитнанги						73
ГТЭС Русского м/р					125	125
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	781,3	876,3	993,3	1 102,3	983,3	1 026,3

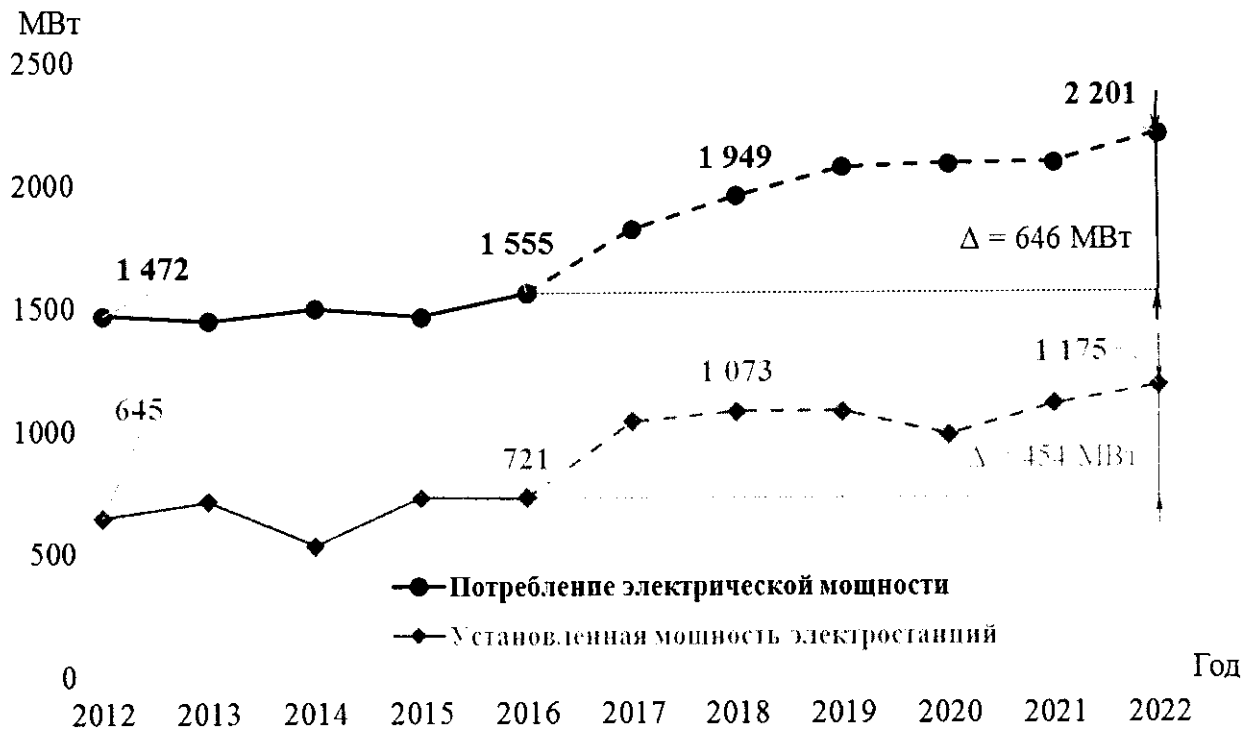


Схема 32. Баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО до 2022 года

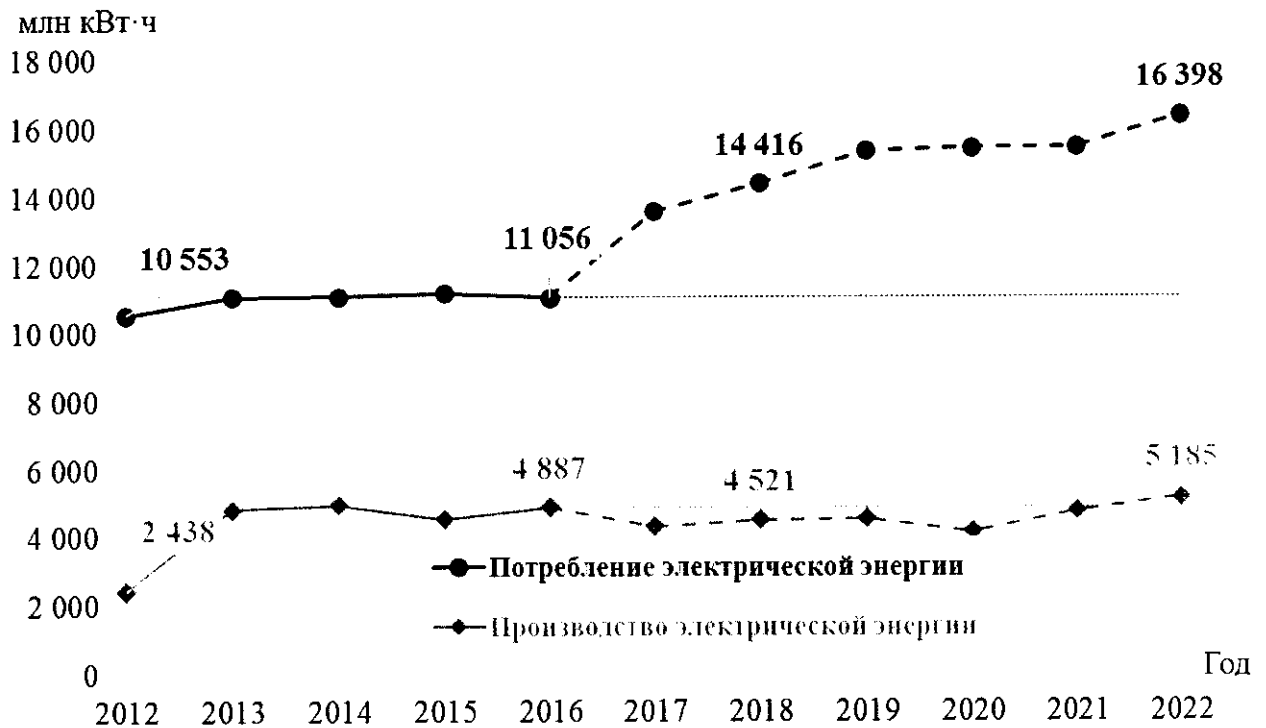


Схема 33. Баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО до 2022 года

Перспективный баланс электроэнергетики (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2017 – 2022 годы характеризуется как дефицитный с увеличением сальдо-перетока из ЭЭС ХМАО - Югры.

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

В таблице 36 приведен прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО на период 2018 – 2022 годов с указанием прогноза по МО.

Таблица 36

Прогноз потребления тепловой энергии на территории ЯНАО  
на период 2018 – 2022 годов

№ п/п	Прогноз потребления тепловой энергии (тыс. Гкал)	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
	Всего по ЯНАО	7 143	7 312	7 393	7 474	7 580
	В том числе					
1	Город Новый Уренгой	1 526	1 548	1 554	1 591	1 637
2	Город Ноябрьск	1 242,04	1 253,67	1 260,21	1 266,75	1 277,29
3	Город Надым	691,14	691,14	706,76	706,76	716,28
4	Город Салехард	856,2	879,8	903,3	918,5	934
5	Город Губкинский	294,23	294,23	294,23	294,23	294,23
6	Город Лабитнанги	401,06	411,76	418,73	420,16	432,22
7	Пгт Пангоды	195,57	271,21	271,27	271,21	271,27
8	Поселок Тазовский	157,9	153,17	153,17	153,17	153,17
9	Поселок Пурпе	61,13	61,13	61,13	61,13	61,13
10	Село Красноселькуп	91,76	94,51	97,35	100,27	103,28
11	Село Яр-Сале	78,3	78,3	81,9	82	83
12	Пгт Харп	60,07	87	87	87	87
13	Село Сеяха	74,5	74,5	79,8	83,4	86
14	Поселок Ханымей	37,83	37,83	37,83	37,83	37,83
15	Сельское поселение Мужевское	50,1	50,8	52,2	54,4	55
16	Село Аксарка	37,42	37,48	37,48	37,48	37,48
17	Сельское поселение Пуровское	28,32	28,32	28,32	28,32	28,32
18	Поселок Лонгъюган	26,05	26,05	27,55	27,55	27,55
19	Село Газ-Сале	53,78	49,08	49,08	49,08	49,08
20	Сельское поселение Приозерный	47,34	47,34	47,34	47,34	47,34
21	Село Мыс Каменный	42,75	42,75	42,75	42,75	42,75
22	Поселок Ягельный	17,48	17,48	17,48	17,48	17,48
23	Село Новый Порт	18,97	18,97	18,97	18,97	18,97
24	Село Гыда	27,39	25,07	25,07	25,07	25,07
25	Село Белоярск	14,41	14,41	14,41	14,41	14,41
26	Село Антипаюта	24,25	26,04	28,1	28,1	28,1
27	Сельское поселение Горковское	22,9	23,9	25,4	27,3	28
28	Поселок Правохеттинский	21,14	21,14	21,14	21,14	21,14
29	Село Самбург	16,32	16,32	16,32	16,32	16,32
30	Село Панаевск	19,2	19,2	19,4	22,6	23

1	2	3	4	5	6	7
31	Село Салемал	16,1	16,1	16,5	18,4	19
32	Сельское поселение Ныда	22,05	23,96	23,96	24,87	25,37
33	Сельское поселение Овгортское	10,8	11,1	11,7	14,2	15
34	Село Катравож	8,5	8,8	9	9,9	10
35	Пгт Заполярный	19,51	19,51	22,45	22,45	22,45
36	Село Ратта	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
37	Село Толька	38,78	38,78	38,78	38,78	38,78
38	Деревня Харампур	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98
39	Село Находка	7,3	7,19	7,19	7,19	7,19
40	Сельское поселение Шурышкарское	5,3	5,6	5,9	6,3	7
41	Село Халясавэй	5,23	5,23	5,23	5,23	5,23
42	Село Кутопьюган	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98
43	Сельское поселение Лопхаринское	3	3	3,1	3,2	3
44	Село Питляр	2,2	2,5	2,6	2,9	3
45	Сельское поселение Азовское	1,9	2	2	2	2
46	Город Муравленко	472,3	472,3	472,3	472,3	472,3
47	Город Тарко-Сале	182,8	182,8	182,8	182,8	182,8
48	Поселок Уренгой	97,85	97,85	97,85	97,85	97,85
49	Село Нори	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
50	Село Харсаим	4,96	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.

4.3.1.1. Базовый вариант развития.

Согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы в период 2017 – 2022 годов по ЭЭС ЯНАО в соответствии с мероприятиями с высокой вероятностью реализации в 2017 году планируется ввод в эксплуатацию и включение на параллельную работу с ЕЭС Российской Федерации Новоуренгойской ГТЭС установленной мощностью 120 МВт (таблица 37).

4.3.1.2. Умеренно-оптимистический прогноз.

В рамках рассмотрения умеренно-оптимистического прогноза потребления мощности в период 2017 – 2022 годов учтено изменение состава генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО в соответствии с дополнительными мероприятиями согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы.

В таблицах 38 – 39 приведены данные по дополнительным объемам и структуре вводов, вывода из эксплуатации и модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО в период 2017 – 2022 годов согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы. Выполнение дополнительных мероприятий по перемаркировке генерирующих объектов и

(или) генерирующего оборудования в ЭЭС ЯНАО в период 2017 – 2023 годы не планируется.

Согласно информации, представленной ООО «Газпром добыча Ямбург», на Ямбургской ГТЭС планируется изменение состава генерирующего оборудования с увеличением установленной мощности на 16 МВт до 88 МВт (таблица 40).

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО до 2022 года, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Новоуренгойская ГТЭС	ПАО «Газпром»								
1 ПГУ КЭС		газ природный	новое строительство	120					

Дополнительные объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО до 2022 года, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГТЭС-72 «Ямбургская»	ПАО «Газпром»								
7 ГТ КЭС		газ попутный	новое строительство		20				
8 ГТ КЭС		газ попутный	новое строительство		20				
9 ГТ-12		газ попутный	новое строительство				12		
10 ГТ-12		газ попутный	новое строительство				12		
Всего по станции					40		24		
ГТЭС Русского м/р	АО «Тюменнефтегаз»								
1 ГТ КЭС		газ попутный	новое строительство					125	



Дополнительные объемы и структура вывода из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО до 2022 года, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГТЭС-72 «Ямбургская»	ПАО «Газпром»								
5 ГТ КЭС		газ попутный	замена				12		
6 ГТ КЭС		газ попутный	замена				12		
Всего по станции							24		

Таблица 40

Изменение установленной мощности ГТЭС-72 Ямбургская до 2022 года, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7
1. Увеличение генерирующей мощности, всего		40		24		24 <sup>7</sup>
1.1. Ввод генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г7 ГТЭС-72		20				
1.2. Ввод генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г8 ГТЭС-72		20				
1.3. Ввод генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г1 ГТЭС-72					12 <sup>6</sup>	
1.4. Ввод генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г2 ГТЭС-72					12 <sup>6</sup>	
1.5. Ввод генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г9 ГТЭС-72				12 <sup>7</sup>		
1.6. Ввод генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г10 ГТЭС-72				12 <sup>7</sup>		
2. Снижение генерирующей мощности, всего				24	24	24
2.1. Демонтаж генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г1 ГТЭС-72				12		

<sup>6</sup> В соответствии с информацией, представленной ООО «Газпром добыча Ямбург» (письмо от 27.01.2017 № 2-06/1428), предусматривается дополнительная замена генерирующего оборудования, не предусмотренная проектом СИПР ЕЭС.

<sup>7</sup> В соответствии с информацией, представленной ООО «Газпром добыча Ямбург» (письмо от 27.01.2017 № 2-06/1428), ввод/демонтаж генерирующего оборудования предусматривается в 2022 году.

1	2	3	4	5	6	7
2.2. Демонтаж генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г2 ГТЭС-72				12		
2.3. Демонтаж генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г3 ГТЭС-72					12 <sup>6</sup>	
2.4. Демонтаж генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г4 ГТЭС-72					12 <sup>6</sup>	
2.5. Демонтаж генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г5 ГТЭС-72				12 <sup>7</sup>		
2.6. Демонтаж генерирующего оборудования по турбоагрегату (блоку) Г6 ГТЭС-72				12 <sup>7</sup>		

#### 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 настоящей схемы отсутствуют.

#### 4.3.3. Структура генерирующих мощностей.

Согласно СиПР ЕЭС России на 2017 – 2023 годы в период 2017 – 2022 годов по ЭЭС ЯНАО в соответствии с мероприятиями с высокой вероятностью реализации в 2017 году планируется ввод в эксплуатацию и включение на параллельную работу с ЕЭС Российской Федерации Новоуренгойской ГТЭС установленной мощностью 120 МВт. Структура установленной мощности электростанций на ЭЭС ЯНАО на 2022 год приведена в таблице 41 и на схеме 34.

Таблица 41

Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО  
на 2022 год, базовый прогноз

Тип электростанции	Мощность, МВт
1	2
Всего, в т.ч.	1 032,67
ПГУ	625,27
ГТУ	374,4
ПСУ	24
ГПУ	9

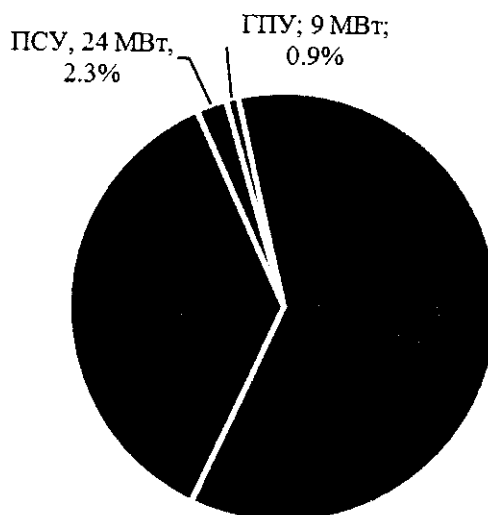


Схема 34. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО  
на 2022 год, базовый прогноз

В рамках рассмотрения умеренно-оптимистического прогноза потребления мощности в период 2017 – 2022 годов с учетом изменения состава генерирующего оборудования по ЭЭС ЯНАО, в соответствии с дополнительными мероприятиями согласно СиПР ЕЭС России 2017 – 2023 структура установленной мощности электростанций на ЭЭС ЯНАО на 2022 год приведена в таблице 42 и на схеме 35.

Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО  
на 2022 год, умеренно-оптимистический прогноз

Тип электростанции	Мощность, МВт
1	2
Всего, в т.ч.	1 174,67
ПГУ	625,27
ГТУ	516,4
ПСУ	24
ГПУ	9

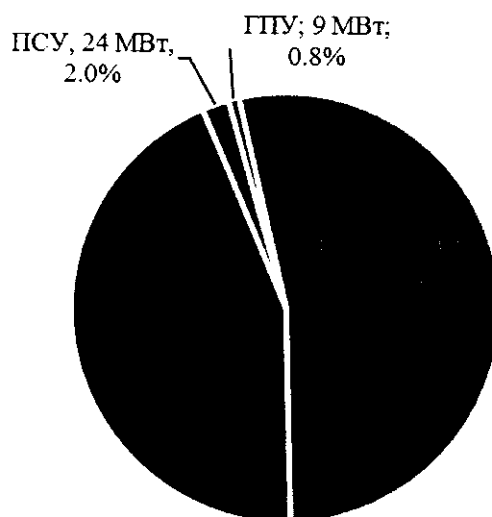


Схема 35. Структура установленной мощности электростанций в ЭЭС ЯНАО  
на 2022 год, умеренно-оптимистический прогноз

#### 4.3.4. Потребность электростанций генерирующих компаний в топливе.

В таблице 43 приведены данные о перспективном потреблении топлива генерирующими компаниями, действующими на территории ЯНАО, для базового варианта развития ЭЭС ЯНАО.

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

Наименование генерирующей компании	Наименование электростанции	Вид топлива	Потребление, тыс. т у.г.				
			2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6	7	8
АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация»	Уренгойская ГРЭС	природный газ	713 484	834 716	835 256	834 716	834 716
ООО «НПЭ»	Ноябрьская ПГЭ	природный газ	275 141	275 141	275 141	275 141	275 141
ООО «Северная ПЛЭС»	ПЭС Надым	природный газ	76 950	76 950	76 950	76 950	76 950
ПАО «Передвижная энергетика»	ПЭС Уренгой	природный газ	43 180	43 180	43 180	43 180	43 180
ПАО «Передвижная энергетика»	ПЭС Лабитнанги	природный газ	72 039	72 039	72 039	72 039	72 039
ООО «Газпром добыча Ямбург»	Ямбургская ГТЭС	дизельное топливо	555	555	555	555	555
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	27 244	28 981	31 104	31 877
			21 275	21 965	21 965	22 425	23 230

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

МО город Салехард.

Согласно схеме развития систем тепло-, электро-, водо-, газоснабжения и водоотведения МО город Салехард на период до 2022 года предусмотрены следующие мероприятия по развитию источников тепловой энергии:

- строительство ЦТП № 5 (13 Гкал/ч), ЦТП № 6 (15 Гкал/ч), ЦТП № 8 (31 Гкал/ч), ЦТП № 10 (9 Гкал/ч), ЦТП № 11 (1 Гкал/ч), ЦТП № 12 (38 Гкал/ч);

- строительство ЦТП № 13 (13 Гкал/ч) в центре нагрузок котельных №№ 13, 16;

- строительство пиковой котельной на площадке ГТЭС-1,2 мощностью 100 Гкал/ч с установкой 5 котлов КВ-ГМ-23, 26-150 единичной производительностью 20 Гкал/ч;

- строительство тепломагистралей для подключения предлагаемых ЦТП к энергетическим комплексам ГТЭС Обдорск с планируемой к строительству «Пиковой котельной ГТЭС-1,2»;

- реконструкция котельной МБК с оснащением ее резервным топливом и использование в качестве резервного источника для потребителей многопрофильного больничного комплекса;

- реконструкция котельной № 35 с увеличением установленной мощности до 54,4 Гкал/ч для теплоснабжения планируемой застройки правого берега р. Шайтанки со строительством тепломагистралей в эту зону;

- строительство «Котельной А» в районе ДЭС-2 установленной мощностью 71 Гкал/ч для теплоснабжения перспективной застройки общественно-деловой зоны правого берега р. Шайтанка;

- строительство ЦТП-А1 (7 Гкал/ч), ЦТП-А2 (7 Гкал/ч), ЦТП-А3 (26 Гкал/ч), ЦТП-А4 (26 Гкал/ч) в перспективной зоне теплоснабжения «Котельной А»;

- реконструкция котельной № 25 с учетом перевода на газ;

- реконструкция Пиковой котельной ДЭС-1 с увеличением установленной тепловой мощности до 25,8 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 Лимбьяха в планировочном районе 06:02 (мкр. Надежда) с увеличением мощности до 10 Гкал/ч;

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

- реконструкция ЦТП-4 в районе Лимбьяха 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. Нового Уренгоя 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 как резервного источника 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 обратного 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;

- 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;

- модернизация и техническое перевооружение котельной станции Ноябрьск-1 (перевод котельного оборудования на водогрейный режим, замена котлов);

- модернизация котельной КВГМ-100.

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 город Муравленко на период 2012 – 2027 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.

МО Красноселькупский район.

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

- строительство и ввод в эксплуатацию 2 очереди котельной № 5 «Термаль-26 МВт» установленной тепловой мощностью 11 МВт (9,46 Гкал/ч) в с. Красноселькуп;
- строительство газопоршневой электростанции (ГПЭС) установленной электрической мощностью 8 МВт и тепловой мощностью 4,424 Гкал/ч в с. Красноселькуп;
- реконструкция котельной № 5 «Термаль» в с. Красноселькуп;
- техническое перевооружение котельной № 4 «Октан»;
- ввод в эксплуатацию котельной № 2 «Октан» установленной тепловой мощностью 15 МВт (12,90 Гкал/ч) в сельском поселении Толькинское;
- строительство газопоршневой электростанции (ГПЭС) установленной электрической мощностью 4 МВт и тепловой мощностью 2,212 Гкал/ч в сельском поселении Толькинское;
- строительство и ввод в эксплуатацию новой котельной № 1 установленной тепловой мощностью 15 МВт (12,90 Гкал/ч) в сельском поселении Толькинское;
- техническое перевооружение котельной № 2 «Октан»;
- увеличение суммарной установленной тепловой мощности существующей дизельной котельной с 1,4 МВт до 3,0 МВт в с. Ратта.

МО Надымский район.

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

- строительство новой газопоршневой электростанции с утилизацией тепла уходящих дымовых газов (Надымской ТЭЦ) с размещением на территории существующей промплощадки общегородской котельной № 1 установленной мощностью 23,28 МВт, 133,26 Гкал/ч;
- строительство и ввод в эксплуатацию новой водогрейной котельной 60 МВт (51,6 Гкал/ч), предназначенной для теплоснабжения 13 и 15 микрорайонов, со схемой выдачи тепловой мощности в г. Надыме;
- 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;

- техническое перевооружение котельной КОС с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в г. Надыме;

- техническое перевооружение котельной Правобережный с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в г. Надыме;

- техническое перевооружение котельных поселков СУ-934, СМУ-1, АТБ-6 № 1, АТБ-6 №2, МО-65 с заменой основного и вспомогательного технологического оборудования в связи с истечением сроков службы или выработки ресурса 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 пгт 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.

МО Шурышкарский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Шурышкарский район 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).

МО Тазовский район.

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

- строительство и ввод в эксплуатацию новой котельной установленной тепловой мощностью  $Q_{уст} = 20$  МВт (17,197 Гкал/ч) для замещения тепловой мощности существующей котельной в селе Газ-Сале;

- строительство и ввод в эксплуатацию новой установки приготовления воды для подпитки тепловой сети с вакуумным деаэратором, насосами подпитки тепловой сети и установкой двух баков аккумуляторов горячей воды  $V_{стр} = (2 \times 150) = 300$  м<sup>3</sup> в селе Газ-Сале;

- вывод из эксплуатации существующей котельной (с демонтажем котельного оборудования) в связи с выработкой основным оборудованием нормативного срока службы и замещением ее тепловой мощности новой котельной с  $Q_{уст} = 20$  МВт в селе Газ-Сале;

- строительство нового распределительного коллектора РК-1 на выводе изношенной котельной с  $Q_{уст} = 20$  МВт для организации возможности отключения и регулирования требуемых напоров для I и II выводов, установки измерительных участков расходомеров, монтажа системы защиты с БСК, подключения коллекторов от резервных СН в существующей котельной в селе Газ-Сале;

- строительство и ввод в эксплуатацию к 2017 году новой водогрейной котельной № 1 установленной тепловой мощностью  $Q_{уст} = 6,5$  МВт (5,589 Гкал/ч) с замещением тепловой мощности существующей котельной № 1 «Глубокое» (с переводом ее в резерв и последующим демонтажем после ввода в эксплуатацию новой резервирующей переемычки 20325 мм с котельной № 3 «Новая») в с. Антипаюта;

- реконструкция котельной № 3 «Новая» с заменой существующих сетевых насосов К 200-150-315 на более высоконапорные с установкой преобразователей частоты и увеличением пропускной способности внутреннего тракта сетевой воды, строительством нового распределительного коллектора на выходе из котельной в с. Антипаюта;

- техническое перевооружение котельной № 3 «Новая» в с. Антипаюта;

- строительство распределительного коллектора РК1 на выводе из новой котельной № 1 (6,5 МВт) в с. Антипаюта;

- строительство и ввод в эксплуатацию новой водогрейной котельной установленной тепловой мощностью 15 МВт (12,898 Гкал/ч) с замещением тепловой мощности существующих котельных № 1 и № 2 в с. Гыда;

- строительство новой газопоршневой электростанции (ГПЭ) со схемой выдачи электрической мощности (электрическая мощность 4,0 МВт, тепловая мощность 2,212 Гкал/ч) в с. Гыда;

- техническое перевооружение котельных № 1 и № 2 в с. Гыда;

- вывод из эксплуатации и демонтаж котельных № 1 и № 2 в связи с выработкой основным оборудованием нормативного срока службы и замещением ее тепловой мощности новой котельной (15,0 МВт) в с. Гыда;

- строительство распределительного коллектора РК-1 тепловых сетей на выводе из новой котельной (15,0 МВт) в с. Гыда;

- реконструкция существующей котельной 6 МВт с изменением схемы подпитки котлового контура, установкой схемы дозировки комплексона, монтажом стационарной схемы промывки ВВП, монтажом установки деаэрации подпиточной воды с  $Q = 10$  м<sup>3</sup>/ч и установкой двух баков аккумуляторов  $V_{стр} = (2 \times 50) = 100$  м<sup>3</sup> и пр. с. Находка;

- техническое перевооружение котельной 6 МВт в связи с переводом на природный газ для выполнения требований СНиП П-35-76, ПБ 12-529-03 и ПБ 10-574-03 (в том числе внутреннее газоснабжение котельной, датчики загазованности, термозапорный клапан, система вентиляции и пр.) с. Находка;

- строительство нового распределительного коллектора РК-1 тепловых сетей на выводе из котельной для организации схемы распределения теплоносителя по направлениям в с. Находка;

- строительство и ввод в эксплуатацию в 2017 и 2018 годах новой газопоршневой электростанции ГПУ-ТЭЦ ( $N_{эл} = (4 \text{ ГПА} \times 4,0 \text{ МВт} + (4,0)) = 16,0(20) \text{ МВт}$ ,  $Q_{тепл} = ((30 + 7,44) + 7,44 + 3,72) = 45(48,58) \text{ Гкал/ч}$ ) со схемой выдачи тепловой и электрической мощности с замещением тепловой мощности существующих котельных № 1, 4, 6, 7, 8 и 82 («Термакс») в пов. Тазовский;

- реконструкция и техническое перевооружение существующих котельных сохраняемых в эксплуатации и резерве в пос. Тазовский: котельная № 2 «Геофизики» (реконструкция), котельная № 11 «Аэропорт» (реконструкция), котельная № 8 «Интернат» (техническое перевооружение), котельная № 4 «Рыбозавод» (реконструкция с переводом в режим насосной станции на обратном трубопроводе);

- вывод из эксплуатации и демонтаж котельного оборудования в морально устаревших котельных № 1, 4, 6, 7 в связи с выработкой основным оборудованием нормативного срока службы и замещением их тепловой мощности новой газопоршневой электростанцией ГПУ-ТЭЦ ( $Q_{уст} = 45,0 \text{ Гкал/ч}$ ) в пос. Тазовский.

Пуровский район.

Согласно схеме теплоснабжения МО Пуровский район 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 2-го блока котельной № 3 пос. Пуровск (2 котла КВСА-2,0 мощностью 1,72 Гкал/ч каждый) в целях устранения дефицита мощности и обеспечения перспективной тепловой нагрузки потребителей;

- 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 п. Пурпе;

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

- строительство новой котельной в п. Пурпе с объединением зон действия выводимых из эксплуатации котельных № 6 и № 8;
- строительство новой блочно-модульной котельной в районе котельной № 9 в п. Пурпе;
- строительство новой котельной в мкр. Ямальский-2 в п. Пурпе;
- увеличение мощности новой котельной в районе котельной № 2 на Гкал/ч в п. Пурпе;
- установка новых водогрейных котлов мощностью 10 Гкал/ч (3 ед.) и 5 Гкал/ч (2 ед.) в п. Ханымей;
- строительство блочно-модульной котельной на территории базы отдыха мощностью 3,0 Гкал/ч в д. Харампур.

Приуральский район.

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

- строительство автоматизированной блочной котельной п. Горноknязевск установленной мощностью 0,5 МВт (0,43 Гкал/ч), располагаемой в районе компактно сгруппированной общественной застройки населенного пункта;
- модернизация котельной № 2 с. Аксарка с заменой котла КИМАК на новый в связи с истечением срока службы;
- 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 д. Лаборовая установленной мощностью 2,1 Гкал/ч, располагаемой в центре территории населенного пункта вблизи компактно сгруппированной общественной застройки;
- строительство блочно-модульной котельной п. 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;

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

В настоящее время комбинированная выработка тепловой и электрической энергии осуществляется на следующих электростанциях энергосистемы ЯНАО: Уренгойская ГРЭС (установленная тепловая мощность 410 Гкал/час, осуществляет теплоснабжение р-на Лимбьяха г. Новый Уренгой), Ноябрьская ПГЭ (установленная тепловая мощность 95 Гкал/час, ООО «Ноябрьская ПГЭ» после завершения инвестиционного проекта по обеспечению выдачи тепловой мощности (начало с 01 октября 2016 года) коммерческий отпуск тепловой энергии в систему теплоснабжения г. Ноябрьска), ТЭС пгт Харп (осуществляет теплоснабжение пгт Харп), ГПЭС с. Аксарка (осуществляет теплоснабжение с. Аксарка).

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 от данных ГТЭС МО отсутствует.

На ГТЭ-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 паровинтовая 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.

Наиболее перспективной территорией по вводу ветрогенерирующих установок является северо-западная часть ЯНАО – Ямальский и часть Приуральского районов с удельным ветровым потенциалом до 1 кВт/м<sup>2</sup>. Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по схеме 36.

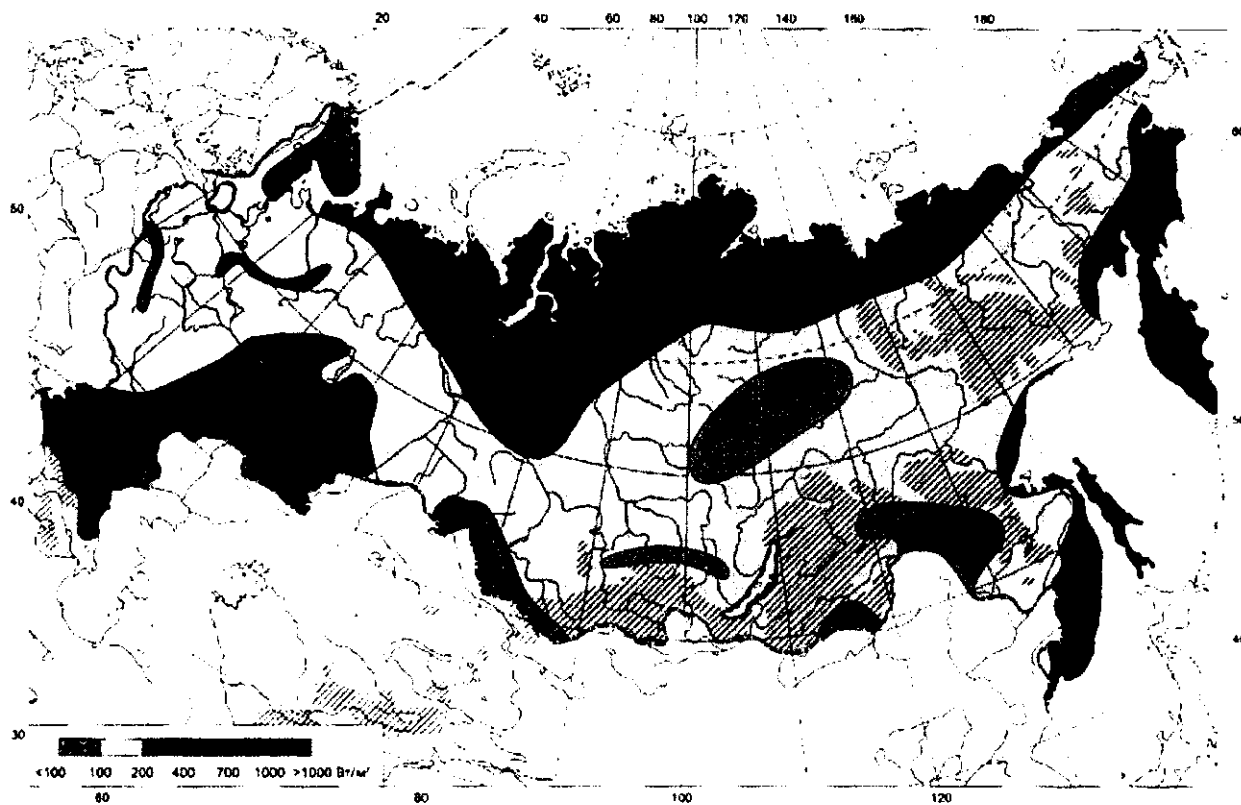


Схема 36. Распределение удельного ветропотенциала (Вт/м<sup>2</sup>) на высоте 100 м

Наиболее перспективным является ввод ветрогенерирующих установок в территориально удаленных от ЕЭС Российской Федерации районах для электроснабжения нефтяных, газовых месторождений и удаленных поселений без подключения ветрогенерирующих установок к ЕЭС Российской Федерации. Резервным источником электроэнергии в данном случае будет являться маневренная дизельная установка.

Ввод ветрогенерирующих установок позволит снизить зависимость отдаленных регионов от дизельного топлива, а также будет способствовать снижению себестоимости электроэнергии в этих регионах.

#### 4.4.2. Гидроэнергетика.

Водные ресурсы ЯНАО содержат порядка 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 км<sup>2</sup> 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 электростанций присутствует существенный недостаток – изменяющаяся в течение суток мощность. Данный недостаток требует обязательной работы электростанции параллельно с энергосистемой либо резервирование электростанции работой

иных электростанций и, как следствие, дополнительное сетевое строительство, что повышает стоимость возведения станции и ее инфраструктуры и снижает выгоду от дешевизны энергии, вырабатываемой станцией.

#### 4.4.4. Солнечная энергетика.

Данный вид энергетике основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетике 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 37 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории Российской Федерации.



Схема 37. Карта потока солнечной радиации, приходящегося на  $\text{м}^2$  за один день на территории России

По приведенной выше карте можно отметить, что по территории ЯНАО суммарная солнечная радиация на  $1 \text{ м}^2$  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-западных 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 38.





Схема 38. 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. м<sup>3</sup>). 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. м<sup>3</sup> или 320 т у.т. Также возможно получение биотоплива из твердых бытовых отходов и на очистных сооружениях. При переработке 25 м<sup>3</sup> сточных вод можно получить около 1 м<sup>3</sup> биогаза или 0,0007 т у.т. При переработке 1 т твердых бытовых отходов можно получить 70 – 115 м<sup>3</sup> биогаза или 0,05 – 0,08 т у.т.

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

Биотопливо третьего поколения получается из специальных водорослей с высоким содержанием масла. Такие виды водорослей очень чувствительны к низкой температуре и требуют высокую температуру для активного роста. В условиях затяжной зимы (более 8 месяцев) и среднегодовой температуры на уровне -10°С данная технология в открытых водоемах (на территории ЯНАО находится порядка 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 разделе представлены перспективные балансы электроэнергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2018 – 2022 годы, учитывающие перспективный прогноз электроэнергии (мощности), соответствующий СиПР ЭЭС на 2017 – 2023 годы.

Перспективный баланс электрической энергии и мощности ЭЭС ЯНАО на 2018 – 2022 годы приведен в таблицах 44 и 45.

Таблица 44

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО  
на период 2018 – 2022 годов, млн кВт·ч

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление, млн кВт·ч	11 428	11 565	11 715	11 921	12 405
Собственная выработка, млн кВт·ч	4352	4384	4418	4480	4558
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	1,13	1,20	1,30	1,76	4,06

1	2	3	4	5	6
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	7 076	7 181	7 297	7 441	7 847

Таблица 45

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО  
на период 2018 – 2022 годов, МВт

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6
Потребление – всего	1 545	1 555	1 575	1 605	1 665
Установленная мощность электростанций – всего	1032,67	1032,67	1032,67	1032,67	1032,67
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 Надым	24	24	24	24	24
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72
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. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	512,33	522,33	542,33	572,33	632,33

Перспективный баланс электроэнергии (мощности) ЭЭС ЯНАО на 2018 – 2022 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 2022 года) и ввода промышленного предприятия ООО «НГХК» (110 МВт). Данный рост электропотребления покрывается за счет ввода Новоуренгойской ГТЭС и электростанций энергорайона г. Салехарда.

Таким образом, перспективный баланс электроэнергии (мощности) на 2018 – 2022 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 2018 – 2022 годы приведен в таблицах 46 и 47.

Перспективный баланс электрической энергии ЭЭС ЯНАО  
на период 2018 – 2022 годов, млн кВт·ч

Наименование показателя	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6
Электропотребление, млн кВт·ч	14416	15365	15464	15486	16398
Собственная выработка, млн кВт·ч	4521	4554	4179	4780	5185
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	6,20	6,58	0,64	0,14	5,89
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	9 896	10 811	11 285	10 707	11 213

Таблица 47

Перспективный баланс электрической мощности ЭЭС ЯНАО  
на период 2018 – 2022 годов, МВт

Показатель	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5	6
Потребление – всего	1 949	2 066	2 079	2 085	2 201
Установленная мощность электростанций – всего	1072,67	1072,67	1048,67	1173,67	1246,67
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 Надым	24	24	24	24	24
ПЭС Уренгой	72	72	72	72	72
ГТЭС Ямбургская	112	112	88	88	88
ГТЭС Харвутинская	10	10	10	10	10
ГТЭС Песцовая	15	15	15	15	15
ГТЭС Юрхаровского НГКМ	8	8	8	8	8
ППЭС Вынгапуровского ГПЗ	9	9	9	9	9
Новоуренгойская ГТЭС	120	120	120	120	120
Муниципальные электростанции г. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Муниципальные электростанции г. Лабытнанги	0	0	0	0	73
ГТЭС Русского м/р	0	0	0	125	125
Сальдо перетока («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	876,3	993,3	1 030,3	911,3	954,3

#### 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 2016 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  $5^{\circ}\text{C}$ , для летнего периода – плюс  $25^{\circ}\text{C}$ .

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277<sup>8</sup>.

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.

Результаты анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети ЭЭС ЯНАО приведены в настоящем подпункте.

4.6.2. Электрические расчеты режимов основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы на территории ЯНАО на 2018 – 2022 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для отчетных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 35 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2017 – 2022 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 № 277<sup>9</sup>.

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.

---

<sup>8</sup>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.

<sup>9</sup>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.

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 2018 – 2022 годов были использованы данные о развитии энергосистемы в соответствии с СиПР ЭЭС 2017 – 2023 годов, а также мероприятиями инвестиционных программ ПАО «ФСК ЭЭС», 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 48.

При анализе перспективного развития ЭЭС ЯНАО учтено объединение на параллельную работу ЭЭС ЯНАО с Ванкорским промышленным участком (ВПУ).

Таблица 48

Перечень объектов электросетевого строительства на территории ЭЭС ЯНАО  
на период 2017 – 2022 годов

№ п/п	Электросетевой объект	Параметры объекта		Год ввода	Основание для выполнения мероприятия
		км	МВА, Мвар		
1	2	3		4	5
Электросетевые объекты, включенные в проект СиПР ЭЭС России на 2017 – 2023 годы					
1	Строительство ПС 220 кВ Исконная с шлейфовыми заходами ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой	1х4,177 1х4,19	1х125	2017	обеспечение технологического присоединения в Северном энергорайоне (район ПС 220 кВ Уренгой)
2	Строительство ПС 220 кВ Ермак с заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея	1х80,2 1х80,4	2х125 2х40 2х63 (УШР)	2018	обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Транснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»
3	Строительство ПС 220 кВ Славянская с ВЛ 220 кВ Ермак – Славянская № 1, 2	2х143	2х25	2018	
Электросетевые объекты, включенные в Технические условия на технологическое присоединение					
4	Строительство ВЛ 110 кВ Исконная – Лимбья-Яха	2х10	-	2017	технологическое присоединение в Северном энергорайоне (район

1	2	3		4	5
					ПС 220 кВ Уренгой)
5	Строительство ПС 110 кВ НПС Уренгойская	-	2x40	2017*	технологическое присоединение ПАО «Газпром»
	Строительство ВЛ 110 кВ «Лимбя-Яха – НПС Уренгойская-1,2 цепь»	2x70	-	2017	
6	Строительство ПС 110 кВ ПСП	-	2x16	2017*	технологическое присоединение ПАО «Газпром»
	Строительство ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПС ПСП 1,2 (участок от ПС Пур до ПС ПСП)	38,76	-	2017	
	Строительство ВЛ 110 кВ Кирпичная – ПС ПСП 2 ц. (участок от ПС Кирпичная до ПС Пур)	41	-	2017	
	Строительство одноцепного участка ВЛ-110 кВ от ПС Таланга до точки врезки ВЛ-110 кВ Кирпичная – Пурпейская	4,53	-	2017	
	Реконструкция заходов ВЛ 110 кВ на ПС Кирпичная	-	-	2017	
7	Строительство ПС 110 кВ Ачимовская с питающими ВЛ 110 кВ Буран – Ачимовская	2x21	2x25	2017	технологическое присоединение ОАО «Арктикгаз»
	Строительство СП 110 кВ Буран	-	-	2017	
	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Буран – Тябъяха	-	-	2017	
8	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Снежная с заменой трансформаторов 2x25 МВА на 2x40 МВА	-	2x40	2017	технологическое присоединение потребителей филиала «Газпромнефть- Муравленко» АО «Газпромнефть-ННГ»
	Установка АОПО на ПС 220 кВ Вынгапур на ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя с организацией каналов УПАСК	-	-	2017	
	Установка АОПО на ПС 220 кВ Вынгапур на ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк с организацией каналов УПАСК	-	-	2017	
	Установка АОПО на ПС 220 кВ Янга-Яха на ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр с организацией каналов УПАСК	-	-	2017	
	Установка АОСН на ПС 110 кВ Новогодняя	-	-	2017	
	Установка АПНУ Уренгойской ГРЭС и АПНУ на ПС 220 кВ Уренгой	-	-	2017	
9	Установка АПНУ Уренгойской ГРЭС и АПНУ на ПС 220 кВ Уренгой	-	-	2017	технологическое присоединение Уренгойской ГРЭС к

1	2	3		4	5
					электрическим сетям
10	Сооружение ПС 110 кВ Отдельная с отпайками от ВЛ 110 кВ Холмогорская – Вышка-1,2	2x0,5	2x6,3	2017	технологическое присоединение ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Без увеличения отбора мощности - перераспределение нагрузки с ПС 110 кВ Вышка
11	Строительство ПС 110 кВ ГДН	-	2x40	2017	технологическое присоединение ДКС на Еты-Пуровском газовом месторождении ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
	Строительство СП 110 кВ в районе ПП 110 кВ Северный	-	-	2017	
	Строительство ВЛ 110 кВ ПП Северный – ГДН - 1,2	2x60	-	2017	
12	Строительство ПС 110 кВ ПСП Заполярное с ВЛ 110 кВ Ермак – ПСП Заполярное	2x2	2x16	2019	технологическое присоединение АО «Транснефть – Сибирь» и ОАО «Тюменнефтегаз»
13	Строительство ПС 110 кВ Русская с ВЛ 110 кВ Ермак – Русская	2x70	2x80	2019	
14	Сооружение ПС 110 ЦПС-4, ВЛ 110 кВ Песцовая – Оленья –2, заходов ВЛ 110 кВ Оленья – Песцовая 1,2 ц. на ПС 110 кВ ЦПС-4	2x10	2x10	2019	технологическое присоединение систем электроснабжение объекта «Обустройство нижнемеловых отложений Песцового НГМК на период ОПЭ» к электрическим сетям
* 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					

#### 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», АО «РИТЭК», АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»), 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 максимальной мощностью 9 МВт в 2022 году, 74 МВт до 2055 года;
- Русское месторождение с максимальной мощностью 120 МВт в 2022 году, 180 МВт до 2027 года;



- технологическое присоединение Ново-Уренгойского лицензионного участка АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» с максимальной мощностью 6 МВт.

Технические условия на технологическое присоединение к электрическим сетям приведенных объектов отсутствуют (не выдавались, заявки на технологическое присоединение в сетевые компании не подавались).

При моделировании электроэнергетических режимов схемы присоединения вышеуказанных объектов в расчетных моделях приняты условно. Учетные в расчетах данные приведены в таблице 49.

Таблица 49

## Перечень принятых мероприятий при моделировании электроэнергетических режимов

№ п/п	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	2х20	2х10
2	Сандибинское месторождение	2018	сооружение ПС 110 кВ Сандибинская с отпайками от ВЛ 110 кВ Базовая – Ныда – 1,2	2х15	2х6,3
3	Энергорайон г. Лабытнанги	2022 <sup>10</sup>	строительство ПС 110 кВ Лабытнанги с питающей ЛЭП 110 кВ (в габаритах 220 кВ) Салехард – Лабытнанги	2х60	2х40
4	Северо-Комсомольское месторождение	2022	сооружение ПС 110 кВ Юг с питающими ВЛ 110 кВ от вновь сооружаемых ячеек 110 кВ в районе СП 110 кВ Барсуковский	2х66	2х40
			сооружение ячеек 110 кВ в районе СП 110 кВ Барсуковский	-	-
			сооружение ПС 110 кВ Север с питающими ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Юг	2х26	2х40
5	Русское месторождение	2022	перевод ПС 110 кВ Русская с питающими ВЛ 110 кВ на напряжение 220 кВ		2х125
			строительство ВЛ 220 кВ Исконная – Ермак	210	
6	Ново-Уренгойский лицензионный участок	2020	строительство новой ПС 110 кВ с подключением к ВЛ 110 кВ Уренгой – Лимбя-Яха-1,2		

Мероприятия по электросетевому строительству 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

<sup>10</sup> 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 г. 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. Салехард (сооружение перехода планируется выполнить по вновь сооружаемому мосту).

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 и пр. 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 2018 – 2022 годы.

Расчеты электроэнергетических режимов ЭЭС ЯНАО для характерных режимов зимних и летних нагрузок сети при нормативных возмущениях в электрической сети 35 – 500 кВ ЭЭС ЯНАО выполнены для нормальной и основных ремонтных схем на 2017 – 2022 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.

### Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2017 – 2022 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:

- 2 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур;
- 3 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Холмогорская;
- ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1(2).

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

- 1, 2, 3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур;
- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр;
- 1Т, 2Т ПС 110/35/6 кВ Барсуковская;
- 1Т, 2Т ПС 110/35/6 кВ Маяк;

- 1Т, 2Т ПС 110/35/6 кВ Стрела;
- 1Т, 2Т ПС 110/35/6 кВ Янтарная;
- 1Т, 2Т ПС 110/35/6 кВ Хорошуновская;
- 1Т, 2Т ПС 110/10/10 кВ Сигнал;
- 1Т, 2Т ПС 110/6 кВ УГП-2В;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Голубика;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Опорная.

#### Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии

В ремонтных схемах при нормативных возмущениях возможен ввод графиков аварийных ограничения (далее – ГАО) для ликвидации токовой перегрузки следующих ЛЭП и оборудования:

- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и 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 Барсуковская;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Голубика;
- 1Т, 2Т ПС 110 кВ Опорная.

Ограничение режима электроснабжения потребителей электрической энергии устройствами ПА вероятно в ремонтных схемах при единичных нормативных возмущениях для устранения ликвидации токовой перегрузки следующего оборудования:

- 1, 2, 3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур (АОПО 1,2,3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур);
- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр (АОПО ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, АОПО ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк на ПС 220 кВ Вынгапур и АОПО ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр на ПС 220 кВ Янга-Яха).

#### Мероприятия

Состав рекомендуемых мероприятий в сети 110 кВ и выше до 2022 года по предотвращению и ликвидации недопустимых значений параметров электроэнергетического режима в ЭЭС ЯНАО при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблице 48, приведен ниже.

1, 2, 3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур. Для исключения отключения потребителей после единичного нормативного возмущения в ремонтных схемах целесообразно сооружение транзита 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская.

ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1,2. В целях предотвращения ввода ГАО при нормативных возмущениях в единичной ремонтной схеме целесообразно включение в

транзитный режим ВЛ 110 кВ СП Барсуковский – ПП Комсомольски-1,2. Для обеспечения замыкания транзита требуется 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 исключения ввода ГАО (после замыкания транзита 110 кВ Муравленковская – Барсуковская – ПП Комсомольский – Тарко-Сале), вероятность ввода которых возникает в послеаварийных схемах при отключенных элементах сети, целесообразно рассмотреть установку АОПО ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Комсомольский-1,2 и ВЛ 110 кВ Муравленковская – Барсуковская-1,2 и реализовать каналы УПАСК на ПС 500 кВ Тарко-Сале и ПС 500 кВ Муравленковская соответственно для передачи сигналов УВ с действием на отключение нагрузки в Ноябрьском энергорайоне.

ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр. Для исключения ввода ГАО в схеме, складывающейся после работы АОПО ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, АОПО ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, АОПО ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр, при единичных отключениях одной из ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр в ремонтных схемах второй ВЛ 110 кВ и возможности включения отключенных потребителей с учетом планов ООО «Газпромдобыча Ноябрьск» по строительству новой ПС 110 кВ ГДН с ВЛ 110 кВ ПП Северный – ГДН – 1,2 целесообразно реализовать транзит 110 кВ между ПП 110 кВ Северный и ПС 110 кВ Губкинская с использованием планируемого к сооружению участка от ПП 110 кВ Северный до новой ПС 110 кВ ГДН.

1Т, 2Т ПС 110 кВ Барсуковская. Установленная мощность трансформаторов 1Т и 2Т на ПС 110 кВ Барсуковская составляет 2х40 МВА.

Токовая перегрузка 1(2) Т ПС 110 кВ Барсуковская выявлена при аварийном отключении 2(1)Т ПС 110 кВ Барсуковская в нормальной схеме отчетного потокораспределения в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок. При этом суммарная загрузка 1Т и 2Т ПС 110 кВ Барсуковская в день контрольного замера 2016 года составила 57,7/58,6 МВА (зима/лето). Наибольшая загрузка ПС 110 кВ Барсуковская зафиксирована в период летних максимальных нагрузок в день контрольного замера 2016 года и составила 58,6 МВА.

Для обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима электрической сети 35 кВ Барсуковского месторождения при единичных отключениях электрической сети рекомендуется установка 3Т 110/35/6 кВ 25 МВА на ПС 110 кВ Барсуковская.

1,2 Т 110 кВ ПС 110 кВ Голубика. На ПС 110 кВ Голубика установлены два трансформатора мощностью 2х16 МВА. Фактическая максимальная загрузка 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. 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. Нового Уренгоя, 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 – 1,2. При этом 1Т ПС 110 кВ Опорная присоединён отпайкой от ответвления от ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Ева-Яха. В случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 1 и 2 питание сети 35 кВ будет осуществляться от 1Т ПС 110 кВ Опорная. Суммарная нагрузка на ПС 110 кВ Опорная составит 34 МВА и превысит пропускную способность оставшегося в работе трансформатора на 112,5%. В летний период в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 1 (2) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 2 (1) нагрузка на ПС 110 кВ Опорная составит 18 МВА, и превысит пропускную способность оставшегося в работе трансформатора на 12%.

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

#### 4.6.3.2. Умеренно-оптимистический вариант развития.

### Выход параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений

При анализе потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО в периоды зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на 2018 – 2022 годы для умеренно-оптимистического варианта развития выявлены риски, аналогичные базовому варианту, а также следующее:

1. Во всех нормальных режимах перспективного периода 2017 – 2022 годов уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах при условии выполнения сроков и объемов мероприятий, приведенных в таблице 49.

В нормальных режимах зимнего максимума нагрузки 2020 – 2022 годов выявлено превышение ДДТН 3(4) АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой, которое ликвидируется секционированием сети и загрузкой генерирующего оборудования Уренгойской ГТЭС и 1,2 ТГ Уренгойской ГРЭС.

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

- контролируемое сечение «Северный энергорайон»;
- 2 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур;
- 3,4 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой;
- 1 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Исконная;
- 3 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Холмогорская;
- ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-2В, ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В;
- ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный-1.

Состав рекомендуемых мероприятий в сети 110 кВ и выше до 2022 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 48 и 49, приведен ниже.

Контролируемое сечение «Северный энергорайон». Для обеспечения статической устойчивости по контролируемому сечению «Северный энергорайон» рекомендуется строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная, установка на ПС 220 кВ Исконная БСК 2х50 Мвар и на ПС 220 кВ Ермак БСК 1х50 Мвар.

Возможна установка БСК 110 кВ не на ПС 220 кВ Ермак, а на ПС 220 кВ Русская. Выбор места установки определяется в рамках внестадийной работы по схеме внешнего электроснабжения Русского месторождения.

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 мощности, рекомендуется сооружение новой ПС 220/110 кВ с установкой одного АТ 220/110 кВ мощностью 125 МВА (при дальнейшем увеличении нагрузок потребуются рассмотрение необходимости установки второго АТ). 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. Для чего потребуются реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ УГП-2В с переходом со схемы № 5 Н на схему № 12 с установкой дополнительно четырех ячеек 110 кВ: 1 ячейка – АТ 220/110 кВ, 2 ячейки – 1,2Т 110/6/6 кВ, 1 ячейка – обходной выключатель. Окончательные параметры новой ПС 220 кВ, в том числе необходимость и количество ячеек 110 кВ, должно быть опеределено перед началом реализации. Схема подключения подстанции по сети 220 кВ может быть осуществлена шлейфовым заходом одной цепи ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Уренгой протяженностью 2х10 км.

ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-2В, ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В. Для ликвидации выявленных перегрузок рекомендуется произвести ликвидацию отпаек на ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В и на ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 2 с переносом отпаек, питающих потребителей северной части г. Нового Уренгоя на ВЛ 110 кВ Уренгой – УГТЭС-72. При этом в случае сооружения новой ПС 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ в районе существующей ПС 110 кВ УГП-2В необходимость выполнения предлагаемого мероприятия по изменению схемы присоединения отпаек потребует дополнительного обоснования.

1Т, 2Т ПС 110 кВ Барсуковская.

В случае принятия решения со стороны ПАО «НК Роснефть» о реализации намерений ООО «РН-Пурнефтегаз» (письмо ООО «РН-Пурнефтегаз» от 28.02.2017 № МР-02-1563) по привлечению сторонней генерирующей компании на период 2019 – 2030 годов для электроснабжения части своей нагрузки, загрузка ПС 110 кВ Барсуковская снизится до допустимой величины, что исключит необходимость выполнения мероприятия по установке 3Т ПС 110 кВ Барсуковская.

ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – ПП Северный-1. Для ликвидации превышения АДТН при единичном отключении в нормальной схеме рекомендуется выполнить перефиксацию ВЛ 110 кВ Тарко-Сале – Сигнал со 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Тарко-Сале на 1 СШ 110 кВ.

3. Ниже приведено оборудование, для которого существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений при единичных отключениях в нормальной схеме с учетом реализации мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующимися повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для базового варианта развития и для умеренно-оптимистического варианта при единичных отключениях нормальной схеме:

- 3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой;
- 3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур;
- 3 АТ 220/110 кВ ПС 500 кВ Холмогорская.

Для введения режима в область допустимых значений достаточно выполнения схемно-режимных мероприятий в течение допустимой длительности загрузки АТ в послеаварийной схеме.

4. Ниже приведено оборудование, для которого существует вероятность выхода параметров режима из области допустимых значений при единичных отключениях в ремонтной схеме с учетом реализации мероприятий, рекомендуемых для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений для базового варианта развития и для умеренно-оптимистического варианта при единичных отключениях нормальной схемы:

- Контролируемое сечение «Северный энергорайон»;
- Контролируемое сечение «ЯНАО»;
- Контролируемое сечение «Север»;
- ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды, ВЛ 220 кВ Надым – Пангоды, ВЛ 220 кВ Уренгой – Надым;
- 1,2,3 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Вынгапур;
- 3,4 АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Уренгой;
- ВЛ 110 кВ Вынгапур – Маяк, ВЛ 110 кВ Вынгапур – Новогодняя, ВЛ 110 кВ Янга-Яха – Кедр;
- ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 2;
- ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В;
- 1Т, 2Т на ПС 110/35/6 кВ Барсуковская;
- 1Т, 2Т на ПС 110/35/6 кВ Маяк;

- 1Т, 2Т на ПС 110/35/6 кВ Стрела;
- 1Т, 2Т на ПС 110/35/6 кВ Янтарная;
- 1Т, 2Т ПС 110/35/6 кВ Хорошуновская;
- 1Т и 2Т на ПС 110/10/10 кВ Сигнал;
- 1Т и 2Т на ПС 110 кВ УГП-2В;
- 1Т и 2Т ПС 110 кВ УГП-2.

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 50 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 48).

Таблица 50

Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу в 2017 – 2022 годах 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	Установка 3Т 110/35/10 кВ на ПС 110 кВ Барсуковская	-	25	2018	ликвидация превышений ДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме
2	Реконструкция ПС 110/6 кВ Голубика (замена силовых трансформаторов 2х16 МВА на 2х25 МВА)	-	2х25	2018	исключение перегрузки трансформаторного оборудования
3	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная (замена силовых трансформаторов 2х16 МВА на 2х40 МВА)	-	2х40	2018	исключение перегрузки трансформаторного оборудования

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.

4.6.4.2. Умеренно-оптимистический вариант развития.

В таблице 51 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 48, 49, 50 и указанным в позиции 4.6.3.1 подпункта 4.6.3 пункта 4.6 настоящей схемы.

Таблица 51

Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу в 2018 – 2022 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 <sup>11</sup>	2x10	1x125 (1x125)	2018 (2020)	ликвидация недопустимых токовых нагрузок 3,4 АТ ПС 220 кВ Уренгой в нормальной схеме и при единичных отключениях в нормальной схеме
2	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная, реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с переходом со схемы №5Н на схему 13	220 км	-	2019	обеспечение статической устойчивости по контролируемому сечению «Северный энергорайон» при единичном отключении в нормальной схеме
3	Установка БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Ермак*	-	50	2020	
4	Установка БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Исконная	-	2x50	2020	
5	Перекоммутация отпаек на ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В и ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха – 2 в направлении ПС 110 кВ Опорная, в ВЛ 110 кВ Уренгой – УГТЭС – 2,3**	2x0,1	-	2020	ликвидация токовых перегрузок при единичных отключениях в нормальной схеме. Повышение надежности электроснабжения г. Нового Уренгоя
6	Строительство ПП 110 кВ Монтажник	-	-	2020	обеспечение планов по развитию города Нового Уренгоя
	Строительство участков ВЛ 110 кВ от ПП 110 кВ Новый (ПП 110 кВ Монтажник) до места врезки в ВЛ 110 кВ Варенга-Яха – Водозабор-2	2x10,11 2x4,35 2x1,7	-	2020	

<sup>11</sup> Окончательные параметры новой ПС 220 кВ, в том числе необходимость и количество ячеек 110 кВ, должны быть определены перед началом реализации.

1	2	3	4	5	6
	№ 1, 2 и ВЛ 110 кВ Ева-Яха – Водозабор-2 № 1, 2				
7	Строительство новой ВЛ 110 кВ от ПП 110 кВ Монтажник до РУ 110 кВ ПС 220 кВ в районе УГП-2В	15	-	2020	
* Возможна установка БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Русская. Выбор места установки определяется в рамках внестадийной работы по схеме внешнего электроснабжения Русского месторождения.					
** В случае сооружения новой ПС 220 кВ с установкой АТ 220/110 кВ в районе существующей ПС 110 кВ УГП-2В, необходимость выполнения предлагаемого мероприятия по изменению схемы присоединения отпаяк потребует дополнительного обоснования					

Мероприятия таблицы 51 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 декабря 2004 года № 861, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий и пр. 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 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.

Мероприятия по развитию городских электрических сетей г. Нового Уренгоя.

В виду планов по развитию г. Нового Уренгоя и увеличения электрических нагрузок потребителей с учетом рекомендаций РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских и поселковых электрических сетей» рекомендуется в части обеспечения связи кольцевой сети 110 кВ по сети внешнего электроснабжения не менее чем с двумя независимыми источниками питания энергосистемы через разные опорные подстанции рекомендуется:

- предусмотреть создание вокруг города кольцевой сети напряжением 110 кВ и выше путем строительства ПП 110 кВ Монтажник с заходами ВЛ 110 кВ Варенга-Яха – Водозабор – 1,2 и ВЛ 110 кВ Ева-Яха – Водозабор – 1,2;

- предусмотреть строительство новой ВЛ 110 кВ от ПП 110 кВ Монтажник до РУ 110 кВ УГП-2В (с учетом рекомендации по строительству ПС 220/110 кВ в районе расположения ПС 110 кВ УГП-2В) (схема 0).

В случае заключения договоров на технологическое присоединение электроустановок потребителей к электрическим сетям в районе ПП 110 кВ Монтажник рекомендуется рассмотреть целесообразность установки на ПП 110 кВ Монтажник трансформаторного оборудования с расширением данного объекта до ПС 110/35/10 кВ Монтажник для образования дополнительного центра питания для нужд потребителей г. Нового Уренгоя.

Предлагаемое месторасположение рекомендуемой к сооружению новой ПС 220/110 кВ в районе ПС 110 кВ УГП-2В дополнительно к вышеуказанным мероприятиям также позволяет реализовать транзит 110 кВ Лимбя-Яха – УГП-2В с отпайками на НПС Уренгойская. Выбор технических параметров для данного мероприятия в рамках настоящей работы не производится ввиду того, что необходимость реализации данных мероприятий не выявлена по итогам анализа результатов расчетов электрических режимов. Рекомендация по реализации мероприятия дана с целью рассмотрения вопроса повышения надежности схемы электроснабжения существующих и перспективных потребителей Уренгойского энергоузла за счет организации дополнительной связи 110 кВ с ПС 220 кВ Исконная.

Рассматриваемые мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ позволяют повысить надежность электроснабжения потребителей г. Нового Уренгоя и обеспечить возможность подключения дополнительных энергопринимающих устройств в районе города Нового Уренгоя.

Технические параметры для вышеуказанных мероприятий, а также сроки реализации строительства следует определить 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 (далее – Правила ТП), по результатам выполнения схем развития систем электроснабжения городов и промышленных предприятий для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

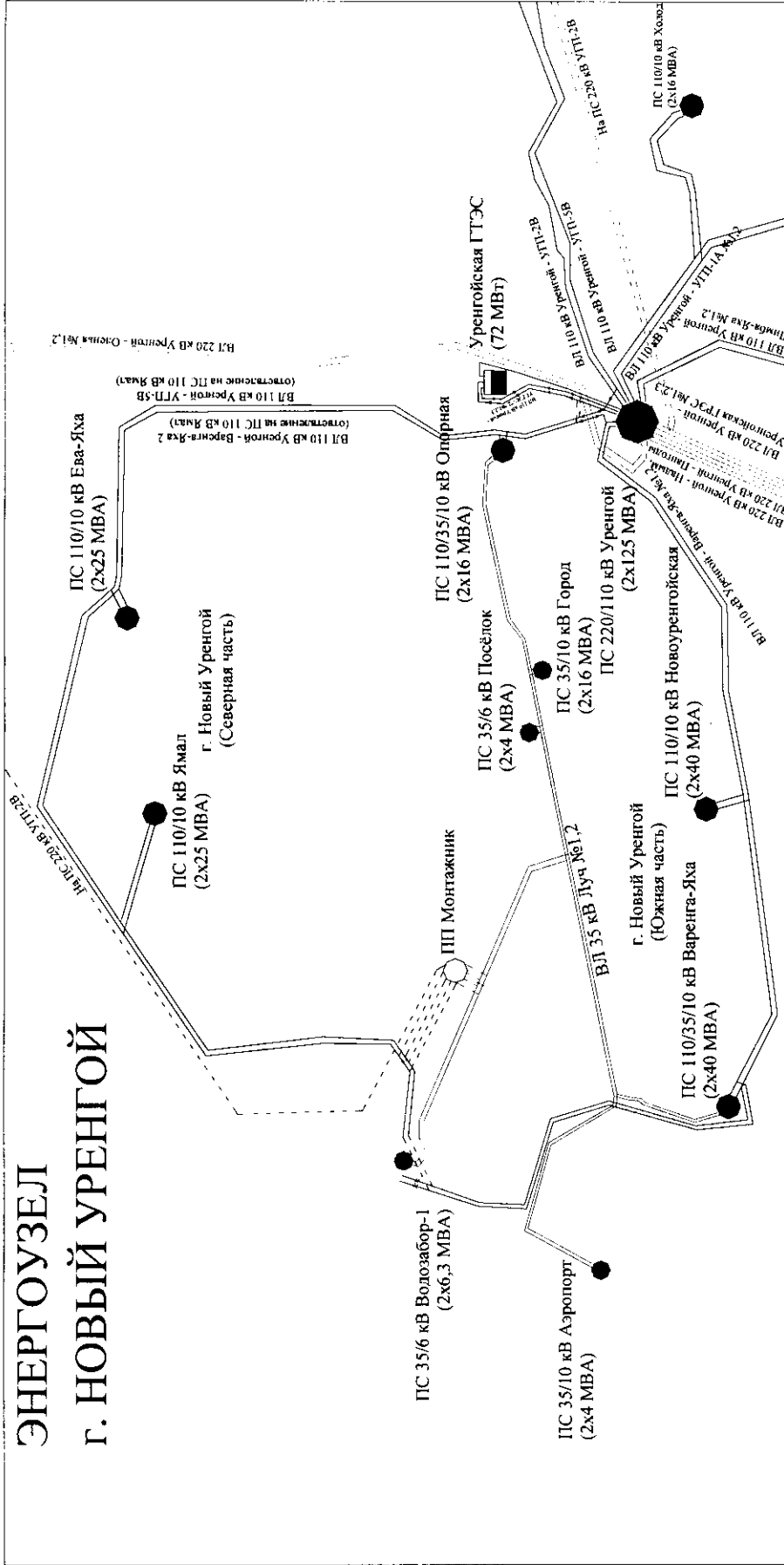


Схема 39. Карта-схема развития электрических сетей города Новый Уренгой

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

4.6.5.1. Базовый вариант развития.

Рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России 2017 – 2023 в рамках рассмотрения базового прогноза потребления мощности отсутствуют.

4.6.5.2. Умеренно-оптимистический вариант развития.

В рамках рассмотрения умеренно-оптимистического прогноза потребления мощности рекомендации по корректировке сроков ввода электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в СиПР ЕЭС России 2017 – 2023, отсутствуют.

Для обеспечения статической устойчивости по контролируемому сечению «Северный энергорайон» в случае аварийного отключения Блока 1 Уренгойской ГРЭС в режимах зимних максимальных нагрузок 2019 – 2022 годов рекомендуется в 2019 году строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная.

Выполнение данных мероприятий рекомендуется в случае подтверждения приростов потребления мощности и соблюдения рассмотренных планов развития субъектов электроэнергетики в рамках умеренно-оптимистического варианта развития ЭЭС ЯНАО. Выданные рекомендации подлежат корректировке при изменении рассматриваемых в рамках умеренно-оптимистического варианта развития приростов мощности и планов развития субъектов электроэнергетики.

4.6.5.3. Расчеты статической устойчивости энергосистемы на территории ЯНАО.

Расчеты статической устойчивости выполнялись для следующих контролируемых Тюменским РДУ сечений на территории ЯНАО:

- Контролируемое сечение «Крайний Север»;
- Контролируемое сечение «Север»;
- Контролируемое сечение «ЯНАО»;
- Контролируемое сечение «Северный энергорайон»;
- Контролируемое сечение «Уренгойский энергорайон»;
- Контролируемое сечение «Уренгой».

В качестве расчетных схем для определения МДП в рассматриваемых контролируемых сечениях используются режимы зимних/летних максимальных нагрузок 2016 года.

Состав контролируемых сечений приведен в таблице 52.

Таблица 52

Состав контролируемых Тюменским РДУ сечений на территории ЯНАО

Диспетчерское наименование элемента в контролируемом сечении	Энергообъект, на котором осуществляется замер мощности	Направление положительного перетока активной мощности при котором осуществляется контроль
1	2	3
«Крайний Север»		
ВЛ 500 кВ Холмогорская –	ПС 500 кВ	от шин ПС 500 кВ Холмогорская

1	2	3
Тарко-Сале	Холмогорская	
ВЛ 500 кВ Муравленковская – Тарко-Сале	ПС 500 кВ Муравленковская	от шин ПС 500 кВ Муравленковская
ВЛ 220 кВ Муравленковская – Тарко-Сале	ПС 500 кВ Муравленковская	от шин ПС 500 кВ Муравленковская
ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым	ПС 500 кВ Муравленковская	от шин ПС 500 кВ Муравленковская
«Север»		
ВЛ 500 кВ Холмогорская – Тарко-Сале	ПС 500 кВ Холмогорская	от шин ПС 500 кВ Холмогорская
ВЛ 500 кВ Холмогорская – Муравленковская	ПС 500 кВ Холмогорская	от шин ПС 500 кВ Холмогорская
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Пуль-Яха	ПС 500 кВ Холмогорская	от шин ПС 500 кВ Холмогорская
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Аврора	ПС 500 кВ Холмогорская	от шин ПС 500 кВ Холмогорская
«ЯНАО»		
ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 – Холмогорская	Сургутская ГРЭС-1	от шин Сургутской ГРЭС-1
ВЛ 500 кВ Кирилловская – Холмогорская	ПС 500 кВ Кирилловская	от шин ПС 500 кВ Кирилловская
ВЛ 220 кВ Холмогорская – Кирилловская	ПС 500 кВ Кирилловская	от шин ПС 500 кВ Кирилловская
ВЛ 220 кВ Кирилловская – Когалым	ПС 500 кВ Кирилловская	от шин ПС 500 кВ Кирилловская
ВЛ 220 кВ Зима – Вынгапур	ПС 220 кВ Вынгапур	к шинам ПС 220 кВ Вынгапур
ВЛ 220 кВ Северный Варьеган – Вынгапур	ПС 220 кВ Вынгапур	к шинам ПС 220 кВ Вынгапур
«Северный энергорайон»		
На выдачу		
ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале	Уренгойская ГРЭС	к шинам Уренгойской ГРЭС
ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым	ПС 500 кВ Муравленковская	от шин ПС 500 кВ Муравленковская
ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум	ПС 220 кВ Надым	к шинам ПС 220 кВ Надым
ВЛ 110 кВ Надым – Левохеттинская	ПС 220 кВ Надым	к шинам ПС 220 кВ Надым
На прием		
ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале	Уренгойская ГРЭС	к шинам Уренгойской ГРЭС
ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым	ПС 500 кВ Муравленковская	от шин ПС 500 кВ Муравленковская
ВЛ 110 кВ Белоярская – Верхнеказымская	ПС 110 кВ Белоярская	от шин ПС 110 кВ Белоярская
«Уренгойский энергорайон»		
ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале	Уренгойская ГРЭС	к шинам Уренгойской ГРЭС
ВЛ 220 кВ	ПС 220 кВ Уренгой	к шинам ПС 220 кВ Уренгой

1	2	3
Уренгой – Надым с отпайкой на ПС Правохеттинская		
ВЛ 220 кВ Уренгой – Пангоды	ПС 220 кВ Уренгой	к шинам ПС 220 кВ Уренгой
«Уренгой»		
ЗАТ на ПС 220 кВ Уренгой	ПС 220 кВ Уренгой	к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Уренгой
4АТ на ПС 220 кВ Уренгой	ПС 220 кВ Уренгой	к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Уренгой
ВЛ 110 кВ Табьяха – Оленья	ПС 220 кВ Оленья	от шин ПС 220 кВ Оленья

По результатам расчетов необходимость выполнения мероприятий для обеспечения максимально-допустимых перетоков в контролируемых сечениях для базового варианта развития не выявлена.

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 – 2022 годов.

В таблице 53 приведены сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше в 2018 – 2022 годах с учетом перечня планируемых к вводу электросетевых объектов, приведенного в таблицах 50 и 51. 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 53

Сводные данные по развитию электрической сети 110 кВ и выше ЭЭС ЯНАО  
на период 2018 – 2022 годов

Наименование	Единица измерения	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Всего – 2018 – 2022 годы
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Базовый вариант развития</b>							
ВЛ 500 кВ	км	–	–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	км	455	–	–	–	–	455
ВЛ 110 кВ	км	444,3	164	–	–	–	608,3
АТ 500/220 кВ	МВА	–	–	–	–	–	–
АТ 220/110 кВ	МВА	375	–	–	–	–	375
Т 110 кВ	МВА	544,6	272	–	–	–	816,6
<b>Умеренно-оптимистический вариант развития</b>							
ВЛ 500 кВ	км	–	–	–	–	–	–
ВЛ 220 кВ	км	495	–	–	–	–	495
ВЛ 110 кВ	км	514,3	164	–	–	–	982,3
АТ 500/220 кВ	МВА	–	–	–	–	–	0
АТ 220/110 кВ	МВА	500	–	125	–	–	625

1	2	3	4	5	6	7	8
Т 110 кВ	МВА	580,6	272	–	–	–	1092,6

В таблице 54 приведены сводные данные по развитию электрических сетей 35 кВ и ниже на период 2018 – 2022 годов на территории ЭЭС ЯНАО.

Таблица 54

Сводные данные по развитию электрических сетей ниже 110 кВ  
на период 2018 – 2022 годов ЭЭС ЯНАО

Наименование	Единица измерения	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	Всего – 2018 – 2022 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:
  - село Красноселькуп.
3. МО Надымский район:
  - село Ныда;
  - село Нори;
  - село Кутопыюган.
4. МО Приуральский район:
  - село Аксарка;
  - село Белоярск;
  - пгт Харп;
  - село Харсаим.
5. МО Тазовский район:
  - село Газ-Сале;
  - поселок Тазовский.
6. МО Ямальский район:
  - село Мыс Каменный;
  - село Новый Порт.



В работе выполнен расчет сроков реализации разрабатываемых мероприятий в соответствии со Стандартом организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 26947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» от 01.06.2012, который учитывает следующие этапы реализации:

- разработка, согласование и утверждение задания на проектирование (ЗП) с учетом проведения закупочных процедур, выбора, согласования и утверждения трассы ВЛ и площадки ПС и др.;

- разработка первого этапа проектной документации (ПД) – составление общих технических решений с учетом их рассмотрения и утверждения первого этапа ПД;

- составление полного комплекта материалов ПД в соответствии с ЗП, прохождение экспертизы ПД и её утверждение;

- разработка рабочей документации (РД);

- строительство объекта.

4.7.1. Общая характеристика удаленных населенных пунктов.

4.7.1.1. МО город Лабытнанги.

МО город Лабытнанги расположен на склонах Полярного Урала, на левом берегу Оби, напротив г. Салехарда. Город находится немного севернее Северного полярного круга. Численность населения г. Лабытнанги на 01 января 2016 года составила 26 331 человек.

Общая площадь земель в границах МО составляет 161,2 кв. км, площадь города – 35,5 кв. км. Отличительными чертами климата данной области является избыточная влажность, продолжительные холодные зимы с частыми метелями, короткое, но сравнительно теплое лето, наличие вечной мерзлоты, интенсивная смена сезонов и частые вторжения волн холода. Среднегодовая температура воздуха составляет минус 6,4°C, абсолютный минимум – минус 54°C, абсолютный максимум – плюс 31°C.

МО город Лабытнанги является центром ямальской геологоразведки. Здесь базируется мощное геологоразведочное сейсмическое предприятие «Ямалгеофизика». Около 95% открытых на Ямале месторождений нефти и газа разведано при непосредственном участии предприятия «Ямалгеофизика».

4.7.1.2. МО Красноселькупский район (село Красноселькуп).

МО Красноселькупский район занимает обширные территории в юго-восточной части ЯНАО и имеет общую границу с ХМАО – Югрой на юге и с Красноярским краем на востоке. Село Красноселькуп является административным центром Красноселькупского района. Численность населения села Красноселькуп на 01 января 2016 года составила 3 972 человека (численность населения района в целом составила 6 020 человек).

Общая площадь земель в границах МО Красноселькупский район – 106 кв. км. На территории района располагается один из крупнейших в России Верхне-Тазовский заповедник площадью 6,31 кв. км. Село Красноселькуп является одним из самых северных населенных пунктов с континентальным субарктическим климатом с морозной продолжительной зимой и недлинным теплым летом.

#### 4.7.1.3. МО Надымский район (села Ныда, Нори, Кутопьюган).

Село Ныда – одно из крупнейших национальных сел Надымского района. Оно было образовано в конце XIX века за линией Полярного круга в северной части Надымского района на побережье Обской губы. Численность населения с. Ныда на 01 января 2016 года составила 1 854 человек.

Село Нори расположено на берегу реки Надым, недалеко от места впадения реки в Обскую губу. Ближайшие населённые пункты – сёла Ныда и Хоровая, а также посёлок Шуга. Численность населения села Нори составляет порядка 400 человек. Около половины населения – представители коренных малочисленных народов Севера – ненцы и коми-зыряне.

Село Кутопьюган является административным центром МО Кутопьюганское, численность населения которого на 01 января 2016 года составила 1189 человек.

Надымский район находится в центральной части ЯНАО. На юге и юго-западе он граничит с ХМАО - Югрой, на западе – с Приуральским районом ЯНАО, на северо-западе – с Ямальским, на северо-востоке – с Тазовским, на востоке – с Пуровским. Северная граница проходит по акваториям Обской и Тазовской губы.

Район расположен в северной части Западно-Сибирской низменности, охватывает бассейн реки Надым и западную часть Тазовского полуострова.

Общая площадь района составляет 110 тыс. кв. км. Территория района покрыта множеством озер и более чем наполовину заболочена. Помимо самой крупной реки Надым на территории района протекают реки Правая Хетта, Левая Хетта и другие. Повсеместно распространена многолетняя мерзлота.

#### 4.7.1.4. МО Приуральский район (села Аксарка, Белоярск, Харсаим, пгт Харп).

Село Аксарка является административным центром Приуральского района и сельского поселения Аксарковское, расположено в 55 км к востоку от г. Салехарда, на правом берегу реки Обь. Численность населения села Аксарка составляет порядка 3100 человек.

Село Белоярск расположено в нижнем течении реки Щучья в 42 км на северо-востоке районного центра. Село Белоярск расположено на расстоянии порядка 100 км от г. Салехарда. Численность населения села Белоярск составляет порядка 1900 человек.

Село Харсаим находится на полпути между г. Салехардом и с. Аксаркой на высоком правом берегу реки Оби. Численность населения села Харсаим составляет порядка 600 человек.

Пгт Харп расположен в отрогах гор Полярного Урала, на реке Сось, находится на 67-й параллели, в 60 км севернее полярного круга, в 30 км от города Лабытнанги. Пгт Харп имеет автомобильное сообщение с городом Лабытнанги, а также имеется железнодорожная станция. Численность населения пгт Харп на 01 января 2016 года составила 6 193 человека.

#### 4.7.1.5. МО Тазовский район (село Газ-Сале, поселок Тазовский).

Село Газ-Сале, расположено в центре восточной части ЯНАО, на юго-западе Тазовского района, на левом берегу реки Таз, в 25 км от районного центра. С северной и восточной стороны территория ограничена рекой Таз, протекающей с юго-востока на северо-запад. Площадь территории составляет 0,03084 кв. км. Численность населения села Газ-Сале составляет порядка 2200 человек. Связь с «большой землей» осуществляется через поселок Тазовский, до которого можно добраться автомобильным транспортом (20 км) или по воде, а также посредством автомобильной дороги Газ-Сале – Новый Уренгой. В поселке базируется филиал авиатранспортной компании «Ямал», осуществляющий грузовые перевозки.

Поселок Тазовский – районный центр Тазовского района ЯНАО, расположен в 200 километрах севернее Полярного круга. Площадь территории составляет 41,33 кв. км. Расстояние до окружного центра г. Салехарда, водным путём – 986 км, воздушным – 552 км, до областного центра, г. Тюмени, водным путём – 2755 км, воздушным – 1341 км. По данным на 01 января 2016 года численность населения поселка составляет 7 518 человек. Поселок Тазовский является центром промышленного освоения Заполярья, в котором осуществляют свою деятельность такие предприятия нефтегазового комплекса, как «Газпром добыча Ямбург» и «Лукойл – Западная Сибирь».

#### 4.7.1.6. МО Ямальский район (села Новый Порт, Мыс Каменный).

Село Новый Порт расположено на побережье Обской губы (в бухте Новый Порт). Село является административным центром и единственным населённым пунктом МО Сельское поселение село Новый Порт. Численность населения села Новый Порт на 01 января 2016 года составила 1 745 человек.

Село Мыс Каменный расположено на западе Обской губы полуострова Ямал, вдоль Каменной косы. Село является административным центром Мыс-Каменского сельского поселения. Численность населения села Мыс Каменный составляет порядка 1500 человек. В селе расположен нефтеналивной терминал «Ворота Арктики» ПАО «Газпромнефть».

На схеме 40 приведена карта ЯНАО с географическим расположением рассматриваемых удаленных населенных пунктов.

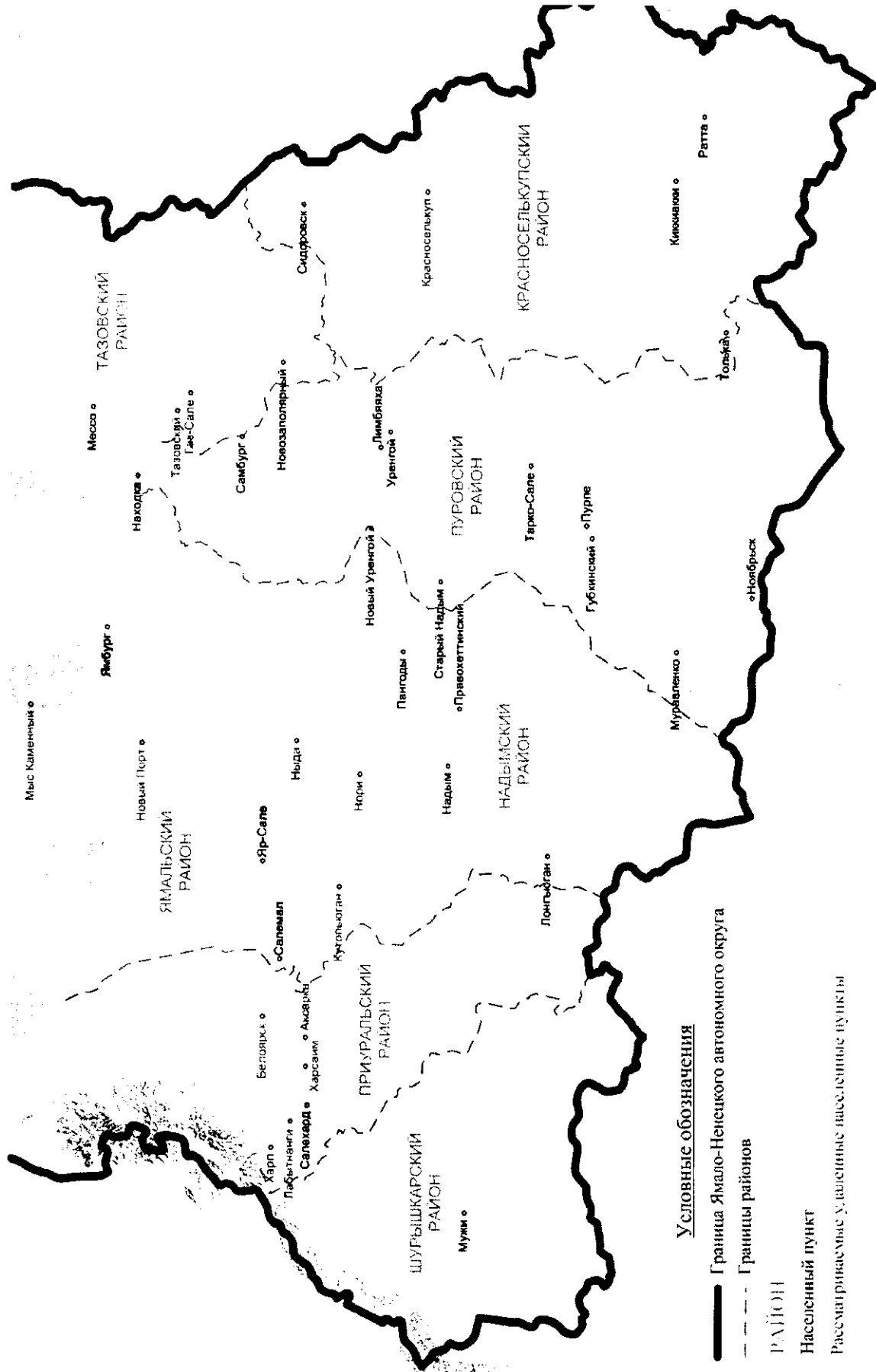


Схема 40. Расположение рассматриваемых удаленных населенных пунктов на карте ЯНАО

4.7.2. Разработка предложений по присоединению удаленных населенных пунктов к ЕЭС России.

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

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

2) генерирующий вариант, предусматривающий выполнение схемы электроснабжения от электростанций, расположенных на территории удаленных населенных пунктов и использующих как традиционные виды топлива, так и работающие на возобновляемых источниках энергии.

4.7.2.1. Вариант 1. Сетевой вариант присоединения удаленных населенных пунктов.

При разработке сетевого варианта присоединения удаленных населенных пунктов следует отметить, что во всех населенных пунктах существуют собственные источники автономного электроснабжения. Категория надежности электроснабжения потребителей удаленных населенных пунктов не выше II-й, в связи с чем присоединение возможно путем строительства одноцепных ЛЭП 35 кВ и выше. При этом для некоторых из удаленных населенных пунктов рассматривается подключение посредством строительства двухцепных ЛЭП и двух трансформаторных ПС 35 кВ и выше, в том числе:

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

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

4.7.2.2. Вариант 2. Генерирующий вариант.

При разработке генерирующего варианта схемы электроснабжения удаленных населенных пунктов рассмотрены мероприятия по строительству новых источников генерации на базе возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ). Учитывая, что территория ЯНАО характеризуется высоким ветропотенциалом и является благоприятной зоной для развития ветроэнергетики, в качестве источников генерации рассматривается использование современных ветряных электростанций (далее – ВЭС).

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

Следует отметить, что фактический ветропотенциал площадок расположения предполагаемых ВЭС должен быть определен посредством натуральных испытаний. При этом в настоящем разделе рассмотрены два варианта покрытия потребности в электрической энергии потребителей удаленных населенных пунктов с использованием ВЭС и существующих электростанций:

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

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

Вариант выработки ветроэлектростанциями 25% от полезного отпуска рассматривает ситуацию неполного использования установленной мощности ВЭС по причине непостоянства погодных условий и приведен с целью выполнения технико-экономического сравнения варианта работы ВЭС с недоиспользованием установленной мощности.

В соответствии с утвержденными инвестиционными программами АО «Ямалкоммунэнерго» в населенных пунктах ЯНАО, не присоединенных к ЕЭС России, планируется строительство следующих электростанций мощностью не менее 5 МВт:

- ГПА–ТЭЦ № 1 пос. Тазовский (12 МВт), 2017 г. – 8х1,5 МВт, топливо – природный газ,
- ГПА–ТЭЦ с. Красноселькуп (10,5 МВт), 2017 г. – 2х1,5 МВт, 2018 г. – 5х1,5 МВт, топливо – природный газ;
- ДЭС с. Яр-Сале (7,2 МВт); 2017 г. – 2х1,8 МВт, 2019 г. – 2х1,8 МВт, топливо – дизельное топливо.

4.7.3. Технико-экономическое сравнение разработанных вариантов схем электроснабжения удаленных населенных пунктов.

Технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения удаленных населенных пунктов ЯНАО выполнено в соответствии с:

- методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов (Москва, Экономика, 2000 год), утвержденными Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике от 21.06.1999 № ВК 477;
- методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003), утвержденными приказом Министерства энергетики РФ от 30.06.2003 № 281.

Технико-экономическое сравнение вариантов выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным для всех субъектов энергосистемы.

В работе рассмотрены три альтернативных варианта электроснабжения удаленных населенных пунктов:

- существующий вариант электроснабжения от автономных источников генерации (Базовый вариант);

- вариант электроснабжения от ЕЭС России с сохранением в резерве автономных источников генерации (Вариант 1);

- вариант электроснабжения от новых ВЭС и существующих автономных источников генерации (Вариант 2).

Рассматриваемые варианты электроснабжения удаленных населенных пунктов обеспечивают покрытие перспективных электрических нагрузок и нормативный уровень надежности.

При сравнении вариантов рассматривался следующий состав затрат по вариантам:

- Базовый вариант:

- суммарные затраты на электроэнергию, включающие в себя затраты на выработку, передачу и сбыт электроэнергии.

- Вариант 1 (Сетевой):

- капитальные вложения в электросетевое строительство для обеспечения присоединения удаленных населенных пунктов к ЕЭС;

- затраты по ремонту и обслуживанию новых элементов электрической сети;

- затраты на покупку электроэнергии из ЕЭС, включающие в себя затраты на покупку электроэнергии населением и прочими потребителями, а также затраты на покупку электроэнергии для компенсации ее потерь в локальной сети по ценам и тарифам у гарантирующего поставщика – АО «Тюменская энергосбытовая компания» (далее – ГП).

- Вариант 2 (Генерирующий):

- капитальные вложения в строительство ВЭС;

- эксплуатационные расходы ВЭС;

- затраты на электроэнергию, отпускаемую от автономных источников генерации.

#### 4.7.4. Выводы по разделу 4.7.

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 города Лабытнанги, с. Аксарка, с. Газ-Сале и пос. Тазовский, вариант электроснабжения от новых ВЭС и существующих автономных источников генерации экономичней 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 6,65 руб. без НДС/кВт·ч до 30,92 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 города Лабытнанги и с. Ныда. Для комплекса – с. Аксарка и с. Харсаим – эти варианты равноэкономичны.

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.

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

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

1) разработку проектов ВЭС с определением ветропотенциала и величины выработки электроэнергии такими электростанциями, а также с оценкой их коммерческой эффективности<sup>12</sup>;

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

#### Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО

Схема размещения объектов электроэнергетики ЯНАО на 2018 – 2022 годы, является неотъемлемой частью программы развития электроэнергетики и разработана с учетом результатов расчетов электроэнергетических режимов.

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

- действующие по состоянию на 01 января 2017 года электрические станции мощностью более 5 МВт;

- действующие по состоянию на 01 января 2017 года электрические сети 110 кВ и выше;

- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в период до 2018 года, с выделением соответствующими условными обозначениями;

- электрические станции, электрические сети 110 кВ и выше, ввод которых запланирован в 2018 – 2022 годах, с выделением соответствующими условными обозначениями.

---

<sup>12</sup> Оценка финансовых последствий для участника, реализующего инвестиционный проект.





