

ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«ЦЕНТР ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ АКА-  
ДЕМИИ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УТВЕРЖДАЮ  
Директор

\_\_\_\_\_ М. Р. Сафиуллин  
(подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**РЕФЕРАТ**

Отчета о результатах научно-исследовательской работы  
«Актуализация стратегии социально-экономического развития  
Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года»

**Том 22**  
**Электроэнергетика**

## ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГСИСТЕМЫ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА-ЮГРЫ

Электроэнергетическая система (далее – ЭЭС) автономного округа входит в состав энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов и имеет электрические связи с ЭЭС Ямало-Ненецкого автономного округа (далее также – ЯНАО) и Тюменской области (далее также – ТО), также имеется связь с энергосистемами Свердловской и Томской областей. На территории автономного округа имеются районы, питание которых осуществляется от источников электроэнергии, работающих изолированно от Единой энергетической системы России (далее – энергорайоны автономного округа, работающие изолированно от ЭЭС России). ЭЭС автономного округа представлена электрическими сетями класса 500 кВ и ниже. Энергорайоны автономного округа, работающие изолированно от ЭЭС России, представлены сетью 35 кВ и ниже и содержат большой объем распределенной генерации, базирующейся на автономных дизельных и газотурбинных электростанциях.

Передачу электрической энергии на территории ЭЭС автономного округа осуществляют:

- в магистральном сетевом комплексе – филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (далее – ПАО «ФСК ЕЭС») – МЭС Урала классом напряжения эксплуатируемого оборудования 0,4 кВ и выше. В эксплуатации находятся линии электропередачи классом напряжения 220–500 кВ и подстанции классом напряжения 220–500 кВ;
- в распределительных сетях – АО «Россети Тюмень» классом напряжения эксплуатируемого оборудования 0,4–220 кВ, а именно: в эксплуатации АО «Россети Тюмень» находятся линии электропередачи и подстанции/распределительные пункты классом напряжения 0,4–6(10) кВ, 35–220 кВ;
- при передаче и распределении электрической энергии задействованы электрические сети крупных потребителей: ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», АО «Самотлорнефтегаз» и др.;
- территориальные сетевые организации – АО «Городские электрические сети», г. Нижневартовск, АО «Югорская территориальная энергетическая компания – Региональные сети», ООО «Сургутские городские электрические сети» (далее – ООО «СГЭС»), г. Сургут, АО «Югорская региональная электро-сетевая компания» (далее – АО «ЮРЭСК»), муниципальное унитарное предприятие «Сургутские районные электрические сети» МО Сургутский муниципальный район (далее – МУП «СРЭС»), АО «Юграэнерго», ООО «Ханты-Мансийские городские электрические сети» (далее – ООО «ХМГЭС») и др.

Электроснабжение городов и населенных пунктов автономного округа обеспечивают 23 предприятия коммунальной энергетики, которые обслуживают линии электропередачи классом напряжения 0,4 – 35 кВ протяженностью

порядка 16 тыс. км и более 5150 шт. трансформаторных подстанций классом напряжения 6 (10) – 35 кВ.

Сбыт электрической энергии потребителям на территории автономного округа осуществляют следующие крупные компании:

- АО «Единая энергоснабжающая компания» (АО «РН-Няганьнефтегаз», АО «Варьеганэнергонефть», ПАО «Варьеганнефтегаз», АО «Черногорэнерго», АО «Самотлорнефтегаз», АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», ООО «Соровскнефть», ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «Башнефть-Добыча»);

- ООО «Городские электрические сети» (г. Ханты-Мансийск);

- АО «Энергосбытовая компания «Восток»;

- ООО «РН-Энерго» (ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Томскнефть» Восточная нефтяная компания);

- ООО «Нижневартовская Энергосбытовая компания» (г. Нижневартовск, АО «Горэлектросеть»);

- ООО «Русэнергоресурс» (АО «Транснефть-Сибирь»);

- ООО «Сургутэнерго» (ПАО «Сургутнефтегаз»);

- АО «Газпром энергосбыт Тюмень» (ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»);

- ООО «Транснефтьэнерго» (ООО «СамараТранснефтьСервис», АО «Транснефть-Сибирь» Нижневартовский район);

- АО «Газпром энергосбыт» (ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром переработка» Сургутский ЗСК, ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпромнефть-Хантос»);

- АО «Сибурэнергоменеджмент» («Няганьгазпереработка» – филиал АО «СибурТюменьГаз», «Южно-Балыкский ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз», «Белозерный ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз», «Нижневартовский ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз»);

- ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕРВИС» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»);

- АО «Югорская территориальная энергетическая компания».

В ЭЭС автономного округа электроснабжение потребителей осуществляется от крупных электростанций (Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС, Няганская ГРЭС), осуществляющих параллельную работу с Энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

### **Основные внешние электрические связи ЭЭС автономного округа**

ЭЭС автономного округа является частью энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Электрические связи ЭЭС автономного округа с соседними энергорайонами Тюменской области, а также других энергосистем представлены ниже.

#### **Ноябрьский энергорайон ЯНАО:**

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

#### **Северный энергорайон ЯНАО:**

- ВЛ 110 кВ Надым – Лонг-Юган – Сорум с отпайками.
- Тобольский энергорайон Тюменской области:
- ВЛ 500 кВ Демьянская – Луговая;
- ВЛ 500 кВ Демьянская – Пыть-Ях;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Магистральная;
- ВЛ 500 кВ Нелым – Пыть-Ях;
- ВЛ 220 кВ Демьянская – Болчары;
- ВЛ 220 кВ Демьянская – Чеснок;
- ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская – 1,2;
- ВЛ 110 кВ Снежная – КС-6 с отпайкой на ПС Муген;
- ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь с отпайкой на

ПС Эвихон.

#### **Тюменский энергорайон Тюменской области:**

- ВЛ 500 кВ Тюмень – Луговая.

#### **Свердловская энергосистема:**

- ВЛ 110 кВ Картопья – Атымья – 1, 2;
- ВЛ 110 кВ Сотник – Тавда – 2;
- ВЛ 110 кВ МДФ – Тавда.

#### **Томская энергосистема:**

- ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская – 1,2;
- ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС 110 кВ

Григорьевская I цепь;

- ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайками II цепь;
- ВЛ 110 кВ Советско-Соснинская – Вахская с отпайкой на ПС 110 кВ

Стрежевская №3;

- ВЛ 35 кВ Ц-1;
- ВЛ 35 кВ Ц-2;
- ВЛ 35 кВ ЦЛ-2;
- ВЛ 35 кВ ЦЛ-5;
- ВЛ 6 кВ ПС № 102 фидер 2-12.

### **Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории автономного округа**

Схема электроснабжения потребителей ЭЭС автономного округа состоит из 6 энергорайонов:

- Нефтеюганский;
- Нижневартовский;
- Когалымский;
- Сургутский;
- Урайский;
- Няганский.

На рисунке 1 показана схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС автономного округа с разбивкой по энергорайонам на собственный максимум энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов 2020 года, зафиксированный в 08:00 МСК 31 января 2020 года.

Сургутский и Няганский энергорайоны являются избыточными по мощности, в связи с чем наблюдается переток мощности из указанных энергорайонов в смежные дефицитные по мощности энергорайоны.

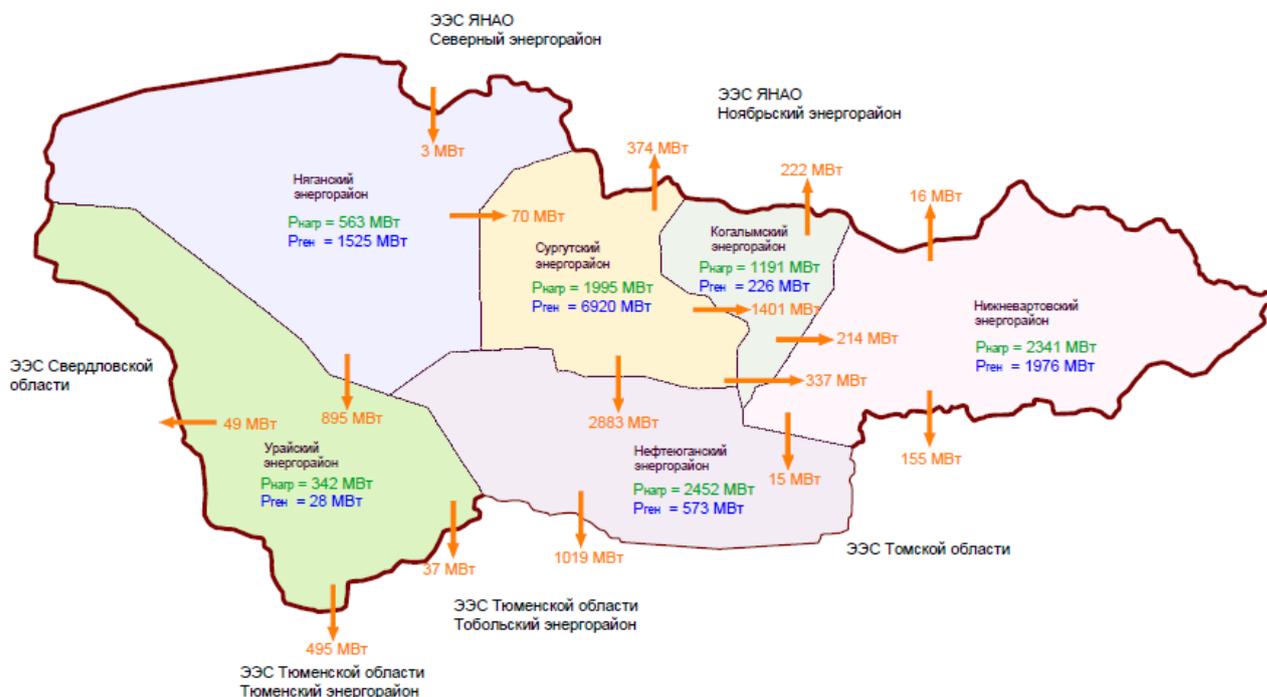


Рисунок 1 — Схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС автономного округа

## Характеристики балансов электрической энергии и мощности

Энергетический баланс представляет собой систему связанных показателей, отражающих получение и использование всех видов топлива и энергии, и является основным документом для рационализации энергохозяйства предприятия. Это важный инструмент, необходимый для анализа энергоиспользования, оценки работы в области выявления резервов энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Энергетические балансы являются основным методом планирования и анализа энергоиспользования. Они позволяют установить требуемые размеры

потребления, производства и получения различных видов энергии и топлива. Энергетические балансы учитывают взаимосвязь энергетики предприятия с его производством, отражают внутренние связи между отдельными частями энергетического хозяйства и определяют направления совершенствования энергопотребления на планируемый период.

Баланс потребления первичной энергии Российской Федерации значительно дифференцирован: в нем присутствует природный газ, уголь, нефтепродукты, гидроэнергия, атомная энергия и возобновляемые источники энергии [11].

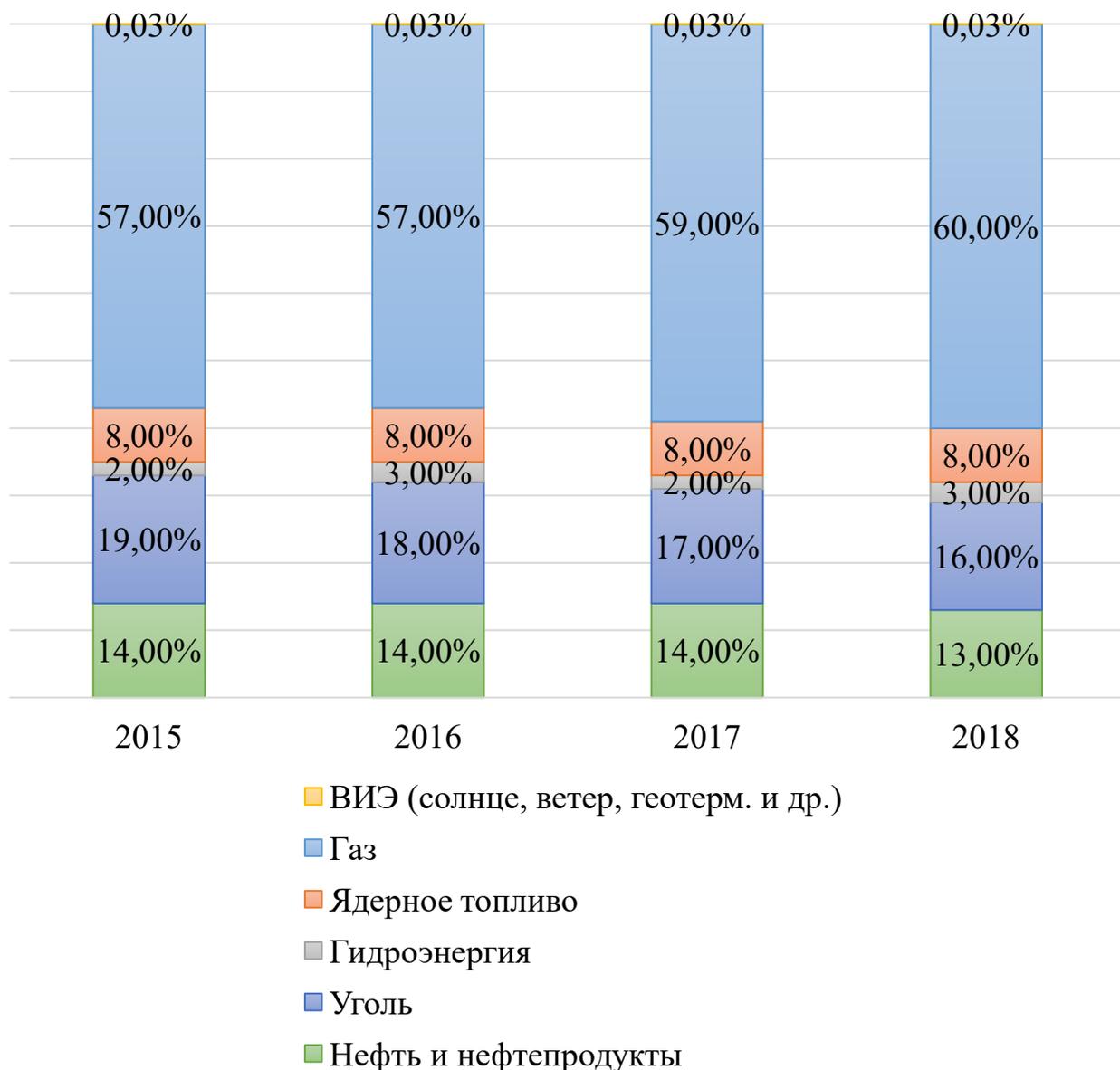


Рисунок 2. — Потребление первичной энергии в Российской Федерации за 2015–2018 гг. (привод. по [11])

Потребление угля и нефтепродуктов сокращается, их совокупная доля в балансе снизилась с 33% до 29% за период 2015–2018 гг. Объем потребления газа увеличивается в среднем на 3,5% в год (в том числе, за счет роста объема

полезного использования попутного нефтяного газа) и в 2018 г. занимает 60% баланса. Общее потребление первичной энергии прирастает в среднем на 1,9% ежегодно. Объем потребления «неуглеродородной» первичной энергии (гидроэнергия, ядерное топливо и ВИЭ) прирастает в среднем на 1,5% ежегодно с 2015 г. Абсолютным лидером по темпам роста становится сегмент СЭС и ВЭС, который прибавляет в объеме около 13% в год.

Индексы производства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры по виду экономической деятельности «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха» остается стабильно высоким. Индексы производства представлены в таблице 1 [12].

Таблица 1 (привод. по [12]) — Индексы производства по виду экономической деятельности «Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха»

	Электрическая энергия	Газ и пар	Кондиционированный воздух
<b>Уральский федеральный округ</b>	<b>105,4</b>	<b>101,7</b>	<b>102,0</b>
Курганская область	92,1	103,3	99,5
Свердловская область	110,5	105,7	100,3
Тюменская область	103,8	100,3	103,7
в том числе:			
<b>Ханты-Мансийский автономный округ - Югра</b>	<b>102,1</b>	<b>97,2</b>	<b>98,7</b>
Ямало-Ненецкий автономный округ	107,9	105,8	112,8
Тюменская область без автономных округов	104,4	106,0	108,4
Челябинская область	105,8	97,1	105,8

Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по видам экономической деятельности (в фактически действовавших ценах; миллиардов рублей) в части добычи полезных ископаемых, обеспечении электрической энергией и др. в Ханты-Мансийском автономном округе продолжает стабильный рост (таблицы 2-3 [12]).

Таблица 2 (привод. по [12]) — Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по видам экономической деятельности

	Добыча полезных ископаемых	Обрабатывающие производства	Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	Водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений
--	----------------------------	-----------------------------	--	--

	Добыча полезных ис-		Обрабатывающие производства		Обеспечение электрической энерги-		Водоснабжение; водоотведение,	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
<b>Уральский федеральный округ</b>	<b>5202</b>	<b>6683</b>	<b>4760</b>	<b>5486</b>	<b>712</b>	<b>705</b>	<b>142</b>	<b>163</b>
Курганская область	3,3	3,2	96,7	105	20,5	21,3	2,9	3,9
Свердловская область	67,0	76,5	1734	1969	236	244	60,3	70,6
Тюменская область	5069	6523	1569	1920	319	318	44,8	45,8
в том числе:								
<b>Ханты-Мансийский автономный округ - Югра</b>	<b>2983</b>	<b>3779</b>	<b>534</b>	<b>673</b>	<b>215</b>	<b>219</b>	<b>22,7</b>	<b>24,9</b>
Ямало-Ненецкий автономный округ	1912	2471	347	442	58,7	47,4	10,4	10,3
Тюменская область без автономных округов	174	273	687	804	44,7	51,4	11,7	10,6
Челябинская область	63,3	81,0	1361	1492	137	123	34,2	42,8

Таблица 3 (привод. по [12]) — Объем отгруженных товаров собственного производства, выполненных работ и услуг собственными силами по видам экономической деятельности

	Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха — всего	в том числе по видам экономической деятельности		
		производство, передача и распределение электроэнергии	производство и распределение газообразного топлива	производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха
<b>Уральский федеральный округ</b>	<b>705288</b>	<b>521837</b>	<b>15993</b>	<b>167458</b>
Курганская область	21324	14261	660	6403
Свердловская область	243507	171404	7584	64519
Тюменская область	317522	253668	4479	59376
в том числе:				
<b>Ханты-Мансийский автономный округ - Югра</b>	<b>218778</b>	<b>189922</b>	<b>1271</b>	<b>27585</b>
Ямало-Ненецкий автономный округ	47357	31770	550	15037
Тюменская область без автономных округов	51388	31975	2658	16754
Челябинская область	122934	82505	3270	37159

Энергоёмкость валового регионального продукта ВРП (кг условного топлива на 10 тысяч рублей) в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре продолжает снижаться (таблица 4 [12]).

Таблица 4 Энергоёмкость ВРП (привод. по [12]) — Энергоёмкость валового регионального продукта ВРП

	2016	2017
Российская Федерация	104,89 / 130,30	99,95 / 122,86
Уральский федеральный округ		
Курганская область	167,38	152,81
Свердловская область	186,64	160,30
Тюменская область	132,04	112,79
в том числе:		
<b>Ханты-Мансийский автономный округ - Югра</b>	<b>179,50</b>	<b>156,17</b>
Ямало-Ненецкий автономный округ	71,43	58,43
Тюменская область без автономных округов	107,08	94,50
Челябинская область	280,97	275,02

Это свидетельствует об успешности реализуемых в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре мероприятий по повышению энергетической эффективности и энергосбережению.

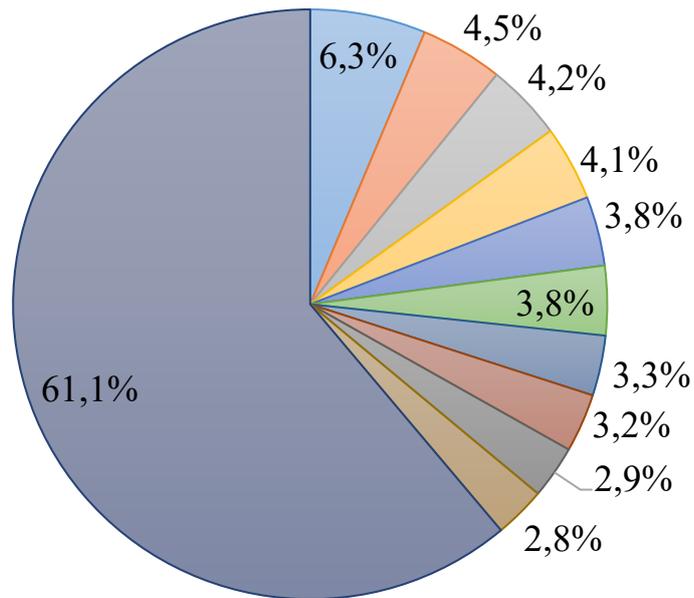
В соответствии с докладом Минэкономразвития [6, стр. 80], Ханты-Мансийский автономный округ — Югра является крупнейшим потребителем топливно-энергетических ресурсов по абсолютному показателю (рис. 1.2.2).

Так, на основании анализа Минэкономразвития России на основе данных Росстата [6], в 2018 г. на 10 крупнейших субъектов Российской Федерации по абсолютному показателю потребления ТЭР пришлось 38,8% всех потребленных энергетических ресурсов в стране. Среди регионов с наибольшим потреблением ТЭР можно выделить Ханты-Мансийский автономный округ – Югру (6,3%), г. Москву (4,5%), Кемеровскую область (4,2%), Челябинскую область (4,1%) и Московскую область (3,8%).

В таблице 5 и на рисунке 3 [2] приводится динамика электропотребления ЭЭС Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в период с 2016 по 2020 год.

Таблица 5 (привод. по [2]) — Динамика электропотребления ЭЭС Ханты-Мансийского автономного округа-Югры в период с 2016 по 2020 год

Наименование показателя	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Электропотребление, млн кВт·ч	71 397,2	70 472,0	69 182,6	69 158,1	61 818,7
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	+1,4	-1,3	-1,8	-0,04	-10,6



- Ханты-Мансийский автономный округ — Югра
- г. Москва
- Кемеровская область
- Челябинская область
- Московская область
- Свердловская область
- Республика Башкортостан
- Красноярский край
- Иркутская область
- г. Санкт-Петербург
- Прочие

Рисунок 3 — Распределение потребления топливно-энергетических ресурсов в субъектах Российской Федерации в 2018 г. (привод. по [6])

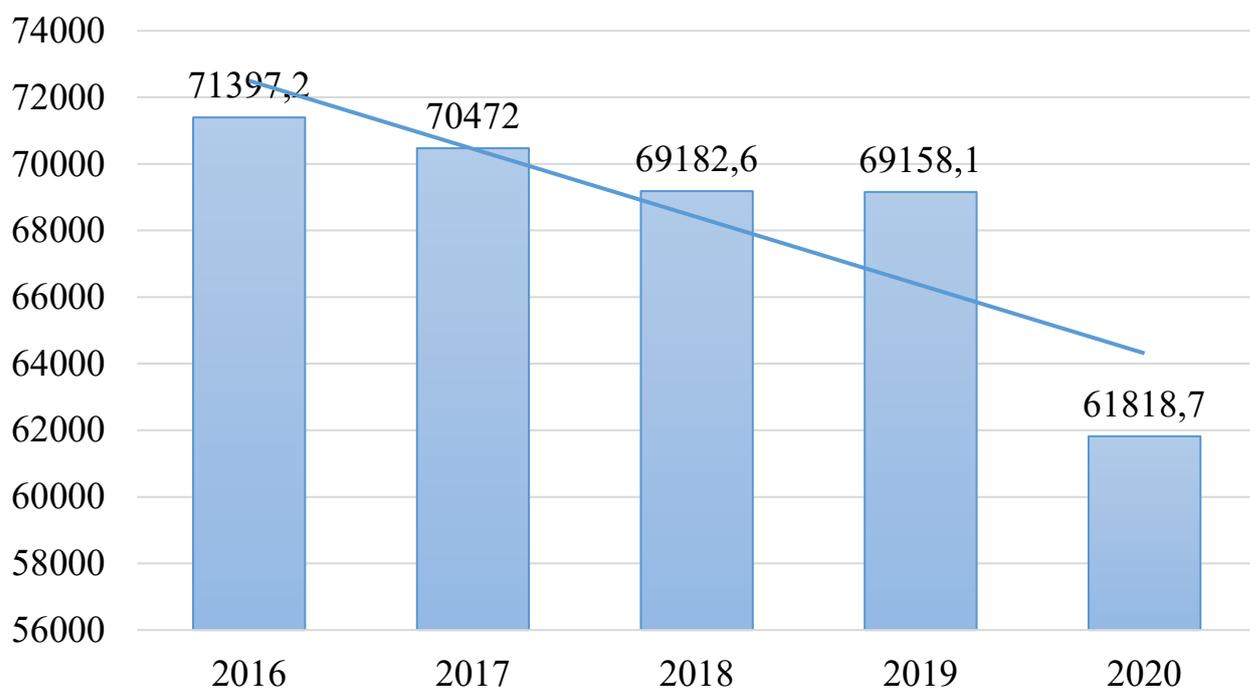


Рисунок 4 — Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Ханты-Мансийского автономного округа - Югры за период 2016–2020 гг, кВт·ч

Таблица 6 — Динамика изменения максимума электрической нагрузки энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа - Югры за период 2016–2020 гг

Наименование энерго-района	2016	2017	2018	2019	2020
Максимум нагрузки	9349	9101	8900	8927	8884
Нижневартовский	2411	2331	2343	2337	2341
Сургутский	2072	1949	1937	1981	1995
Нефтеюганский	2472	2441	2505	2406	2452
Когалымский	1396	1425	1214	1239	1191
Урайский	455	442	359	415	342
Няганский	543	513	542	549	563

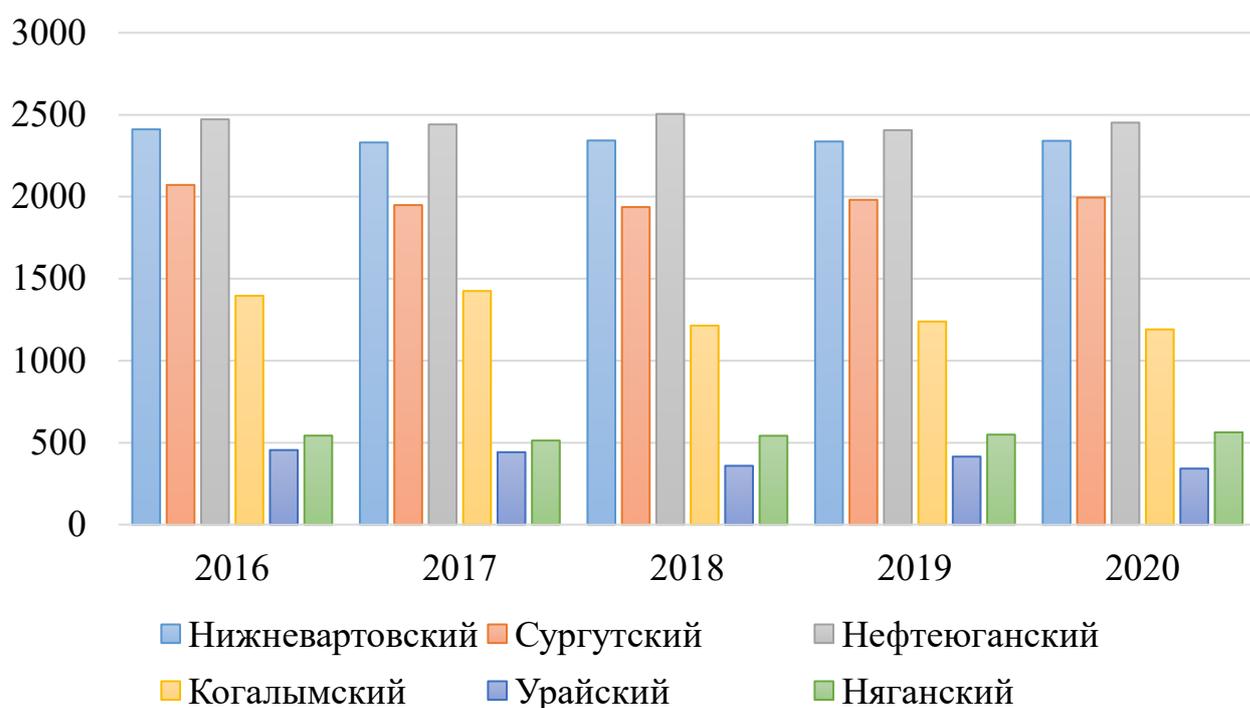


Рисунок 5 — Динамика изменения максимума электрической нагрузки энергосистемы автономного округа за период 2016–2020 гг, МВт

Таблица 7 — Баланс электроэнергии энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа за 2016–2020 годы

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Электропотребление, млн кВт·ч	71397,2	70472,0	69182,6	69158,1	61818,7
Собственная выработка, млн кВт·ч	90228,3	86139,3	84687,3	84478,2	75501,1
Среднегодовые темпы прироста электропотребления, %	+1,4	-1,3	-1,8	-0,04	-10,6
Сальдо перетоков («+» прием в ЭС; «-» передача из ЭС)	-18831,1	-15667,2	-15504,7	-15320,1	-13682,4

В отчетный период 2016–2020 гг баланс электроэнергии энергосистемы Югры складывался с передачей электроэнергии в соседние энергосистемы.

Таблица 8 — Баланс мощности энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа - Югры

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Нагрузка электростанций, всего, МВт	10797,3*	11861,0*	11171,0*	10883,9*	11248,4*
Потребление мощности, всего, МВт	9349,0	9101,0	8900,0	8927,0	8884,0
Сальдо перетоков («+» прием в ЭС; «-» передача из ЭС	-1448,3	-2760,0	-2271,0	-1956,9	-2364,4

\* В период 2016-2020 годов в суммарной выработке учитывались не все электростанции промышленных предприятий автономного округа, работающие параллельно с ЕЭС России.

В отчетный период 2016-2020 гг баланс мощности энергосистемы автономного округа складывался с избытком мощности, при этом избыток по располагаемой мощности наблюдался в течение всего рассматриваемого периода.

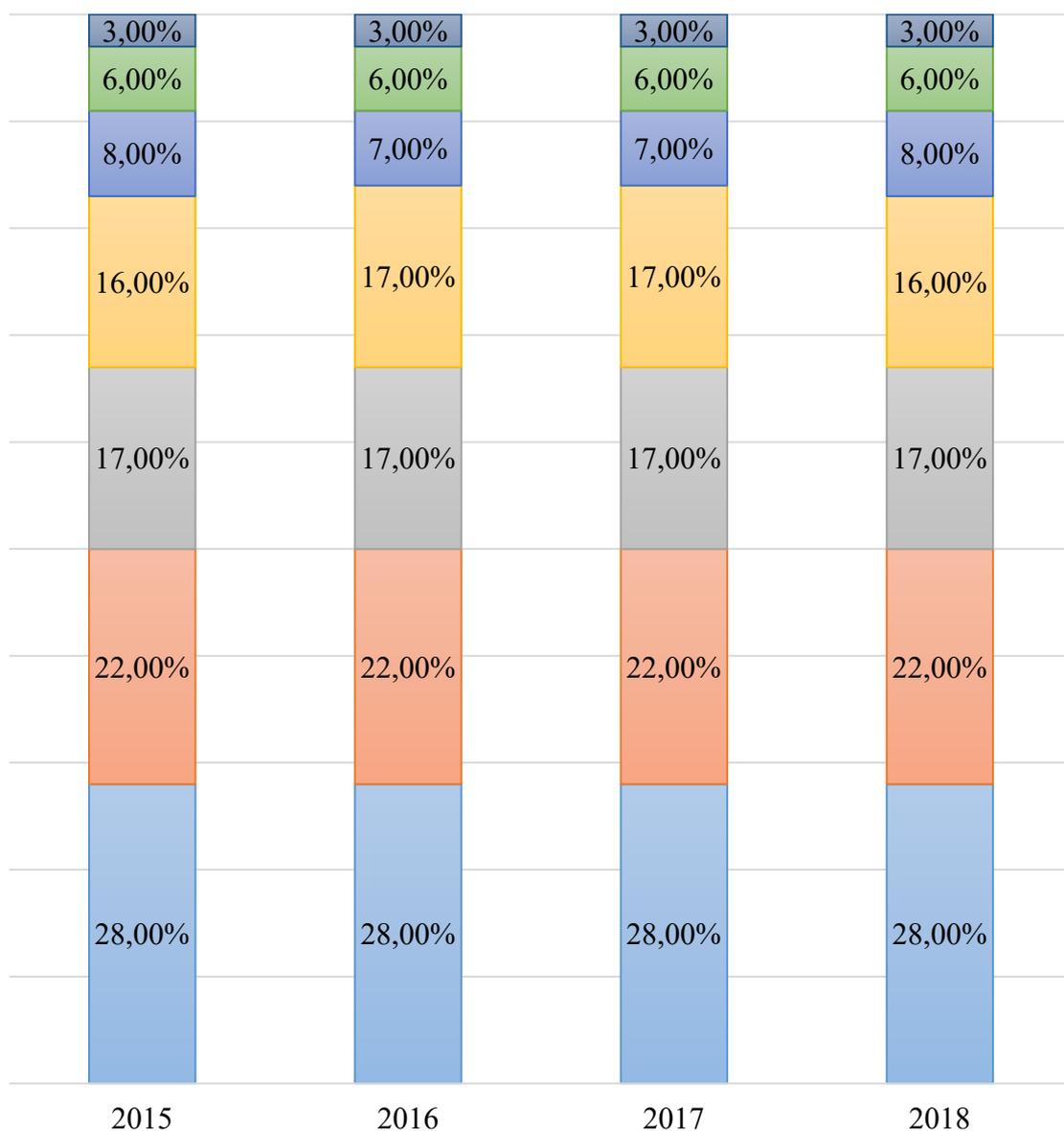
### 1.1 Структура электропотребления

С учетом проводимой Правительством Российской Федерации политики по поддержке ВИЭ ожидается сохранение положительной динамики на протяжении как минимум ближайших 10 лет. Более 80% совокупного потребления ТЭР приходится на четыре наиболее энергоемких сектора экономики Российской Федерации: электро- и теплоэнергетика (28%), обрабатывающая промышленность (22%), население (17%), транспорт (16%) [11].

Структура потребления электроэнергии Ханты-Мансийского автономного округа — Югры отличается спецификой региона – велика доля расхода электроэнергии на добычу полезных ископаемых – более 87%.

Потери электроэнергии в сетях, относительно других регионов РФ не велики – менее 6%. При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери. Фактические (отчетные) потери электроэнергии определяют, как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер; расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии; погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета; хищения электроэнергии, неоплата или неполная оплата показаний счетчиков и т.п. С учётом физической природы и специфики методов определения количественных значений, фактические потери могут быть разделены на четыре составляющие:

1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.



- Бюджетный сектор
- Строительство, сельское хозяйство, сфера услуг, коммунальные услуги, прочие потребители ТЭР
- Добывающая промышленность
- Транспорт
- Население
- Обрабатывающая промышленность
- Электроэнергетика, производство тепловой энергии

Рисунок 6 — Структура потребления ТЭР в Российской Федерации по категориям потребителей за 2015–2018 гг. (привод. по [11])



Рисунок 7 — Структура электропотребления Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (привод. по [2])

2) расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери);

4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

Перечень наиболее крупных потребителей (потребители нефтегазовой промышленности), находящихся на территории энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, с указанием максимального потребления электроэнергии и мощности в период 2016–2020 гг приведен в таблице 9 и 10 соответственно.

Таблица 9 — Перечень крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы автономного округа, с указанием максимального потребления электроэнергии в период 2016–2020 гг

№ п/п	Наименование потребителя	2016	2017	2018	2019	2020
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	12356	12430	12284	11924	11141
2	ПАО «Сургутнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	11478	11366	11153	11253	10414
3	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (с учетом собственной генерации)	10818	10386	9911	9767,9	7857,9
4	АО «Самотлорнефтегаз»**	7721,3	7820,9	7701,2	7597,5	7460,4
5	ПАО «Славнефть - Мегионнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	3694,4	3493,4	3232,3	3356,6	1750,1
6	«Белозерный ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	1391,2	1466,1	1489,8	1481,3	1463,5
7	«Нижневартовский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	1493	1567	1507,6	1396,3	1428,5
8	АО «РН-Няганьнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	1173,2	1271,2	1135,9	1549,2	1228
9	АО «Транснефть-Сибирь»	1283,8	1267	1156	1117*	998,6*
10	ООО «Газпромнефть-Хантос» (с учетом собственной генерации)	1151,7	1174,7	1137,9	1129,8	953,5
11	АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	768,2	765,8	713,7	753,4	757,2
12	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	709,9	932,7	1050,5	746,6	707,7
13	«Няганьгазпереработка» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	552,2	569,1	599,5	686,2	587,3
14	АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»	678,59	670	658*	650*	581,1*
15	«Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод» – филиал АО «СибурТюменьГаз»	504,1	521,4	521,9	545,9	526,7
16	ПАО «Варьеганнефтегаз»	419,3	417,1	384,7	425,9	409,7
17	ОАО «Варьеганнефть»	506,6	500	476	454,7	409,3
18	ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учетом собственной генерации)	267,6	303,5	346,7	334,1	294,9
19	Сургутский ЗСК филиал ООО «Газпром переработка»	283,3	276,01	275,7	272,8	273,5
20	ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» (с учетом собственной генерации)	264,2	254,2	242,9	248,2	237,2
21	ООО «ЮрскНефть»	267,4	213,3	212,7	181,7	162,4*
22	ОАО МПК «Аганьнефтегазгеология»	296,4	296,9	245,7	230,9	97,6
23	в том числе АО «Корпорация Югранефть»	70,7	68,9	67,1	63,9	62,7

\* В связи с отсутствием информации фактическое потребление электрической энергии за 2020 (2019) год определено пропорционально изменению в 2020 (2019) году потребления электроэнергии в автономном округе относительно 2019 (2018) года.

\*\* Величина потребления АО «Самотлорнефтегаз» с учетом АО «РН-Нижневартовск».

Таблица 10 — Перечень крупных потребителей, находящихся на территории энергосистемы Ханты-Мансийского автономного округа - Югры, с указанием фактической потребляемой максимальной мощности в период 2016–2020 гг

№ п/п	Наименование потребителя	2016	2017	2018	2019	2020
1	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	1520,0	1509,0	1491,0	1606,0	1214,8
2	ПАО «Сургутнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	1400,0	1314,0	1311,0	1320,0	1220,0
3	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (с учетом собственной генерации)	1306,0	1290,0	1211,2	1219,2	966,5
4	АО «Самотлорнефтегаз»** всего	938,2	937,1	925,7	920,0	903,4
5	ПАО «Славнефть - Мегионнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	483,1	452,5	423,5	420,5	385,1
6	АО «РН-Няганьнефтегаз» (с учетом собственной генерации)	189,8	197,3	165,5	223,2	236,7
7	«Нижневартовский ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	191,0	186,0	203,0	200,0	200,3*
8	АО «Транснефть-Сибирь»	152,0	148,0	155,0	155,0	154,0*
9	«Белозерный ГПЗ» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	178,0	173,3	178,6	188,0	130,5
10	«Няганьгазпереработка» - филиал АО «СибурТюменьГаз»	76,0	74,0	81,0	98,0	100,5*
11	ООО «Газпромнефть-Хантос»	148,0	133,0	142,2	140,4	98,3
12	АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»	98,7	92,3	96,1	99,8	93,8
13	ООО «Газпром трансгаз Сургут»	81,3	108,1	207,0	85,3	80,8
14	АО «Газпромнефть – Ноябрьскнефтегаз»	86,0	83,7	74,5	74,5	74,1*
15	Южно-Балыкский ГПЗ – филиал АО «СибурТюменьГаз»	63,0	61,3	69,0	72,0	73,4*
16	АО «Варьеганнефть»	65,0	63,3	60,3	61,0	55,2
17	ПАО «Варьеганнефтегаз»	51,3	48,7	49,5	49,3	47,8
18	ООО «Газпром трансгаз Югорск» (с учетом собственной генерации)	35,8	40,6	46,43	44,7	39,4
19	«Сургутский ЗСК» филиал ООО «Газпром переработка» ПАО «Газпром»	31,4	31,5	31,5	31,1	33,2
20	ООО «ЛУКОЙЛ-АИК» (с учетом собственной генерации)	33,6	32,7	32,7	30,0	27,7
21	ООО «ЮрскНефть»	33,1	28,5	24,3	22,9	22,8
22	ОАО МПК «Аганьнефтегазгеология»	33,7	33,9	28,01	26,4	11,11

\* В связи с отсутствием информации фактическое потребление электрической энергии за 2020 год определено пропорционально изменению в 2020 году потребления электроэнергии в автономном округе относительно 2019 года.

\*\* Величина потребления АО «Самотлорнефтегаз» с учетом АО «РН-Нижневартовск» и АО «Корпорация Югранефть» с 2014 года учитывается потребление АО «Корпорация Югранефть».

Наиболее крупными потребителями электрической мощности ЭЭС автономного округа являются потребители нефтегазовой промышленности:

**Нижневартовский энергорайон:**

- АО «Самотлорнефтегаз»;
- ПАО «Славнефть – Мегионнефтегаз»;
- АО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»;
- «Белозерный ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз»;
- «Нижневартовский ГПЗ» – филиал АО «СибурТюменьГаз»;
- ПАО «Варьеганнефтегаз»;
- ПАО «Варьеганнефть».

#### **Сургутский энергорайон:**

- ПАО «Сургутнефтегаз»;
- Предприятие по переработке газового конденсата и углеводородного сырья «Сургутский ЗСК» – филиал ООО «Газпром переработка».

#### **Нефтеюганский энергорайон:**

- ООО «РН-Юганскнефтегаз».
- Когалымский энергорайон:
- ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь».

#### **Урайский энергорайон:**

- ТПП «Ураинефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»);

#### **Няганский энергорайон:**

- АО «РН-Няганьнефтегаз».

На долю вышеуказанных компаний приходится порядка 70 % от общего потребления ЭЭС автономного округа. По объемам электропотребления лидируют 3 крупнейших нефтегазодобывающих предприятия региона: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» и ПАО «Сургутнефтегаз».

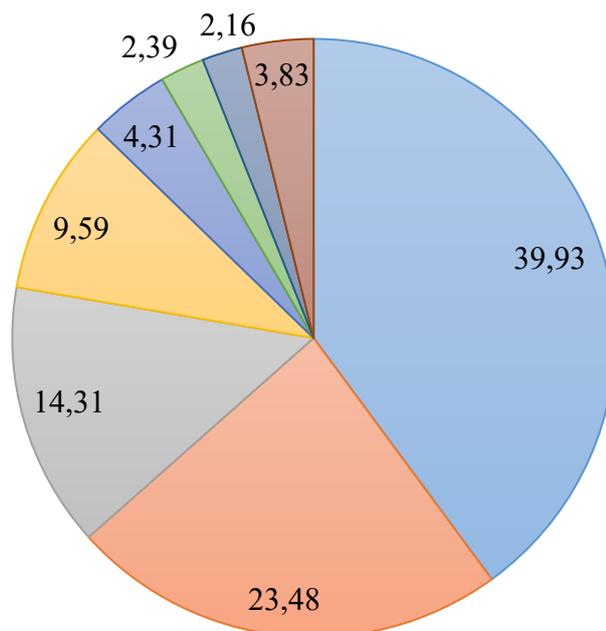
### **Состав существующих электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт**

Большая часть вырабатываемой электроэнергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры производится на тепловых электростанциях. Наиболее крупными являются Сургутская ГРЭС-1, Сургутская ГРЭС-2, Нижневартовская ГРЭС и Няганская ГРЭС. Суммарная установленная мощность электростанций ЭЭС автономного округа по состоянию на 1 апреля 2021 года составляет 14 193,271 МВт. Кроме того, на территории автономного округа размещено большое количество автономных источников электроснабжения, обеспечивающих электроэнергией промышленные предприятия и территориально-изолированные энергосистемы муниципальных образований.

Перечень существующих электростанций в энергосистеме Ханты-Мансийского автономного округа - Югры с указанием установленной мощности и собственников на 1 апреля 2021 года представлен в таблице 11

Таблица 11 — Перечень существующих электростанций в энергосистеме Ханты-Мансийского автономного округа - Югры на 1 апреля 2021 года

Наименование собственника	Установленная мощность, МВт
ПАО «Юнипро» (Сургутская ГРЭС-2)	5667,14
ПАО «ОГК-2» (Сургутская ГРЭС-1)	3333,00
АО «Нижеварттовская ГРЭС» (Нижеварттовская ГРЭС)	2031,00
ПАО «Фортум» филиал Энергосистема «Западная Сибирь» (Няганская ГРЭС)	1361,00
ПАО «Сургутнефтегаз» (26 электростанций)	611,94
ООО «РН-Юганскнефтегаз» (ГТЭС Приобская, Приразломная ГТЭС)	339,00
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (7 ГТЭС, 40 тг.)	306,58
ООО «Газпромнефть - Хантос» (Южно-Приобская ГТЭС, ГПЭС КНС-2)	106,50
ПАО «Передвижная энергетика» (Казымская ГТЭС)	72,00
АО «РН-Няганьнефтегаз» (ГТЭС Каменная)	72,00
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (Западно-Салымская ГТЭС)	60,00
ООО «РусГазСервис» (ГПЭС Нижне-Шапшинского м.р, ГПЭС Верхне-Шапшинского м.р., ГПЭС «Хантэк Южная»)	54,67
ПАО «Славнефть - Мегионнефтегаз» (3 ГТЭС, 12 тг.)	34,53
АО «БерёзкаГаз Обь» (ГПЭС на Приразломном м.р.)	23,90
ООО «ЛУКОЙЛ – АИК» (2 ГТЭС, 4 тг.)	21,20
ГПЭС Аггреко-1 (ООО «Аггреко Евразия»)	17,92
ГПЭС Аггреко-2 (ООО «Аггреко Евразия»)	17,92
ООО «Соровскнефть» (ГПЭС Соровского м.р.)	15,40
ООО «ЮрскНефть» (ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р.)	14,40
ООО «Альянс-Энерджи» (ГПЭС Омбинского м.р.)	12,36
ООО «Башнефть Добыча» (ГПЭС Кирско-Котынского м.р.)	12,00
ООО «Аггреко Евразия» (ГПЭС Энергокомплекса Аггреко Евразия)	8,80
ВСЕГО	14193,27



- ПАО "Юнипро"
- ПАО "ОГК-2"
- АО "Нижевартовская ГРЭС"
- ПАО "Фортум" филиал Энергосистема "Западная Сибирь"
- ПАО "Сургутнефтегаз"
- ООО "РН-Юганскнефтегаз"
- ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"
- Другие (индивидуальный вклад менее 1%)

Рисунок 8 — Структура установленной мощности электростанций Ханты-Мансийского автономного округа - Югры по собственникам, %

## АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА-ЮГРЫ

### Перспективы развития малой генерации

Сегодня возобновляемые ресурсы обеспечивают лишь небольшую долю мирового производства энергии. Тем не менее, необходимость – перехода от ископаемого топлива и ядерной энергии к использованию возобновляемых источников энергии огромна. Наша энергетическая система, основанная на ископаемом топливе, представляет собой одну из основных уязвимостей современной цивилизации, воздействия на окружающую среду, затраты на здоровье, безопасности которая связанная с нашей нынешней энергетической системой.

Климатические факторы оказывают существенное влияние на выбор схемы электроснабжения, особенно если таковая включает в себя источник энергии на базе возобновляемых источников энергии (систем малой генерации). Такие климатические факторы, как средняя температура, продолжительность светового дня, влажность и прочее, оказывают влияние на режимы потребления электроэнергии и определяют выбор оборудования.

Поэтому, при рассмотрении работы автономных систем электроснабжения в условиях севера, особое значение имеют графики электрических нагрузок. Анализ графиков электрических нагрузок децентрализованных потребителей в течение определенного периода времени (сутки, сезон, год) - наиболее возможный вариант оценки влияния климатических факторов на автономные системы электроснабжения. Специфика электроснабжения северных регионов (значительные различия в составе потребителей, численности населения, географического положения и климатических условий) существенно ограничивает общие закономерности в формировании суточных и сезонных графиков нагрузок различных объектов электроснабжения. Состав электрических нагрузок и характер энергопотребления во многом зависят от развития соответствующих секторов экономики объекта электроснабжения.

Положение малочисленных народов Севера осложнено неприспособленностью их традиционного образа жизни к современным экономическим условиям. Низкая конкурентоспособность традиционных видов хозяйственной деятельности обусловлена малыми объемами производства, высокими транспортными издержками, отсутствием современных предприятий и технологий по комплексной переработке сырья и биологических ресурсов. Кризисное состояние традиционных видов хозяйственной деятельности привело к обострению социальных проблем. Уровень жизни значительной части граждан из числа малочисленных народов Севера, проживающих в сельской местности или ведущих кочевой образ жизни, ниже среднероссийского.

Потребители промысловых и добывающих отраслей хозяйства характеризуются относительно стабильным графиком нагрузки, а объекты животноводства и население характеризуются крайне нестабильным графиком нагрузки. В группе объектов животноводства в основном преобладают хозяйства, которые в зависимости от времени года находятся на весенних, летних, осенних или зимних пастбищах. В соответствии с такими перемещениями меняются местоположение потребителей энергии, состав электрических нагрузок и их мощность. В летнее время обслуживание отгонного животноводства носит кочевой характер. Энергия расходуется на обогрев и освещение жилищ животноводов, подогрев воды, пищеприготовление и ночное освещение открытых стоянок скота. В холодные периоды все поголовье скота перегоняется на зимние пастбища. В общей структуре энергопотребления в это время преобладают тепловые нагрузки - производственное и бытовое отопление помещений и подогрев воды. Из групп рассредоточенного сельскохозяйственного производства наиболее энергоемкими потребителями являются малые населенные объекты.

Таким образом, взаимосвязанность факторов численности населения, сектора экономики, продолжительности светового дня, температуры воздуха оказывают непосредственное влияние на характеристику энергетической эффективности автономных систем электроснабжения северных территорий. Отдельного рассмотрения требуют сами автономные системы электроснабжения, функционирующие на рассматриваемых территориях. Условие изоляции как «инфраструктурной изоляции территории, на которой расположен объект энер-

госнабжения» подразумевает под автономностью - «энергоснабжение объекта только от собственного источника энергии». Строительство стационарной ДЭС включает в себя множество факторов, таких как создание бытовых вспомогательных помещений, оборудование мест для ремонта и профилактики ДГУ и прочее. Для функционирования ДЭС необходимы определенные условия доставки и хранения топлива, что в конечном итоге приводит к повышению эксплуатационных затрат. Необходимость в увеличении экстренных запасов топлива уже сегодня во многих децентрализованных зонах севера показывает проблему недостатка помещений и оборудования для его хранения. Показатели ДЭС являются характерными в зонах децентрализованного электроснабжения.

Для изолированных систем электроснабжения присущ факт низкой или отсутствующей квалификации производственного персонала и руководящих кадров энергетических комплексов. Как следствие наблюдается усиление нарушений стабильной эксплуатации объектов энергетики, неэффективное использование ТЭР, снижение производительности локального энергетического объекта. И в последствии несвоевременное или неполное принятие мер по обеспечению ЭНБ, их не оптимальность и некачественная реализация. В децентрализованных районах северных регионов вследствие низкой надежности производственных систем и оборудования остро проявляются и техногенные угрозы. Как экономическая угроза сильное проявление в таких регионах имеет слабость энерготранспортных (межрайонных) связей при значительной несбалансированности региона по отдельным энергоносителям. Это объясняет районные дефициты ТЭР при наличии излишков в других районах территориальных образований, обоснованное их разбросанностью и значительной удаленностью друг от друга, присутствием слабости хозяйственных связей, недопоставкой ресурсов, либо нарушением сроков поставки в большей части вследствие влияющих факторов суровых климатических условий.

Задача обеспечения устойчивого электроснабжения потребителей и развитие распределенной генерации на удаленных территориях автономного округа, входящих в зону децентрализованного электроснабжения сформулирована в государственной программе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Жилищно-коммунальный комплекс и городская среда» (Постановление Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 5 октября 2018 г. № 347-п с изменениями на 27 апреля 2021 года) [3].

Таблица 12 — Задача обеспечения устойчивого электроснабжения потребителей и развитие распределенной генерации

Задача 4. Подпрограмма 4. «Обеспечение равных прав потребителей на получение энергетических ресурсов»		
4.3	Предоставление субсидии на возмещение расходов организации за доставку населению сжиженного газа для бытовых нужд	Предоставление субсидии муниципальным образованиям автономного округа на возмещение расходов организации за доставку населению сжиженного газа для бытовых нужд
4.4	Субсидия на возмещение недополу-	Предоставление субсидии муници-

	ченных доходов организациям, осуществляющим реализацию электрической энергии предприятиям жилищно-коммунального и агропромышленного комплексов, субъектам малого и среднего предпринимательства, организациям бюджетной сферы	пальным образованиям автономного округа на возмещение недополученных доходов организациям, осуществляющим реализацию электрической энергии предприятиям жилищно-коммунального и агропромышленного комплексов, субъектам малого и среднего предпринимательства, организациям бюджетной сферы
4.5	Предоставление субвенции на возмещение недополученных доходов организациям, осуществляющим реализацию населению автономного округа сжиженного газа по социально ориентированным розничным ценам (в том числе администрирование)	Предоставление субвенции муниципальным образованиям автономного округа на возмещение недополученных доходов организациям, осуществляющим реализацию населению автономного округа сжиженного газа по социально ориентированным розничным ценам (в том числе администрирование)
4.6	Предоставление субвенции на возмещение недополученных доходов организациям, осуществляющим реализацию электрической энергии населению и приравненным к ним категориям потребителей в зоне децентрализованного электроснабжения автономного округа по социально ориентированным тарифам	Предоставление субвенции муниципальным образованиям автономного округа на возмещение недополученных доходов организациям, осуществляющим реализацию электрической энергии населению и приравненным к ним категориям потребителей в зоне децентрализованного электроснабжения автономного округа по социально ориентированным тарифам

Децентрализация электроэнергетической отрасли региона предполагает переход крупных промышленных и нефтегазодобывающих предприятий региона на собственную генерацию. При этом потребители приобретают все большее значение и самостоятельность в системе, выступая и как потребители, и как производители электроэнергии.

Риски и возможности при децентрализации электроэнергетики региона представлены в таблице [7].

Таблица 13 — Риски и возможности при децентрализации электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа - Югры

Риски	Возможности
1. Разбалансирование единой энергосистемы, усугубление проблемы перекрёстного субсидирования.	1. Новые услуги по управлению спросом и предложением. 2. Доступность электроэнергии для удаленных потребителей 3. Гибкость энергообъектов за счет повышения управляемости элементов генерации и сетей.

## Технологии обработки отходов для получения вторичных топливно-энергетических ресурсов

В процессе потребления энергии на технологические процессы и коммунально-бытовые нужды потенциал энергоносителей используется не полностью. Та часть энергии, которая прямо или косвенно не используется как полезная для выпуска готовой продукции или услуг, называется энергетическими отходами.

Энергетические отходы можно разделить на три части:

- энергетические отходы внутреннего использования, которые возвращаются обратно в технологический агрегат (высокопотенциальные);
- энергетические отходы внешнего использования, представляющие собой вторичные энергетические ресурсы (среднепотенциальные);
- неизбежные потери в технологическом агрегате или установке (низкопотенциальные).

Вторичные энергоресурсы — энергетический потенциал отходов продукции, побочных и промежуточных отходов, образующихся в технологических установках (системах), который не используется в самой установке, но может быть частично или полностью использован для энергоснабжения других установок.

Действующим нормативно-техническим документом, определяющим перечень наилучших доступных технологий обработки отходов с целью получения вторичных топливно-энергетических ресурсов, является ГОСТ Р 56828.30–2017 [1].

Вторичными энергетическими ресурсами являются используемые для получения энергии отходы производства и потребления, в отношении которых существует реальная возможность и целесообразность повторного использования непосредственно или после дополнительной обработки с выделением тепловой и (или) электрической энергии (ГОСТ Р 56828.15, статья 2.21).

Наилучшие доступные технологии обработки отходов в целях получения вторичных топливно-энергетических ресурсов характеризуются рядом основных параметров, включая:

- потребление тепловой и электрической энергии на единицу производимой продукции;
- потребление сырья на единицу производимой продукции;
- технологические нормативы (характеристики выбросов, сбросов и отходов), которые могут быть обеспечены при применении НДТ в расчете на единицу производимой продукции;
- особенности применения НДТ в различных климатических, географических и иных условиях [1].

Методы и технологические подходы к подготовке отходов в жидком фазовом состоянии, предназначенных к использованию в качестве топлива [1]:

а) использование теплообменников, расположенных вне емкости с отходами. Там водяной пар удаляется и нефтесодержащие отходы могут нагревать-

ся до 90°C, что позволяет отделить большую часть водяной взвеси (в отличие от растворенной воды). Это происходит в результате сокращения вязкости масляной фазы (вызванного повышенной температурой) с помощью гравитационной сепарации для достижения желаемого результата, когда вода опускается на дно емкости;

б) адсорбцию активированным углем или конденсацию для предотвращения выбросов летучих органических соединений. При использовании конденсации отделенная органическая фракция может использоваться для подачи в котел;

в) удаление твердых фракций из жидких отходов, предназначенных к использованию в качестве топлива. Отработанное масло, выходя из нагревательных емкостей, как правило, проходит через безнапорные фильтры для удаления твердых частиц, расположенные либо на открытых площадках, либо в помещениях. Когда теплое масло проходит через фильтры для удаления твердых частиц, выделяются летучие органические соединения. Используемые фильтры, как правило, представляют собой колеблющуюся металлическую сетку. Фильтры такого типа широко используются для отделения минеральных составляющих. Отделение пара при фильтрации возможно с применением вытяжных колпаков над безнапорными фильтрами. Для отделения любых твердых частиц из масла в сочетании с сокращением выбросов также могут быть использованы центрифуги;

г) удаление нефтесодержащих остатков из сточных вод перед сбросом в канализацию или перед соединением с другими водами, как правило, осуществляется посредством применения водомаслоперехватчиков, сепараторов с наклонной пластиной и (или) фильтрации и с последующим использованием нефтесодержащих остатков в качестве топлива;

д) обеспечение достаточной емкости каждой из камер многокамерных перехватчиков нефтесодержащих остатков в целях удержания в камере в течение 6 мин при максимальной прогнозируемой скорости потока;

е) использование вертикальной мешалки без подшипников внутри бака.

### **Утилизация попутного нефтяного газа на газотурбинных установках**

В России ежегодно сжигается более 20 млрд. м<sup>3</sup> попутного нефтяного газа, что приводит к выбросу в атмосферу до 400 тыс. тонн загрязняющих веществ. За счет утилизации такого объема попутного газа может быть получен доход свыше 10 млрд.\$.

Учитывая, что уровень утилизации попутных нефтяных газов в России в среднем ~ 73%, постановление правительства открывает благоприятные условия для продвижения газотурбинных технологий, поскольку использование попутного газа для выработки электроэнергии позволяет одновременно и эффективно решать комплекс энергетических, экологических проблем и нужд теплоснабжения.

В физическом выражении сокращение сжигания ПНГ в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре составило 1,5 млрд кубометров; его

стоимость по ценам российского рынка — около \$150 млн, а по мировым ценам — примерно в четыре раза больше. Пусть с точки зрения отрасли деньги небольшие, но при сжигании ПНГ их бы просто не было, а тонны вредных веществ были выброшены в атмосферу.

При этом доля сжигаемого ПНГ от общего объема его добычи в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре в 2012 году сократилась на 3,6 процентных пункта до 11,2%. Это один из лучших показателей в стране. В среднем по РФ этот показатель составляет 23,8%.

Наиболее эффективным техническим решением по утилизации ПНГ с целью выработки электроэнергии являются газотурбинные установки (ГТУ) и газотурбинные электростанции (ГТЭС) на базе авиационных технологий (таблица 14).

Таблица 14 — Перечень ГТУ и ГТЭС на территории Ханты-Мансийского автономного округа с информацией о собственнике и установленной мощности станции

Наименование собственника	Установленная мощность, МВт
ООО «Газпромнефть - Хантос» (Южно-Приобская ГТЭС, ГПЭС КНС-2)	106,5
ООО «РН-Юганскнефтегаз» (ГТЭС Приобская, Приразломная ГТЭС)	339
ПАО «Славнефть - Мегионнефтегаз» (3 ГТЭС, 12 тг.)	34,53
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (7 ГТЭС, 40 тг.)	306,582
ООО «ЛУКОЙЛ – АИК» (2 ГТЭС, 4 тг.)	21,2
«Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» (Западно-Салымская ГТЭС)	60,0
ООО «ЮрскНефть» (ГТЭС Западно-Малобалыкского м.р.)	14,4
ПАО «Передвижная энергетика» (Казымская ГТЭС)	72,0
АО «РН-Няганьнефтегаз» (ГТЭС Каменная)	72,0
ООО «Башнефть Добыча» (ГПЭС Кирско-Коттынского м.р.)	12
ООО «Соровскнефть» (ГПЭС Соровского м.р.)	15,4
ООО «РусГазСервис» (ГПЭС Нижне-Шапшинского м.р, ГПЭС Верхне-Шапшинского м.р., ГПЭС «Хантэк Южная»)	54,672
ООО «Альянс-Энерджи» (ГПЭС Омбинского м.р.)	12,36
ООО «Агреко Евразия» (ГПЭС Энергокомплекса Агреко Евразия)	8,8
ГПЭС Агреко-1 (ООО «Агреко Евразия»)	17,92
ГПЭС Агреко-2 (ООО «Агреко Евразия»)	17,92
АО «БерёзкаГаз Обь» (ГПЭС на Приразломном м.р.)	23,902

Выбор оптимального варианта развития энергетической инфраструктуры осуществляется по критерию снижения суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение рассматриваемых населенных пунктов.

В Концепции определено следующее:

- использование ветряных и солнечных электростанций в рассматриваемых населенных пунктах экономически не оправдано при имеющихся ресурсах и существующем уровне цен на данные технологии;

- применение накопителей энергии для оптимизации режимов работы ДЭС в рассматриваемых населенных пунктах экономически неэффективно при текущем уровне цен на накопители.

В соответствии с [2] в энергосистеме Ханты-Мансийского автономного округа до 2025 года планируются мероприятия по модернизации генерирующего оборудования, мероприятия по вводу, демонтажу и перемаркировке не планируются. Данные по электросетевому оборудованию и его модернизации представлены в таблице 2.4.24 и 2.4.25.

### **Оценка экономической эффективности и тарифных последствий**

Целью оценки тарифных последствий является определение влияния мероприятий, рекомендуемых в условиях СиПР, на единые (котловые) тарифы в регионе. Данная задача решается путем оценки прироста необходимой валовой выручки (НВВ) сетевых организаций, НВВ которых учитывается при утверждении (расчете) единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в субъекте Российской Федерации (Тюменская область, автономный округ, ЯНАО). Базовые значения НВВ сетевых организаций на период 2018-2022 годов, относительно которых оценивается прирост, определены на основе распоряжения РЭК Тюменской области, автономного округа, ЯНАО от 30 декабря 2020 года № 30 и решения РЭК Тюменской области, автономного округа, ЯНАО от 28 декабря 2017 года № 59.

На первом этапе оценки сформирован перечень мероприятий, реализация которых может привести к незапланированному росту НВВ сетевых организаций в регионе. Данный перечень определен путем исключения из общего состава мероприятий СиПР проектов, которые удовлетворяют следующим условиям:

мероприятие отражено в инвестиционной программе АО «Россети Тюмень» на 2020 – 2022 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 года № 29»;

заказчиком проекта выступают: Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала, ПАО «Россети»;

проект планируется реализовать за счет потребителя, при этом новый/реконструируемый объект будет находиться в зоне эксплуатационной ответственности потребителя.

На втором этапе оценки на основе форм раскрытия информации субъектами рынков электрической энергии и мощности, являющимися субъектами естественных монополий, утвержденных приказом ФСТ России от 24 октября 2014 года № 1831-э, и на базе Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных приказом ФСТ России от 17 февраля 2012 года № 98-э, сформирован перечень статей НВВ, которые вырастут вследствие реализации проектов, отобранных на первом этапе. Сформированный перечень включает следующие статьи:

- подконтрольные расходы;

- отчисления на социальные нужды;
- капитальные вложения;
- амортизация;
- прибыль на капитальные вложения;
- налог на прибыль;
- налог на имущество.

Рост подконтрольных расходов и отчислений на социальные нужды рассчитан на основе формы раскрытия информации о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии АО «Россети Тюмень» за 2017 год и на базе объема условных единиц, рассчитанного для каждого проекта, из перечня, сформированного на первом этапе оценки. Расчет условных единиц выполнен в соответствии с Методическими указаниями по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденными приказом ФСТ России от 6 августа 2004 года № 20-э/2.

Влияние на остальные рассматриваемые статьи оценены на базе стоимости каждого мероприятия в ценах I квартала 2021 года, приведенной в таблице 27. При этом реализация мероприятий, выполняемых за счет потребителя и/или в плате за технологическое присоединение его энергопринимающих устройств, не приводит к росту статьи НВВ «Капитальные вложения» и соответственно статьи «Налог на прибыль». Однако проекты, реализуемые при оплате за технологическое присоединение, приводят к увеличению статей «Амортизация» и «Налог на имущество».

По результатам оценки прирост НВВ вследствие реализации рассматриваемых проектов составляет: 2 % в 2022-2024 годах, 1 % в 2025-2026 годах. Такой прирост НВВ оценивается как незначительный и с высокой долей вероятности будет нивелирован ростом полезного отпуска вследствие реализации рассматриваемых мероприятий.

Дополнительно важно отметить, что прирост статьи «Капитальные вложения» не превышает максимально возможную величину расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли, определенную на основе НВВ АО «Россети Тюмень» и в соответствии с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемыми с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными приказом ФСТ России от 17 февраля 2012 года № 98-э.

## **ФОРМИРОВАНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРИОРИТЕТОВ И ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**

Вклад электросетевого комплекса в достижение следующих национальных целей и решение стратегических задач развития Российской Федерации,

определенных в Указах Президента Российской Федерации № 204 и от 21.07.2020 № 474:

- обеспечение ускоренного внедрения цифровых технологий в экономике и социальной сфере – формирование системы управления, координации и мониторинга цифровой трансформации электросетевого комплекса, внедрение интеллектуальных систем управления электросетевого комплекса;
- преобразование приоритетных отраслей экономики и социальной сферы, включая здравоохранение, образование, промышленность, сельское хозяйство, строительство, городское хозяйство, транспортную и энергетическую инфраструктуру, финансовые услуги, посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений;
- внедрение интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством на базе цифровых технологий.

Решение стратегических задач развития Российской Федерации в рамках исполнения комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 сентября 2018 г. № 2101-р, электросетевой комплекс будет осуществлять в рамках реализации федеральных проектов "Гарантированное обеспечение доступной электроэнергией" и «Железнодорожный транспорт и транзит».

### **Основные мероприятия, направленных на развитие и техническое перевооружение системы энергоснабжения автономного округа на основе инновационных технологий и оборудования**

26 декабря 2019 года Советом директоров ПАО «Россети» утверждена Стратегия развития ПАО «Россети» и его ДЗО (Группы компаний Россети) (далее – Стратегия Группы компаний Россети) на период до 2030 года.

Ключевым изменением в деятельности Группы компаний Россети является переход к бизнес-модели современной инновационной инфраструктуры. В числе основных стратегических приоритетов определены обеспечение дальнейшего повышения эффективности текущей деятельности, направленное на развитие отрасли, обеспечение надежности, качества и доступа к инфраструктуре в новой цифровой среде. Особое внимание уделяется соблюдению баланса интересов всех сторон, в том числе государства, потребителей, акционеров, инвесторов, а также развитию новых направлений бизнеса.

Достижение заявленных целей планируется через основные направления реализации Стратегии:

- технологическое и инновационное развитие;
- цифровую трансформацию;
- диверсификацию бизнеса;
- обеспечение информационной и технологической безопасности;
- обеспечение дальнейшего повышения операционной и инвестиционной эффективности;

- продвижение законодательных инициатив по совершенствованию ценообразования в отрасли;
- повышение инвестиционной привлекательности и акционерной стоимости;
- увеличение доли рынка сетевых услуг;
- развитие кадрового потенциала.

АО «Россети Тюмень» осуществляет свою деятельность в рамках данной Стратегии Группы компаний Россети в долгосрочной перспективе. Для обеспечения реализации Стратегии Группы компаний Россети в АО «Россети Тюмень» принят ряд программных документов, таких как:

- Программа «Цифровая трансформация АО «Россети Тюмень» 2020–2030 гг.»;
- Программа инновационного развития Общества;
- Программа развития интеллектуального учета электроэнергии в электрических сетях Общества на 2020–2030 гг.;
- Программа снижения потерь электрической энергии в электрических сетях
- АО «Россети Тюмень» на 2020 год и период до 2024 года;
- Экологическая политика в электросетевом комплексе;
- Кадровая и социальная политика Общества;
- Инвестиционная политика Общества;
- Политика обеспечения комплексной безопасности Общества и другие [13].

В ходе реализации Стратегии Группы компании Россети планируется до 2025 года провести мероприятия по технологическому и инновационному развитию, включающих в себя:

- Формирование единой вертикали ОТиСУ АО «Россети Тюмень» с удаленными рабочими местами на базе ОДС филиалов;
- Реализация пилотного проекта информационного обмена [14];
- Проведение опытной эксплуатации и ввод в промышленную эксплуатацию программно-технического комплекса ОИК АСДУ СК-11;
- Доработка функционала проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики [15];
- Автоматизация нормирования аварийного резерва, его приобретения, ротации, использования, восполнения в СУПА;
- Интеграция АИС ОТПБ, СУПА, СОУР, автоматизация их функционала, построение архитектуры обмена данными между системами;
- Создание системы оперативного управления работами (цифровой электромантер);
- Внедрение ПТК ЦУС, включая описание СИМ модели;
- Создание конфигурации единой аналитической платформы, способной производить прогноз событий;
- Внедрение системы инновационного менеджмента [16];

- Создание системы управления знаниями и компетенциями;
- Создание информационно-аналитической системы с использованием БАС;
- Развитие единой геоинформационной платформы;
- Создание конфигурации цифровой платформы для работы с поставщиками и подрядчиками в части подсистемы электронного документооборота интегрированной в ERP и СЭД системами Общества, с функцией распознавания документов;
  - Тиражирование в ДЗО ПАО «Россети» единой сквозной системы оперативного мониторинга энергоснабжения временно подконтрольных объектов ПАО «Россети»;
  - Модернизация системы УКВ радиосвязи по стандарту DMR (ТЭС);
  - Создание конфигурации сервисной платформы «Цифровой потребитель»;
  - Создание цифровой системы ситуационно-аналитического управления электросетевым комплексом АО «Россети Тюмень» (подпроект «Проектирование и создание программно-аппаратного комплекса для накопления больших данных «Озеро данных»);
  - Создание конфигурации автоматизированной системы по управлению энергосбережением и повышением энергоэффективности;
  - Создание программно-аппаратного комплекса контроля опасных зон с применением технологии машинного зрения;
  - Создание системы комплексного обучения и подготовки персонала с применением технологии виртуальной и дополненной реальности;
  - Внедрение Системы электронного документооборота на базе ПО СЭДО;
  - Доработка модуля управления энергоданными в АСУ ФХД Общества.

### **Цифровая трансформация электроэнергетики**

В указе Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 цифровая трансформация энергетической инфраструктуры обозначена в качестве одного из приоритетных направлений развития. Минэнерго РФ разработало ведомственный проект «Цифровая энергетика» (Паспорт ведомственного проекта «Цифровая энергетика» одобрен протоколом заседания ведомственного координационного органа проектной деятельности Минэнерго России под председательством Министра энергетики Российской Федерации № АН-448пр от 21 сентября 2018 г) [7]. Проект «Цифровая энергетика» призван систематизировать уже полученный компаниями опыт внедрения цифровых технологий, обеспечить формирование целевого видения цифровизации ТЭК, базовых требований и критериев к внедряемым решениям, которые позволят впоследствии состыковать их в доверенной цифровой среде.

Целью новых инструментов цифрового регулирования и экосистем, формируемых проектом «Цифровая энергетика» должны стать:

- снижение неопределенности в поведении внешних и внутренних рынков путем повышения точности прогнозирования и выявления «узких» мест для выработки высокоточных мероприятий мягкого влияния на развитие рынка;
- повышение экономической эффективности сферы производства и распределения топливно-энергетических ресурсов, в том числе за счет выявления, анализа и оценки «узких» мест, сдерживающих рост эффективности (потенциалов развития и угроз).

Применение цифровых технологий по всей цепочке управления субъектами и активами ТЭК РФ позволит выстроить сквозную отраслевую систему учета и планирования, повысит конкурентоспособность на международном рынке как ТЭК РФ в целом, так и его отдельных субъектов.

Задача развития и модернизации централизованных энергосистем, включая внедрение интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством на базе цифровых технологий сформулирована в государственной программе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Жилищно-коммунальный комплекс и городская среда» (Постановление Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 5 октября 2018 г. № 347-п с изменениями на 27 апреля 2021 года) представлена в таблице 15 [3].

Таблица 15 — Задача развития и модернизации централизованных энергосистем

Задача 5. Подпрограмм 5. «Обеспечение потребителей надежным и качественным электро-снабжением»		
5.1	Строительство и модернизация электроэнергетических объектов в рамках инвестиционных программ субъектов электроэнергетики	Новое строительство и реконструкция / модернизация объектов электросетевого комплекса в муниципальных образованиях автономного округа
5.1.1	Строительство электросетевых объектов для подключения ИТ-стойбищ к системе централизованного электроснабжения	Новое строительство объектов электросетевого комплекса для подключения ИТ-стойбищ к системе централизованного электроснабжения в муниципальных образованиях автономного округа

Пункт 5.1.1. был введен постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 29.01.2021 № 20-п.

Цифровизация электрических сетей Ханты-Мансийского автономного округа – Югры позволит:

- повысить управляемость сетей;
- повысить уровень надежности электроснабжения потребителей;
- упростить техприсоединение;
- развить новые модели управления, в т.ч. внедрение риск-ориентированного управления;
- выровнять спрос и предложение.

Основой цифровизации может стать технология Smart Grid (Умные сети).

Исходные положения, принятые при разработке и развитии концепции Smart Grid.

1. Концепция Smart Grid предполагает системное преобразование электроэнергетики (энергосистемы) и затрагивает все ее основные элементы: генерацию, передачу и распределение (включая и коммунальную сферу), сбыт и диспетчеризацию.

2. Энергетическая система в будущем рассматривается как подобная сети Интернет инфраструктура, предназначенная для поддержки энергетических, информационных, экономических и финансовых взаимоотношений между всеми субъектами энергетического рынка и другими заинтересованными сторонами.

3. Развитие и функционирование энергетической системы должны быть направлены на удовлетворение согласованными всеми заинтересованными сторонами основных требований — ключевых ценностей, выработанных в результате совместного видения всеми заинтересованными сторонами целей и путей развития электроэнергетики.

4. Долгосрочное преобразование электроэнергетики должно быть направлено на развитие существующих и создание новых функциональных свойств энергосистемы и ее элементов, обеспечивающих в наибольшей степени достижение этих ключевых ценностей.

5. Электрическая сеть (все ее элементы) рассматривается как основной объект формирования нового технологического базиса, дающего возможность существенного улучшения достигнутых и создания новых функциональных свойств энергосистемы.

6. Разработка концепции комплексно охватывает все основные направления развития: от исследований до практического применения и тиражирования — и затрагивает научную, нормативно-правовую, технологическую, техническую, организационную, управленческую и информационную сферы.

7. Реализация концепции носит инновационный характер и отражает переход к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом.

Основные компоненты и технологии «умной» сети [7]:

- установка интеллектуальных приборов учета электроэнергии в домохозяйствах, на предприятиях и в компаниях;
- интеллектуальные трансформаторы и другие элементы сети, необходимые для интеграции распределенных источников генерации и возобновляемых источников электроэнергии;
- накопители электроэнергии;
- крупные гибкие потребители, например, промышленные предприятия, оснащенные системой управления потреблением электроэнергии (DRM).
- применение систем искусственного интеллекта (включая большие данные).

С 1 июля 2020 начали поэтапно вступать в силу корректировки, вносимые Федеральным законом №522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законо-

дательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», получившим в отрасли негласное название «Закон об интеллектуальном учете». Именно в рамках этого закона вводится понятие «интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности)» и регламентируются правила организации учета электроэнергии на розничных рынках и в целях оказания коммунальных услуг по электроснабжению. Внедрение поправок будет проходить в 4 этапа:

1) 1 июля 2020 года – обслуживание и установка приборов учета становятся обязанностью сетевых / сбытовых компаний.

2) 1 января 2021 года – все новое строительство (а именно многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию) должно быть оснащено общедомовыми и индивидуальными приборами учета, обеспечивающими возможность их присоединения к интеллектуальным системам учета электроэнергии.

3) 1 января 2022 года – все приборы учета, допускаемые в эксплуатацию, должны интеллектуальными – соответствовать требованиям минимальному функционалу в соответствии с ПП РФ.

4) 1 января 2023 года – потребители электрической энергии, не имеющие удаленный доступ к показаниям учета и к минимальному набору функций интеллектуального учета, могут потребовать выплаты штрафа сетевыми / сбытовыми организациями.

Цифровые технологии в электроэнергетике изменяют характер взаимодействия потребителей с поставщиками услуг, а также существенно влияют на внутренние процессы электроэнергетических компаний и электроснабжающих организаций. Возможные риски и возможности от цифровизации электроэнергетики региона представлены в таблице 16.

Таблица 16 — Возможные риски и возможности от цифровизации электроэнергетики региона

Риски	Возможности
1. Новые значительные затраты на создание новой инфраструктуры и программного обеспечения 2. Высокие риски не достижения заявленных эффектов.	1. Экономия ресурсов и повышение производительности. 2. Повышение качества обслуживания потребителей

### **Повышение энергоэффективности экономики региона**

Ежегодный государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности (далее — Государственный доклад) подготавливается Министерством экономического развития Российской Федерации в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 18 декабря 2014 г. № 1412 «О подготовке и распространении ежегодного государственного доклада о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации»

Задача повышения энергоэффективности в отраслях экономики сформулирована в государственной программе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Жилищно-коммунальный комплекс и городская среда» (Постановление Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 5 октября 2018 г. № 347-п с изменениями на 27 апреля 2021 года) представлена в таблице 17 [3].

Таблица 17 — Задача повышения энергоэффективности в отраслях экономики

Подпрограмма 6. «Повышение энергоэффективности в отраслях экономики»		
6.1	Предоставление субсидий малоимущим гражданам на приобретение и установку приборов учета энергоресурсов	Предоставление субсидии малоимущим гражданам на приобретение и установку приборов учета энергоресурсов
6.2	Мероприятия по модернизации оборудования, используемого для выработки и передачи электрической и тепловой энергии, в том числе замене оборудования на оборудование с более высоким коэффициентом полезного действия, внедрение инновационных решений и технологий	Модернизация оборудования, используемого для выработки и передачи электрической и тепловой энергии
6.3	Мероприятия по расширению использования в качестве источников энергии вторичных энергетических ресурсов и (или) возобновляемых источников энергии	Внедрение и применение ресурсоснабжающими предприятиями вторичных энергетических ресурсов и (или) возобновляемых источников энергии
6.4	Модернизация и реконструкция систем водоподготовки, насосных и канализационных станций	Модернизация и реконструкция систем водоподготовки, насосных и канализационных станций
6.5	Повышение энергоэффективности на объектах коммунальной инфраструктуры	Внедрение и применение ресурсоснабжающими предприятиями технологий и мероприятий, приводящих к экономии энергетического ресурса на объектах коммунальной инфраструктуры
6.6	Реализация энергосберегающих мероприятий в транспортном комплексе	Внедрение и применение предприятиями транспортного комплекса энергосберегающих мероприятий
6.7	Реализация энергосберегающих мероприятий в нефтегазовом комплексе	Установка предприятиями регулируемых электроприводов, компенсаторов реактивной мощности, замена насосов ППД, внедрение преобразователей частоты для управления компрессорами, вентильных двигателей на месторождениях, замена изношенного парка насосного оборудования, остановка нерентабельного фонда скважин, высокообводненного фонда, скважин для перевода в ППД нагнетание, оптимизация работы насосного оборудования на опорных станциях, технологических схем
6.8	Реализация энергосберегающих про-	Реализация энергосберегающих программ в

Подпрограмма 6. «Повышение энергоэффективности в отраслях экономики»		
	ектов в муниципальных бюджетных учреждениях автономного округа	соответствии с требованиями Федерального закона от 23 ноября 2009 года N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" [9]
6.9	Реализация энергосберегающих проектов (мероприятий) в жилищном фонде	Проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в МКД

## 1.2 Комплекс мер по устойчивому бесперебойному энергоснабжению отдаленных и труднодоступных населенных пунктов автономного округа

Для решения задачи обеспечения бесперебойного энергоснабжения отдаленных и труднодоступных населенных пунктов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры можно определить несколько направлений представленных в таблице 18.

Таблица 18 Инновационные технологии и компоненты энергетической системы

Метод управления	Объект управления
Распределенная генерация	микротурбина; топливный элемент; солнечная батарея; ветровой генератор;
Распределенные накопители электрической энергии	серно-натриевый; ванадий-редоксный; никель-кадмиевый; суперконденсаторы; сверхпроводниковый накопитель; электромеханический накопитель
Комплексная система использования усовершенствованных компонентов (DER – Demand Resources)	микросеть
Сложные проводники	алюминиевый провод с композитным сердечником; сталеалюминиевый термостойкий провод; термостойкий провод с композитным сердечником; компактный провод плотной упаковки с низким аэросопротивлением
Системы релейной защиты и автоматики	повышение надежности питающих и распределительных сетей за счет сокращения перерывов электроснабжения

### Накопители электрической энергии

Накопители электроэнергии выполняют целый ряд функций:

- выравнивание графиков нагрузки в сети (накопление электрической энергии в периоды наличия избыточной (дешевой) энергии и выдача в сеть в периоды дефицита);
- обеспечение в сочетании с устройствами FACTS повышения пределов устойчивости;
- обеспечение бесперебойного питания особо важных объектов, собственных нужд электрических станций;
- демпфирование колебаний мощности;
- стабилизация работы децентрализованных источников электрической энергии.

Накопители энергии делятся на электростатические и электромеханические. К электростатическим накопителям энергии относятся аккумуляторные батареи большой емкости (АББЭ), накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов (суперконденсаторов), накопители энергии на основе низкотемпературных (охлаждение жидким гелем) сверхпроводников.

Все типы электростатических накопителей связываются с сетью через устройства силовой электроники — зарядно-преобразовательные устройства. В настоящее время рядом зарубежных и российских фирм начат выпуск АББЭ и осуществляется довольно масштабное практическое применение этих батарей.

Экономический эффект применения накопителей энергии достигается за счет:

- разницы в тарифах при покупке электроэнергии в часы минимума нагрузок и ее продаже в часы максимумов;
- экономии топлива на электростанциях за счет отказа от их разгрузки в часы минимума нагрузок с аккумулярованием избытков электроэнергии и отказа от загрузки дополнительных мощностей в периоды максимума нагрузок с выдачей накопленной электроэнергии;
- отказа от покупки на оптовом рынке дорогостоящей электроэнергии электрических станций, находящихся в резерве.

Кроме того, обеспечивается быстрый резерв мощности и электроэнергии при возникновении аварийных отключений генераторов электрических станций и элементов электрической сети без необходимости поддержания дорогостоящего резерва мощности на электрических станциях или наличия сетевого резерва и достигается дополнительный экономический эффект за счет:

- оказания системных услуг по регулированию частоты;
- поддержания уровней напряжения в местах установки;
- создания локальных интеллектуальных электроэнергетических систем;
- покупки электроэнергии в течение суток по интегральному тарифу и ее продажи в часы максимума нагрузок по максимальному тарифу;
- стабилизации графиков мощности электроэнергии, генерируемой ветровыми и солнечными электростанциями;

- переноса сроков или отказа от капиталовложений в реконструкцию элементов электрической сети (ЛЭП, АТ).

### **Цифровые подстанции**

Одним из основных элементов технологического базиса концепции Smart Grid являются «**цифровые подстанции**». В основу идеи построения цифровой подстанции положена замена многочисленных проводных связей для обмена традиционными аналоговыми и дискретными сигналами на унифицированный обмен цифровыми сообщениями, обеспечивающими возможность распределенной реализации функций системы автоматизации подстанции и полную функциональную совместимость интеллектуальных электронных устройств различных производителей. Наиболее полно на сегодня изучены вопросы обмена информацией в рамках стандарта МЭК 61850 [8] для таких устройств и подсистем подстанции, как измерительные трансформаторы тока и напряжения, коммутационные аппараты, микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики, АСУТП. В настоящее время в ОАО «ФСК ЕЭС» еще только разрабатываются базовые принципы проектирования интеллектуальной подстанции. При этом вопросы интеграции сложных видов электротехнического оборудования, и в первую очередь силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, КРУЭ, выключателей должны рассматриваться в контексте функций самостоятельного анализа данных и самодиагностики.

В настоящее время стандарт МЭК 61850 [8] отвечает на большинство вопросов, которые возникают в связи с цифровыми преобразованиями, а именно: стандартизация имен данных, создание полного набора служб, реализация стандартных протоколов и технических средств и определение шины процесса. Стандарт отражает функциональную совместимость оборудования от разных производителей с сертифицированными процессами. Он становится предпочтительным, поскольку сетевые компании всего мира переходят к решениям на основе вычислительных сетей для подстанций, и этот стандарт задает магистральный путь для реализации технологий Smart Grid на уровне управления их оборудованием.

### **Интеллектуальные трансформаторы**

По мнению ведущих ученых, в «умных» сетях с необслуживаемыми подстанциями будут установлены «**интеллектуальные**» трансформаторы, под которыми понимаются трансформаторы, обеспечивающие максимально возможный контроль состояния всех систем (активной части, масла, вводов, системы охлаждения, РПН, технологических защит), самодиагностику и выдачу рекомендаций по дальнейшим действиям в случае появления развивающегося повреждения или ненормированного воздействия на трансформатор. Принципиально важно, что при этом трансформатор должен обеспечивать все режимы управления своими регулируемыми устройствами (РПН, система охлаждения) — автоматический, ручной местный и ручной дистанционный, в том числе из

удаленных центров управления, с полным контролем правильности выполнения команд. Принципиально важно, что при этом трансформатор должен обеспечивать все режимы управления своими регулируемыми устройствами (РПН, система охлаждения) — автоматический, ручной местный и ручной дистанционный, в том числе из удаленных центров управления, с полным контролем правильности выполнения команд. Последнее обстоятельство становится особенно важным при использовании трансформаторного оборудования в «умных» сетях с необслуживаемыми подстанциями.

«Интеллектуальный» трансформатор (автотрансформатор) должен обеспечивать выполнение:

- профилактической диагностики (самодиагностики) с использованием аналитического программного обеспечения на основе показаний датчиков;
- автоматического управления системой охлаждения;
- регулирования напряжения под нагрузкой.

### **Дистанционное определение повреждений в распределительных сетях**

Воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ) линии 6 – 35 кВ составляют основу распределительных сетей. В данных сетях особо остро стоит проблема однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), количество которых может достигать 75 % от общего числа повреждений. В условиях труднодоступной местности, при значительной протяженности ВЛ успешное определение места повреждения (ОМП) позволяет значительно сократить перерыв в электроснабжении потребителей.

Специфика режимов работы нейтрали и конструктивного исполнения линий электропередачи (ЛЭП) 6-35 кВ не позволяет своевременно выявить повреждение и селективно определить место ОЗЗ с помощью средств релейной защиты и автоматики.

Дистанционные методы ОМП ЛЭП при ОЗЗ применяются в основном на отключенных от сети линиях. К таким методам относятся импульсные и волновые методы, а также петлевой метод. Однако все они имеют ограниченное применение: импульсные методы применяются на одиночных КЛ, отключенных от сети; волновые методы — при испытаниях одиночных КЛ высоким напряжением; петлевой метод — на одиночных, отключенных от сети с двух сторон линиях. На сегодняшний день разрабатываются новые методы и средства ОМП с использованием активного зондирования ВЛ, но по — прежнему проблема определения расстояния до места повреждения ВЛ при ОЗЗ остается актуальной.

### **Внедрение энергосберегающих источников света**

Одним из основных направлений повышения энергетической эффективности светотехники является замена ламп накаливания и галогенных ламп на светодиодные. Светодиодные лампы отличаются более долгим сроком службы

и в несколько раз меньше потребляют электроэнергию по сравнению с «традиционными» лампами.

По состоянию на конец 2018 г. [11] наибольшую долю в освещении уличного и дорожного хозяйства страны занимают натриевые лампы (47%), тогда как доля светодиодных ламп составляет всего 26%. В соответствии с запросом Минэкономразвития России сведения об использовании энергоэффективных (светодиодных) источников света для наружного освещения представлены 79 субъектами Российской Федерации (93% респондентов).

По данным на конец 2018 года в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре доля светодиодных ламп в наружном освещении составила 24% (рисунок 9).

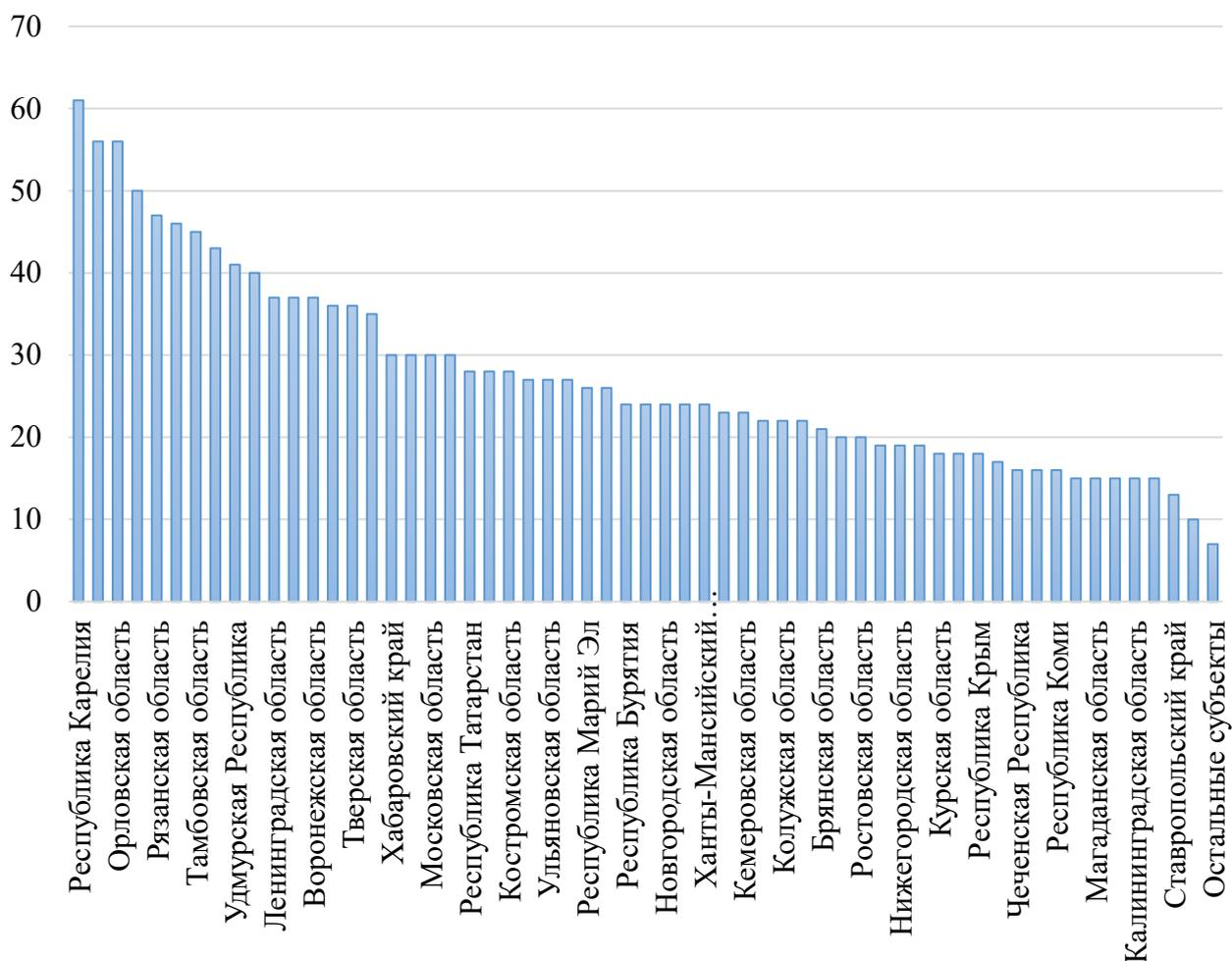


Рисунок 9 — Доля светодиодных ламп в наружном освещении в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре на конец 2018 года

Светодиодные лампы экономят порядка 70% электрической энергии, служат значительно дольше (до 5 раз) и нагреваются в процессе эксплуатации меньше, чем люминесцентные лампы.

Доля светодиодных светильников, установленных в субъектах Российской Федерации, выросла с 29,16% в 2018 году до 38,15% в 2019 году (рисунок 10) [6].

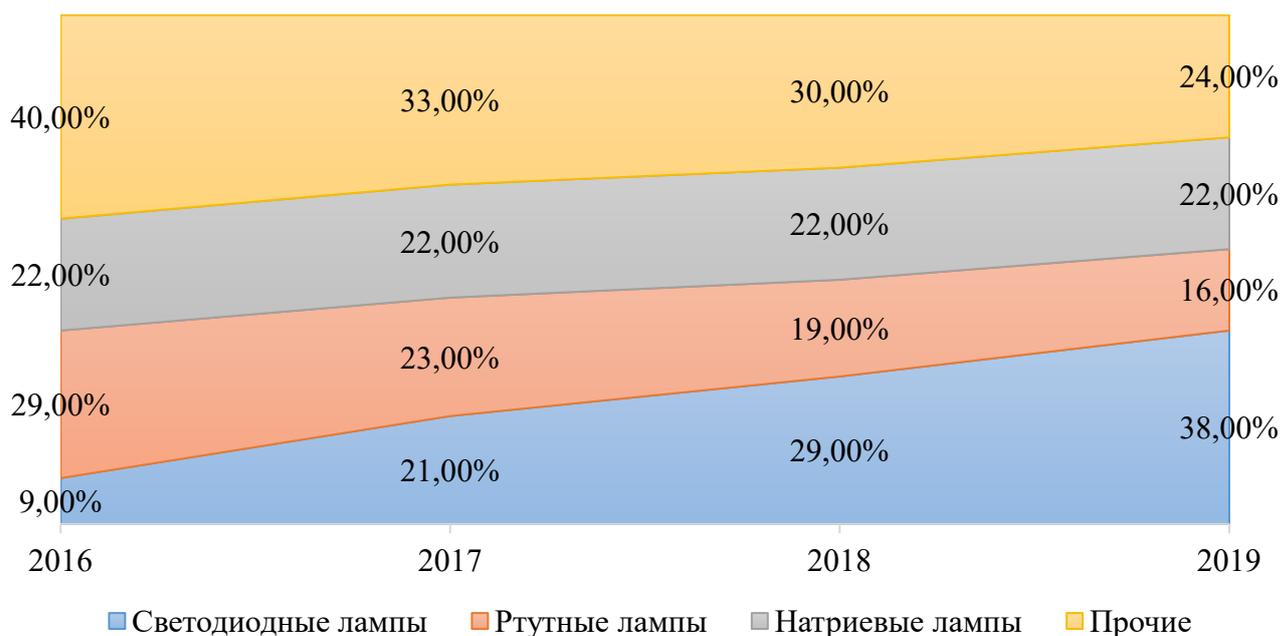


Рисунок 10 — Динамика изменения доли светильников в Российской Федерации, оснащенных светодиодными, ртутными и натриевыми лампами

Существенный импульс увеличению доли светодиодных светильников придали муниципальные программы модернизации устаревших систем освещения. В первую очередь на светодиодные заменялись светильники с ртутными лампами. В связи с этим доля уличных светильников с ртутными лампами стабильно снижается: с 28,8% в 2016 году до 16,5% в 2019 году. С 2018 года доля данных светильников уменьшилась на 2,6 п.п. к 2019 году.

### Решения на базе дронов/роботов

Применение дронов и промышленных роботов повышает качество контроля и наблюдения за эксплуатацией и созданием новых активов. Дроны и промышленные роботы могут использоваться в сферах генерации электроэнергии, распределения и передачи электроэнергии. Оснащение дронов и промышленных роботов камерами и датчиками высокого разрешения для визуального контроля различных объектов (например: визуальный контроль растительности для последующего принятия решений о расчистке просек). Данные, собранные техникой, передаются в специальное программное обеспечение, которое потом обрабатывает и интерпретирует информацию в цифровом формате. Дроны и промышленные роботы обеспечивают возможность исследования труднодоступных объектов.

Преимущества применения дронов и промышленных роботов:

- повышение эффективности / снижение затрат;
- повышение безопасности персонала;
- принятие решений на основании объективной информации об объекте исследования;
- оперативность сбора данных.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 56828.30–2017. Наилучшие доступные технологии. Ресурсосбережение. Методология обработки отходов в целях получения вторичных топливно-энергетических ресурсов. – Введ. 8.08.2017. – М.: Стандартинформ, 2019. – 31 с.
2. Распоряжение Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 30 апреля 2021 г. № 217-рп «Об одобрении схемы и программы развития электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2026 год». Вступает в силу с 1 января 2022 года.
3. Постановление Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 5 октября 2018 г. № 347-п «О государственной программе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Жилищно-коммунальный комплекс и городская среда» (с изменениями на 27 апреля 2021 года).
4. Годовой отчет ПАО «Россети» 30.06.2021 (протокол от 30.06.2021 № 6/н) [Электронный ресурс] URL: <https://www.rosseti.ru/investors/info/year/> (дата обращения: 01.08.2021).
5. Федеральный закон от 27 декабря 2018 г. № 522–ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации». // Собр. законодательства Рос. Федерации. 2018. № 53 (часть I), ст. 8448.
6. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации за 2020 год
7. Паспорт ведомственного проекта «Цифровая энергетика». Минэнерго России № АН-448пр от 21 сентября 2018 г
8. ГОСТ Р 54835–2011/IEC/TR 61850–1:2003. Сети и системы связи на подстанциях. Ч. 1. Введение и обзор. – Введ. с 01.09.2012 – М.: Стандартинформ, 2012. – 32 с.
9. Федеральный закон №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации (с изменениями на 26 июля 2019 года).
10. Методические рекомендации по разработке и реализации региональных и муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в редакции Приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 11.12.2014 года № 916
11. Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации за 2019 год.
12. Промышленное производство в России. 2019: Стат.сб./Росстат. – П 81 М., 2019. – 286 с.
13. Годовой отчет АО «Россети Тюмень» за 2020 год. – Тюмень, 2020. – 369 с.

**14.** Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.02.2019 № 102 "Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике" (Зарегистрирован 03.06.2019 № 54824)

**15.** Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 12.02.2020 № 87 "О внесении изменений в методику проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, утвержденную приказом Минэнерго России от 27 декабря 2017 г. № 1233" (Зарегистрирован 19.05.2020 № 58377)

**16.** ГОСТ Р 56273.1-2014/CEN/TS 16555-1:2013. Инновационный менеджмент. Ч. 1. Система инновационного менеджмента CEN/TS 16555-1:2013. – Введ. с 26.11.2014 – М.: Стандартинформ, 2015. – 20 с.