



от 30 апреля 2019 г. № 229-р

г. Улан-Удэ

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»:

1. Утвердить Схему и Программу развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2019 - 2023 годы согласно приложению* к настоящему распоряжению.
2. Признать утратившим силу распоряжение Правительства Республики Бурятия от 27.04.2018 № 219-р.
3. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

**Глава Республики Бурятия -
Председатель Правительства
Республики Бурятия**



А. Цыденов

*Приложение в электронном виде

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Правительства
Республики Бурятия
от 30.04.2019 № 229-р

**СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Республики Бурятия
на 2019-2023 годы**

Глава 1. Общая характеристика региона

Республика Бурятия как самостоятельный субъект Российской Федерации входит в состав Дальневосточного федерального округа.

Муниципально - территориальное устройство Республики Бурятия включает 21 муниципальный район, 2 городских округа, 18 городских поселений, 255 сельских поселений.

Столица республики - г. Улан-Удэ. Крупные города – Северобайкальск, Кяхта, Гусиноозерск, Закаменск, Бабушкин.

В Республике Бурятия проживает 982,940 тыс. человек. Соотношение городского и сельского населения составляет соответственно 59,11 % и 40,89 %.

Территория Республики Бурятия составляет 351,3 тыс. км².

Климат Бурятии – резко-континентальный, с холодной зимой и жарким летом. Зима холодная, с сухим морозом и малым количеством снега. Весна ветреная, с заморозками и почти без осадков. Лето короткое, с жаркими днями и прохладными ночами, с обильными осадками в июле и августе. Осень наступает незаметно, без резкой смены погоды, в отдельные годы она бывает долгой и теплой. Средняя температура летом +18,5 °С, зимой –22 °С, а среднегодовая температура –1,6 °С. За год в среднем выпадает 244 мм осадков. На территории Бурятии находится большая часть (около 60% береговой линии) озера Байкал – самого глубокого пресноводного озера в мире. Длина Байкала – 636 км, ширина – от 25 до 79 км. Общая длина береговой линии Байкала 2100 км, а площадь акватории – 31,5 тыс. м². Максимальная глубина – 1637 м, средняя – 730 м. Байкал является природным резервуаром пятой части мировых запасов пресной воды высочайшего качества. В озере обитает 2500 различных видов животных и рыб, 250 из которых являются эндемиками.

На территории Бурятии находится около 50% общероссийских разведанных запасов свинцово-цинковых руд, 35 % молибдена, 16 % запасов плавикового шпата. Уникальные запасы сортов нефрита разнообразных (от белого до черного).

Республика богата минерально-сырьевыми ресурсами. На территории Бурятии за 50 лет активной деятельности геологами разведано более 700

месторождений различных полезных ископаемых, из них более 600 учтены государственным балансом России и территориальным балансом Республики Бурятия. Среди выявленных месторождений 247 золота (228 россыпных, 16 рудных и 3 комплексных). В перечне стратегических видов минерального сырья находятся 7 месторождений вольфрама, 13 - урана, 4 - полиметаллов, по 2 - молибдена и бериллия, по одному - олова и алюминия. Республика Бурятия располагает крупной предварительно оцененной сырьевой базой урана. Балансовые запасы 8 месторождений плавикового шпата способны обеспечить нужды металлургических предприятий Сибири и Дальнего Востока в кусковом флюорите. Балансовых запасов 10 месторождений бурого и 4 месторождений каменного угля хватит на сотни лет для обеспечения потребностей топливно-энергетического комплекса Бурятии. На территории республики выявлены также 2 месторождения асбеста, ряд нефритовых и строительного сырья, а также апатита, фосфорита, графита и цеолитов. Недра Бурятии содержат 48% балансовых запасов цинка России, 24% - свинца, 37% - молибдена, 27% - вольфрама, 16% - плавикового шпата и 15% - хризотил - асбеста. Большинство крупных и уникальных месторождений полезных ископаемых расположены в радиусе до 200 км от ближайших железнодорожных линий ВСЖД и БАМ. Степень геологической изученности недр республики позволяет прогнозировать обнаружение здесь новых перспективных месторождений различных полезных ископаемых, в том числе и новых генетических типов.

По данным государственного учета лесного фонда, общая площадь лесного фонда и лесов, не входящих в лесной фонд, составляет 20,7 млн. га. Запас древесины около 1800 млн. м³, спелой и перестойной – около 770 млн. м³, возможных для эксплуатации 235 млн. м³. Лесистость территории около 63%. Преобладают хвойные породы.

Освоение лесных ресурсов затруднено по экономическим и природным условиям. Более 46% лесного фонда находится в зоне Байкала, здесь сконцентрированы наиболее ценные и продуктивные древостои, осуществляется до 87% лесозаготовок. Лесные ресурсы северо-востока и частично юго-запада значительны, но труднодоступны.

По территории республики проходят Транссибирская железная дорога (г. Улан-Удэ - узловая станция Восточно-Сибирской железной дороги), Байкало-Амурская магистраль, автомагистрали федерального значения. Протяженность железнодорожных путей в Бурятии составляет 1 227 км. Эксплуатационная длина автомобильных дорог - 13 432,7 км.

В Бурятии имеется один аэропорт (Международный аэропорт «Байкал» города Улан-Удэ). Основные производительные силы сосредоточены в г. Улан-Удэ.

Крупные промышленные предприятия:

- ОАО «Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат»
- ПАО «Бурятзолото»
- АО «Разрез Тугнуйский»

- Улан-Удэнский ЛВРЗ - филиал АО «Желдорреммаш»
- АО «Улан-Удэнский авиационный завод»
- ОАО "Тимлюйский цементный завод"
- АО «Хиагда»
- ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»
- ОАО «Бурятхлебпром»
- АО «Улан-Удэнское приборостроительное производственное объединение»
- ЗАО «Байкальская лесная компания»
- ООО «Бурятмяспром»
- АО «Молоко Бурятии».

Территория Республики Бурятия богата полезными природными ресурсами, есть необходимый потенциал для развития туристического бизнеса, сельского хозяйства, горнодобывающей отрасли, что показывает Республику Бурятия привлекательной площадкой для инвестиционной деятельности.

Глава 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Республики Бурятия

2.1. Характеристика энергосистемы Республики Бурятия

Энергосистема Республики Бурятия (далее – ЭС РБ) работает в составе Единой энергетической системы России.

На территории Республики Бурятия расположены следующие поставщики электрической энергии и мощности на Оптовый рынок электрической энергии (далее - ОРЭМ):

- Гусиноозерская ГРЭС – филиал АО «Интер РАО - Электрогенерация»;
- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 «Генерация Бурятии» - филиал ПАО «ТГК-14» (в состав входят также Улан-Удэнская ТЭЦ-2, Тимлюйская ТЭЦ – поставщики тепловой энергии и горячего водоснабжения (далее - ГВС);

Прочие электростанции:

- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» – станция промышленного предприятия;
- Бичурская СЭС;
- дизельные электростанции - используемые в аварийных и ремонтных схемах. Собственниками являются различные субъекты электроэнергетики (сетевые компании, крупные потребители).
- Из основных сетевых компаний, работающих на территории Республики Бурятия, необходимо выделить:
- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское предприятие МЭС - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 220 кВ и выше;
- филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 110 кВ и ниже;
- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД» - эксплуатация электрических сетей и подстанций;

Всего в Республике Бурятия осуществляют деятельность 19 территориальных сетевых компаний.

Потребители электроэнергии – субъекты ОРЭМ на территории Республики Бурятия:

- На территории Республики Бурятия в соответствии с Приказом Минэнерго России от 08.05.2014 года № 252 гарантирующим поставщиком электрической энергии является АО «Читаэнерго»;
- ООО «Главэнерго», осуществляет покупку электрической энергии для АО «Разрез Тугнуйский», ООО Тугнуйское погрузочно-транспортное управление», ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»;
- ООО «Русэнерго», осуществляет покупку электрической энергии для ОАО «РЖД» на территории Республики Бурятия;
- ЗАО «Система», осуществляет покупку электрической энергии для ООО «Тимлюйский цементный завод» и ООО «Тимлюйский завод»;

- ООО «Инженерные изыскания» осуществляет покупку электрической энергии для ПАО «Бурятзолото» (рудник «Ирокинда» и рудник «Холбинский»);
- ООО «Сибирь» (Баунтовский эвенкийский район).

Функции оперативно-диспетчерского управления на территории Республики Бурятия осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Бурятия» (далее – Бурятское РДУ).

Характеристика энергосистемы представлена в Таблице 1.

Характеристика энергосистемы Республики Бурятия

Таблица 1

Показатель	Значение
Площадь территории, тыс. км ²	351,3
Население республики, тыс. чел.	982,940
Потребление электрической энергии 2018 г., млн. кВт.ч	5531,6
Максимум потребления мощности, 2018 г., МВт.	949
Установленная мощность электростанций всего, МВт	1384,8
Гусиноозерская ГРЭС, МВт	1 190,00
Улан-Удэнская ТЭЦ-1, МВт	148,8
Селенгинский ЦКК, МВт	36,00
Солнечные ЭС, МВт	10,00
Протяженность ВЛ 500-110 кВ и ниже, всего, км.	33445,57
ВЛ 500 кВ (в работе на 220 кВ), км.	312,7
ВЛ 220 кВ, км.	2946,4
ВЛ 110 кВ, км.	3173,8
ВЛ 35 кВ и ниже, км.	27 425,06
Количество подстанций, шт.	7949
Напряжением 220 кВ, шт.	25
Напряжением 110 кВ и ниже, шт.	218
ТП, РП, КТП, шт.	7706

На территории Республики Бурятия существует два электрически не связанных между собой энергорайона – Южный и Северобайкальский. На рисунке 1 представлена общая схема электрических сетей Республики Бурятия.

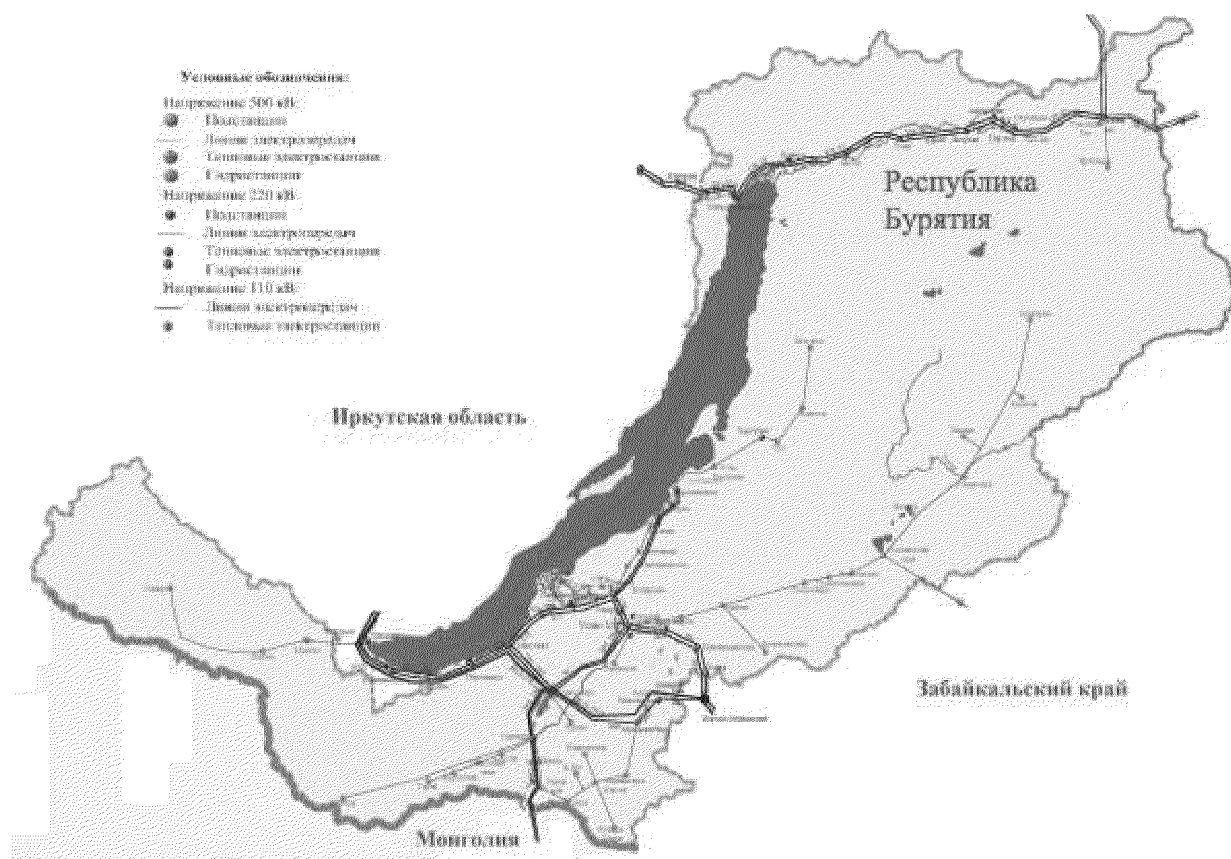


Рис. 1. Карта-схема электрических сетей Республики Бурятия.

Характеристика электрических сетей Республики Бурятия

Южный энергорайон

Основная электрическая сеть Южного района сформирована из линий электропередач и подстанций напряжением 110–220 кВ. Сеть 220 кВ закольцована.

Южный энергорайон энергосистемы (далее - ЭС) Республики Бурятия связан с энергосистемами:

Иркутской области, Забайкальского края, центрального региона Монголии.

С ЭС Иркутской области имеется связь:

- ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582);
 - ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273);
 - ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272);
 - ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино с отпайкой на ПС Быстрая (КЗМ-135).
- С ЭС Забайкальского края имеется связь:
- ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583);
 - ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижа (КПЗ-283);
 - ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Новоильинск (НПЗ-282-284);
 - ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262);
 - ВЛ 110кВ Сосново-Озерская – Беклемишево (СБ-123).

- С центральным регионом ЭС Республики Монголия имеется связь:
- ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257);
- ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258).

Из-за отсутствия крупных энергоёмких потребителей в ЭС, график спроса электрической энергии и мощности имеет нестабильный характер с выраженными утренними и вечерними максимумами и дневными и ночными минимумами.

Максимум потребления в энергорайоне в 2018 году составил 849 МВт (в 2017 г. -870,2 МВт, в 2016г -842,7 МВт, в 2015 г. 864,5МВт, в 2014 г. - 887 МВт).

Северобайкальский энергорайон

Северобайкальский энергорайон ЭС Республики Бурятия является транзитным и связан с ЭС Иркутской области и ЭС Забайкальского края.

С ЭС Иркутской области имеется связь:

- ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32);
- ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33);
- ВЛ 220 кВ Таксимо-Мамакан и ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками обеспечивается питание Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайона
- С ЭС Забайкальского края имеется связь:
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47);
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72) (нормально отключена со стороны ПС 220 кВ Чара).

Протяженность транзита от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Таксимо составляет 1047 км. Магистраль проходит по горному лавиноопасному, сейсмически активному району. Основной потребитель Северобайкальского энергорайона – электротяга (до 60 % потребления) – потребитель I категории надёжности, в т.ч. особой группы I категории: Северо-Муйский тоннель длиной 15,4 км, Байкальский тоннель длиной 7,5 км и четыре Мысовых тоннеля суммарной длиной 5,2 км. Электрические станции в Северобайкальском энергорайоне отсутствуют.

Фактический переток по КС Киренга - Северобайкальск в период максимальных нагрузок достигает 243 МВт. Для неперевышения МДП+НК (245 МВт) в сечении Киренга-Северобайкальск по ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30), ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) проводятся схемно-режимные мероприятия по переносу точки раздела с энергосистемой Забайкальского края с ПС 220 кВ Хани на ПС 220 кВ Таксимо.

В ремонтной схеме – при отключении одной из линий 220 кВ на транзите – максимально допустимый переток составляет 226,5 МВт.

Баланс мощности ЭС Республики Бурятия на час прохождения максимума потребления территории по состоянию на 27 декабря 2018 года представлен в Приложении № 4.

Прогноз спроса на мощность по энергорайонам энергосистемы Республики Бурятия представлен в таблицы 1.1.

Таблица 1.1

Наименование показателя	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Максимальная мощность, в т.ч.	МВт	980	987	990	996	1011	1021
Южный энергорайон	МВт	879	882	884	886	893	899
Северобайкальский энергорайон	МВт	101	105	106	110	118	122

2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии и структура электропотребления ЭС Республики Бурятия

Информация электропотребления ЭС Республики Бурятия за период 2014-2018 годы представлена в Таблице 2.

Динамика электропотребления Республики Бурятия за период с 2014 по 2018 годы

Таблица 2

Наименование / годы	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление электрической энергии, млн. кВт.ч	5 409	5 364	5 395	5478,8	5531,6
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн. кВт.ч	-76	-44	31	83,8	52,9
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,4	-0,81	0,6	1,6	1,0

При этом «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2018-2024 гг.», утвержденной приказом Минэнерго России от 28 февраля 2018 года №121, темп роста потребления электрической энергии по ОЭС Сибири в 2018 году планировался на уровне 0,6 %.

График электропотребления Республики Бурятия за период с 2014 по 2018 гг. показан на Рисунке 2.

млн.кВт·ч

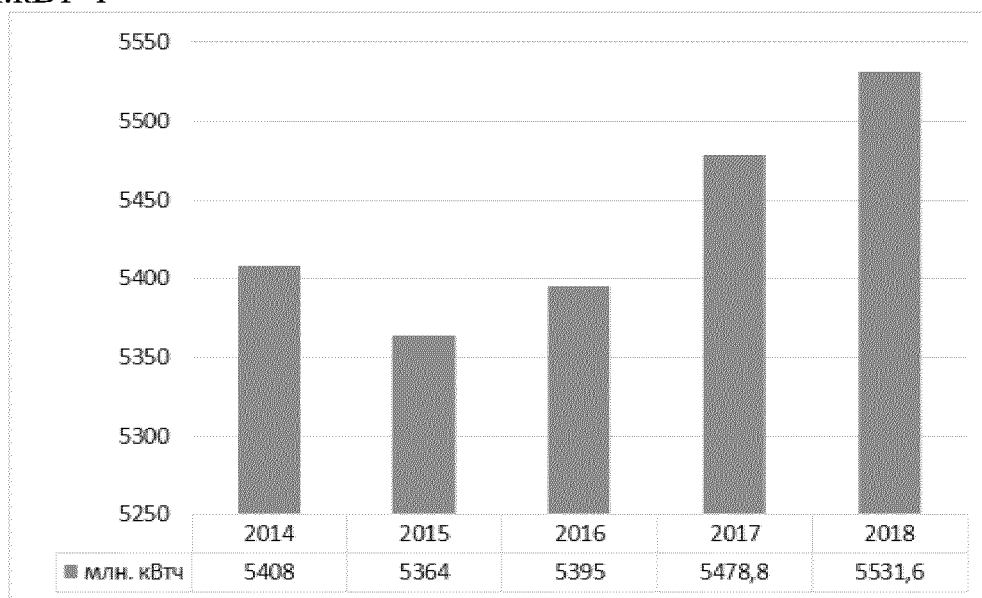


Рис. 2. – Электропотребление территории Республики Бурятия за период с 2014 по 2018 гг.

Структура потребления электрической энергии Республики Бурятия по видам экономической деятельности

В Таблице 3 представлено изменение в структуре потребления электрической энергии территории Республики Бурятия в 2014-2018 годах.

Структура потребления электрической энергии на территории Республики Бурятия за период 2014-2018 гг.

Таблица 3

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ	тыс.кВтч					Доля в структуре полезного отпуска, %
	2014	2015	2016	2017	2018	
Всего	5 408 533	5 363 855	5 394 750	5 478 800	5 531 600	
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ СТАНЦИЙ (ЭНЕРГОСИСТЕМЫ)	621 376	699 072	539 430	746 898	656 270	
ПОТЕРИ В СЕТЯХ	933 521	1 081 083	1 028 953	998 294	864 160*	
ПОЛЕЗНЫЙ ОТПУСК ПОТРЕБИТЕЛЯМ	3 853 636	3 583 700	3 826 367	3 733 608	4 011 170	
<i>в том числе:</i>						
Промышленность - всего	722 823	755 865	637 833	559 852	651 455	15,58
<i>в том числе:</i>						
электроэнергетика	9 021	6 303	10 190,13	9 796	9 887	0,25

топливная	114 947	113 648	88 179,53	6 522	95 442	2,38
черная металлургия	707	435	263,22	300	359	0,01
цветная металлургия	157 164	168 674	36 145,27	41 855	50 441	1,26
химическая и нефтехим.	1 502	1 368	1 990,82	1 516	2 134	0,05
машиностроение	112 029	130 941	82 130,09	69 310	68 337	1,70
деревообр. и п/бумаж.	168 527	195 611	48 313,51	49 663	54 551	1,36
промышленность стройматериалов.	89 099	64 069	6 240,31	62 881	58 615	1,46
легкая	1 250	1 284	1 588,86	1 536	1 565	0,04
пищевая	44 150	47 827	48 214,34	50 996	39 431	0,98
другие промышленные производства	24 427	25 705	314 577,51	265 477	270 693	6,10
Сельское хозяйство	20 633	17 713	19 979,49	18 842	15 696	0,37
Лесное хозяйство	406	3876	131,45	97	89	0,00
Рыбоводство	1 683	1 228	564,00	1 264	1 269	0,03
Транспорт и связь	1 185 432	1 177 783	1 245 484,17	1 304 474	1 332 881	31,97
Строительство	38 540	37 948	37 518,89	30 315	27 525	0,65
ПРОЧИЕ ОТРАСЛИ	926 709	707 669	1 011 971,72	1 003 694	1 112 143	27,27
в т.ч. ЖКХ	165 252	182 803	185 545,74	143 857	133 963	3,34
НАСЕЛЕНИЕ-всего	957 410	881 618	872 883,90	815 069	968 020	24,12
в т.ч. сельское	380 387	341 191	372 922,03	355 798	355 798	8,87

* в том числе потери в сетях ЕНЭС 186,9 млн. кВтч

Структура потребления электрической энергии Республики Бурятия состоит из следующих основных элементов:

- «Полезный отпуск» - 72,5 % или 4 011 170 тыс. кВт.ч;
- «Потери в сетях» - 15,6 % или 864 160 тыс. кВт.ч;
- «Собственные нужды станций» 11,9 % или 656 270 тыс. кВт.ч

Из приведенных данных Таблицы 3 видно, что в 2018 году по сравнению с 2017 годом произошло изменение по всем основным элементам электропотребления:

- по структуре «Полезный отпуск» произошло увеличение на 7,4 %;
- по структуре «Потери в сетях» произошло снижение показателя на 13,4 %;
- по структуре «Собственные нужды станций» произошло снижение на 12,1 %.

Структура полезного отпуска состоит из следующих основных элементов:

- «Транспорт и связь» - 32,0 % или 1 332 881 тыс. кВт.ч;
- «Прочие отрасли» - 27,3 % или 1 112 143 тыс. кВт.ч;
- «Население» - 24,1 % или 968 020 тыс. кВт*ч.;
- «Промышленность» - 15,6 % или 651 455 тыс. кВт.ч;

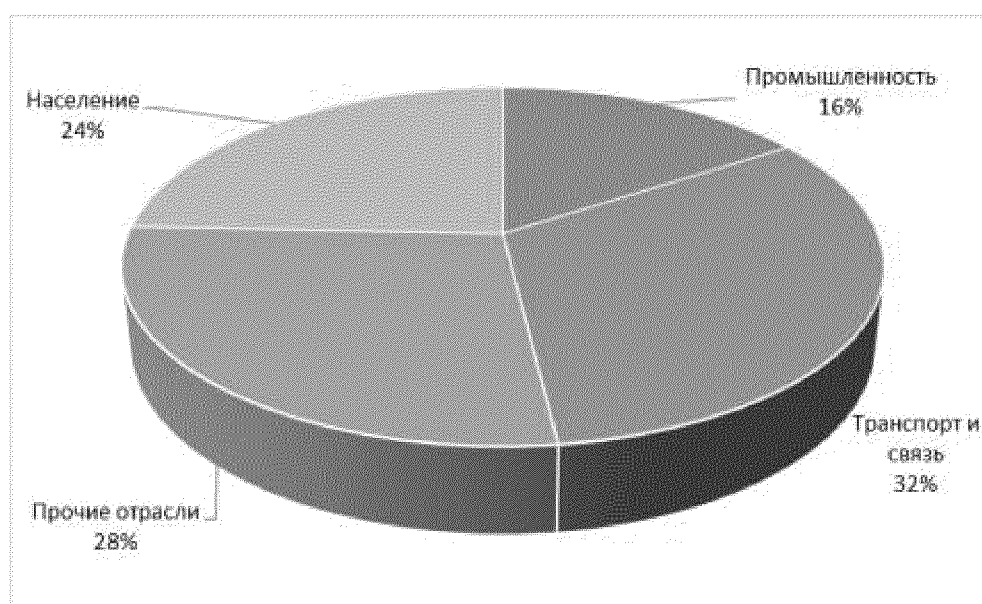


Рис. 3 Структура потребления электрической энергии по видам экономической деятельности за 2018 г. (в %).

Баланс мощности энергосистемы Республики Бурятия в период прохождения максимума представлен в Приложении № 4.

2.3. Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе

Список основных крупных потребителей электрической энергии в энергосистеме представлен в Таблице 4.

Список крупных потребителей электрической энергии за 2018 год

Таблица 4

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес потребителя	Вид деятельности	Объем потребления, млн. кВт*ч
1.	Восточно - Сибирская железная дорога	г. Иркутск, ул. Маяковского, д. 25	Железнодорожные перевозки	1258,8
2.	ПАО "Территориальная генерирующая компания № 14"	672000, Забайкальский край, Чита г, Профсоюзная ул, дом № 23	Другие промышленные производства	212,5
3.	ОАО "Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат"	671247, Республика Бурятия, р-н Кабанский, пгт Селенгинск, ул Промплощадка	Деревообр. и целл.-бум. промышленность	186,8
4.	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	Добыча руд и песков драгоценных металлов)	112,4

5.	АО «Разрез Тугнуйский»	671353, Бурятия Респ, Мухоршибирский р-н, Саган-Нур п	Добывающая промышленность	88,6
6.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорреммаш»	670002, РБ, г. Улан- Удэ, ул. Лимонова, 2Б	Железнодорожное машиностроение	73,7
7.	АО "Улан-Удэнский авиационный завод"	670009, Бурятия Республика, Улан-Удэ г, Хоринская ул, дом № 1	Машиностроение и металлообработка	64,0
8.	ОАО "Тимлойский цементный завод"	650991, г.Кемерово, ул. Карболитовская, д.1, оф. 104	Машиностроение и металлообработка	51,1
9.	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н, п.Хиагда	Добывающая промышленность	49,6
10.	ООО «Тугнуйская обогащительная фабрика»	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р- он, п. Саган-Нур, ул. Трактовая 1	Химическая промышленность	27,9
11.	МБУ Горсвет	670013, Бурятия Республика, г.Улан-Удэ, ул.Жердева, д.12А	Муниципальный бюджет	13,3
12.	МУП "Управление трамвая"	Бурятия Республика, г.Улан-Удэ, ул.Сахьяновой, д.4	Транспорт	9,9
13.	ОАО "Бурятхлебпром"	Бурятия Республика, г.670000 Улан-Удэ, ул.Куйбышева, д.44	Пищевая промышленность	8,6
14.	Улан-Удэнское приборостроительное объединение	670034, РБ, г. Улан- Удэ, ул. Х. Намсараева, 7	Электронная промышленность	4,2
15.	ООО «Тугнуйское ПТУ»	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р- он, п. Саган-Нур, ул. Трактовая 1	Железнодорожные грузовые перевозки	5,9
16.	ЗАО "Байкальская лесная компания"	670013, Республика Бурятия, г Улан-Удэ, ул Ключевская, дом № 21	Деревообр. и целл.- бум. промышленность	5,5
17.	ООО «Бурятмяспром»	670013, РБ, г. Улан- Удэ, ул. Пугачева, 38	Пищевая промышленность	4,3
18.	АО «Молоко Бурятии»	г. Улан-Удэ ул. Боевая, 6	Пищевая промышленность	4,8

19.	ООО «Аэропорт Байкал»	670018, г. Улан-Удэ, Аэропорт, д.10	Авиаперевозки	2,1
-----	-----------------------	--	---------------	-----

2.4. Динамика изменения максимума потребления мощности

Информация приведена в Таблице 5.

Динамика изменения собственного максимума потребления мощности энергосистемы Республики Бурятия за период с 2014 по 2018 гг.

Таблица 5

Максимум потребления мощности	2014 18 фев.	2015 25 дек.	2016 20 янв.	2017 13 дек.	2018 27 дек.	2014-2018 мак.
Собственный максимум потребления мощности, МВт	972	945	943	965	949	972
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	3	-27	-2	22	-16	-
Среднегодовые темпы прироста, %	0,3	-2,9	-0,21	2,3	-1,7	-

2.5. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

Данные по динамике потребления и структуре отпуска тепловой энергии представлены в Таблицах 6, 7.

Динамика потребления тепловой энергии от систем централизованного теплоснабжения в Республике Бурятия

Таблица 6

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	4577	4821	4867	4946	5045
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	82	244	46	79	99
Среднегодовые темпы прироста, %	1,82	5,33	1,009	1,62	2,0

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций за 2018 год

Таблица 7

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
Филиал «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» *			
1	Гусиноозерская ГРЭС	232,319	130 кгс/см ² , 540оС, уголь
2	Котельные	3,233	уголь
Всего:		235,552	-
Филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»			
1	Улан-Удэнская ТЭЦ-1	1711,719 (паром 113,168)	ЧВД: Р _{пе} =95,7 кгс/см ² , Т _{пе} =536,7 С. ЧСД: Р _{пе} =35,9 кгс/см ² , Т _{пе} =437,8 С. Основное – уголь, Растопочное – мазут
2	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	681,169	Р _{пе} =14,2 кгс/см ² , Т _{пе} =252,3 С. Основное – уголь, Растопочное – мазут
3	Тимлюйская ТЭЦ	76,262	Р _{пе} =37,3 кгс/см ² , Т _{пе} =373,3,4 С. Основное – уголь
4	Котельные УУЭК	435,243	уголь/мазут/газ/э/э
Всего:		2904,393	
Станции промышленных предприятий			
1	ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	142,59926	Р= 1,2 – 13 ата, t= 125 - 440°С; Уголь, гидролизный лигнин, мазут

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
Всего, в т.ч.:		142,59926	

*- Отпуск тепловой энергии в паре не производится.

2.6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии

Перечень основных потребителей тепловой энергии представлен в Таблице 8.

Перечень основных потребителей тепловой энергии в 2018 году

Таблица 8

№ п/п	Потребитель	Годовое потребление тепловой энергии, тыс. Гкал
1.	Гусиноозерская ГРЭС всего (с учетом собственных потребителей), в т.ч.:	152,663
1.1.	Население	115,439
1.2.	Прочие всего, в том числе	37,224
2.	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, 2 всего (с учетом собственных потребителей), в т.ч.:	2001,71
2.1	Население	1117,11
2.2.	Прочие всего, в том числе	884,6
2.2.1	Улан-Удэнский ЛВРЗ - филиал ОАО "Желдорреммаш"	71,53
	в паре	113,64
2.2.2.	ОАО "РЖД"	31,29
2.2.3.	Объекты Минобороны	26,19
2.2.4.	БГСХА им В.Р.Филиппова ФГБОУ ВПО	14,3
2.2.5.	Бурятский Государственный университет ФГБОУ ВПО	12,86
2.2.6.	ВСГУТУ ФГБОУ ВПО	11,49
3.	Котельные У-УЭК:	342,79
3.1.	Население	243,28
3.2.	Прочие	99,51

4.	Ведомственные котельные:	142,19
4.1.	Население	115,25
4.2.	Прочие	26,94

2.7. Основные характеристики теплосетевого хозяйства Республики Бурятия

Тепловую энергию в горячей воде и паре в республике вырабатывают 5 тепловых станций и порядка 673 котельных суммарной установленной мощностью 2,77 тыс. Гкал/ч., в т.ч.:

- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (с пиковыми водогрейными котлами)	688 Гкал/час;
- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	418,0 Гкал/час;
- Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (пиковая котельная)	380,0 Гкал/час;
- Гусиноозерская ГРЭС	221,0 Гкал/час;
- Тимлойская ТЭЦ	59,6 Гкал/час;
Итого:	1767,6 Гкал/час.

Предложения по строительству новых электростанций, расширению и замене генерирующего оборудования на действующих электростанциях (отчет 2018 г. и прогноз до 2023 г.)

Таблица 10

Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района для нового строительства)	Направление инвестиций (новое строительство, расширение, замена)	Номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Марка энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива	Установленная мощность вводимого энергоагрегата, МВт	Ожидаемые месяц и год ввода в эксплуатацию (период 2019-2023 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капиталовложения, тыс. руб./кВт	Удельный расход топлива на э/э, кг у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора, для ТЭС; Гкал/ч.	Индикатор включения инвестиционного проекта в ДПМ (да/нет)
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	Улан-Удэ	Замена	ст.№6	ПР-30-90	уголь	30	05.2019	Строительство	12,94 тыс. руб./кВт без НДС	363,6	148,2	60	нет
ТЭС ОАО Селенгинский ЦКК	Кабанский район МО ГП Селенгинское	Замена	Ст. №4	Биотопливный	Топливо кородревесное	12,222	2019	Строительство	-	-	-	-	нет
Хоринская СЭС	Республика Бурятия, Хоринский район, с. Хоринск	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2019	Проектирование	-	-	-	-	
Джидинская СЭС 1 1-я очередь	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2021	Замысел	-	-	-	-	
Джидинская СЭС-1 2-я очередь	Республика Бурятия, Джидинский	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	20	2021	Замысел	-	-	-	-	

Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района для нового строительства)	Направление инвестиций (новое строительство, расширение, замена)	Номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Марка энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива	Установленная мощность вводимого энергоагрегата, МВт	Ожидаемые месяц и год ввода в эксплуатацию (период 2019-2023 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капиталовложения, тыс. руб./кВт	Удельный расход топлива на э/э, кг у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора, для ТЭС; Гкал/ч.	Индикатор включения инвестиционного проекта в ДПИМ (да/нет)
	район, с. Дырестуй												
СЭС Кабанская	Республика Бурятия, Кабанский район, с. Кабанск	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2019	Проектирование	-	-	-	-	
СЭС Тарбагатай	Республика Бурятия, Тарбагатайский район, с. Тарбагатай	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2019	Проектирование	-	-	-	-	
СЭС БВС	Республика Бурятия, Кяхтинский район, г.Кяхта	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2019	Проектирование	-	-	-	-	

Предложения по строительству новых электростанций, на основании данных от Правительства Республики Бурятия

Таблица 10.1

Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района для нового строительства)	Направление инвестиций (новое строительство, расширение, замена)	Номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Марка энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива	Установленная мощность вводимого энергоагрегата, МВт	Ожидаемые месяцы и год ввода в эксплуатацию (период 2019-2023 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капиталовложения, тыс. руб./кВт	Удельный расход топлива на э/э, кг у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора, для ТЭС; Гкал/ч.	Индикатор включения инвестиционного проекта в ДПМ (да/нет)
Торейская СЭС 1-я очередь*	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	25	2020	Замысел	-	-	-	-	-
Торейская СЭС 2-я очередь*	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	20	2020	Замысел	-	-	-	-	-

* Мероприятие по строительству Торейской СЭС отсутствует в проекте СиПР ЕЭС на 2019-2025, приведено справочно.

Прогноз ограничений установленной мощности ТЭС (отчет 2018 г. и прогноз до 2023 г.), МВт

Таблица 11

№ п/п	Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Примечание
1	Ограничения установленной мощности электростанции, на конец года - всего, в т.ч.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
1.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	Улан-Удэнская ТЭЦ-1
1.2.	Временные ограничения, в т.ч.							
1.2.1.	Длительного действия, в т.ч. по видам							
1.2.2.	Сезонного действия, в т.ч. по видам							
1.2.3.	Апериодического действия, в т.ч. по видам							

Модернизация и перемаркировка генерирующего оборудования (отчет 2018 г. и прогноз до 2023 г.)

Таблица 12

Наименование электростанции	Вид работ (модернизация, перемаркировка)	До модернизации (перемаркировки)		После модернизации (перемаркировки)				Завершение работ (период 2017-2021 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капитальные затраты, тыс. руб./кВт	Удельный расход топлива на э/э, г у.т./кВт.ч	Удельный расход топлива на т/э, кг у.т./Гкал	Отпуск тепла из теплофикационного отбора для ТЭС, Гкал/ч
		номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	установленная мощность энергоагрегата, МВт	номер энергоагрегата или очереди (станционный номер)	Тип турбины	вид топлива	установленная мощность энергоагрегата, МВт						
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	Модернизация с перемаркировкой	6	30	6	ПР-30-90	Уголь	30	03.2019	СМР	12,94 (без НДС)	363,6	148,2	60

**Прогноз ограничений установленной мощности на Гусиноозерской ГРЭС
(отчет 2018 г. и прогноз до 2023 г.), МВт**

Таблица 13

№ п/п	Наименование	20178 (отчет)	2019	2020	2021	2022	2023	Примечание
1.	Ограничения установленной мощности Гусиноозерская ГРЭС на конец года - всего, в т.ч.	-	-	-	-	-	-	-
1.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам							
1.2.	Временные ограничения, в т.ч.							
1.2.1.	длительного действия, в т.ч. по видам							
1.2.2.	сезонного действия, в т.ч. по видам							
1.2.3.	апериодического действия, в т.ч. по видам							

2.9. Состав существующих электростанций ЭС РБ

На территории Республики Бурятия расположены электростанции суммарной установленной мощностью 1384,77 МВт:

1. Филиал «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация», установленной мощностью 1190,0 МВт;
2. Филиал ПАО «ТГК-14» – «Генерация Бурятии», имеющая в составе Улан-Удэнскую ТЭЦ-1 с установленной мощностью 148,77 МВт;
3. ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» с установленной мощностью 36,0 МВт (работает по технологии производства основной продукции).
4. Бичурская СЭС с установленной мощностью 10,0 МВт;

Дизельные электростанции филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» 18,62 МВт используются в ремонтных и аварийных ситуациях. В расчете суммарной установленной мощности энергосистемы не участвуют.

2.10. Техническое состояние оборудования электрических станций

Характеристики оборудования электростанции филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» представлена в Таблице 14.

Характеристики оборудования электростанции филиала «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация»

Таблица 14

Название филиала	Вид топлива	Энерго-блок	Тип котла	Тип турбины	Мощность турбины, МВт	Тип генератора	Год ввода в эксплуатацию
Гусиноозерская ГРЭС 1190 МВт	уголь, мазут	1	БКЗ-640-140-ПТ1	К-200-130-3	200	ТГВ-200М	1976
		2	БКЗ-640-140-ПТ1	К-190(210) -130	190	ТГВ-200МУЗ	1977
		3	БКЗ-640-140-ПТ1	К-170(210) -130	170	ТГВ-235-2МУЗ	1978
		4	БКЗ-640-140-ПТ1	К-210-130-3	210	ТГВ-200-2МУЗ	1979 (техперевооружение в 2013 году)
		5	ТПЕ-215	К-210(215) -130	210	ТГВ-200МУЗ	1988
		6	ТПЕ-215	К-210(215) -130	210	ТГВ-200МУЗ	1993

Характеристики энергетического оборудования электрических станций филиала ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии» представлены в Таблице 15

**Характеристики оборудования электростанций
филиала ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»**

Таблица 15

Название филиала	Вид топлива	Энерго-блок	Тип котла	Тип турбины	Мощность турбины, МВт	Тип генератора	Год ввода в эксплуатацию	
Улан-Удэнская ТЭЦ-1, филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»	уголь, мазут	1		Р-8,4-3,4/1 ст.№1	8,4	Т-12-2 УЗ	1997	
		3		Р-12-3,4/0,1 ст.№3	12	Т-12-2 УЗ	2004	
		6		ПТ-30-90/10 /1,2 ст.№6	30	ТВС-30	1963	
		7		Тп-100/110-8,8 ст.№7	98,37	ТФ-110-2 УЗ	2011	
			БКЗ-75-39 ст. №1					1984
			БКЗ-75-39 ст. №2					1987
			БКЗ-75-39 ст. №5					2011
			БКЗ-220-100Ф ст. №6					1963
			БКЗ-220-100Ф ст. №7					1964
			БКЗ-220-100Ф ст. №8					1965
			БКЗ-220-100Ф ст. №9					1974
			КВГМ-100 ст. №12					1986
			КВГМ-100 ст. №13					1986
Улан-Удэнская ТЭЦ-2, филиал ПАО «ТГК-14» -	уголь, мазут		Е-160-1,4-250 ст. № 1				1991	

«Генерация Бурятии»			Е-160-1,4-250 ст. № 2				1992
			Е-160-1,4-250 ст. № 3				1998
			Е-160-1,4-250 ст. №4				2004
Тимлюйская ТЭЦ, филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»	уголь		"Ла-Монт" ст. № 3				1954
			ТП-20/39 ст. № 5				1957
			ТП-20/39 ст. № 6				1956
			ТП-35/39 ст. № 7				1960

Таблица 16

Показатель / Наименование станции	Улан-Удэнская ТЭЦ-1	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	Тимлюйская ТЭЦ	ТЭЦ Селенгинского ЦКК
Установленная электрическая и тепловая мощность	Нуст = 148,77 МВт Qуст = 688 Гкал/час	Qуст = 380 Гкал/час	Qуст = 59,6 Гкал/час	Нуст = 36 МВт Qуст = 418,0 Гкал/час
Год ввода в эксплуатацию	1936	1991	1953	
Топливо	Каменный уголь, растопочное мазут	Каменный уголь, растопочное мазут	Бурый уголь	Уголь, гидролизный лигнин, мазут
Характеристика	Выдача электроэнергии в общую сеть, теплоснабжение города горячей водой и паром	Теплоснабжение города Улан-Удэ	Теплоснабжение п. Каменск	Производство электро-, теплоэнергии на нужды собственного производства, теплоснабжение п. Селенгинск

2.11. Структура выработки электроэнергии

Структура выработки электрической энергии приведена в Таблице 17.

Основным источником выработки электрической энергии являются ТЭС, принадлежащие различным собственникам.

Основную долю выработки занимает производство электрической энергии филиалом «Гусинозерская ГРЭС» АО «Интер РАО -

Электрогенерация». В 2018 году станцией произведено – 5081,0 млн. кВт*ч или 86,3% общей выработки региона.

Крупными источниками электрической энергии Республики Бурятия являются:

- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-14») 648,8 млн.кВт*ч или 11,0 %;
- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» 145,0 млн. кВт*ч или 2,5 %.

Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в 2018 году

Таблица 17

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт*ч.	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
ВСЕГО	5887,3	100	-6,2
в т.ч.:			
АЭС	0		
ТЭС	5729,7	97,3	-6,7
в т.ч.:			
Выработка Улан-Удэнская ТЭЦ-1	648,8	11,0	6,4
Выработка ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	145,0	2,5	8,9
Выработка Гусиноозерской ГРЭС	5081,0	86,3	-8,1
ДЭС	-	-	-
ГЭС	-	-	-
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ)	-	-	-
в т. ч.:	-	-	-
Ветровые ЭС	-	-	-
Мини ГЭС	-	-	-
Гео ТЭС	-	-	-
Солнечные ЭС	12,5	0,2	-

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт*ч.	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
Прочие	-	-	-

Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия представлена на Рисунке 4.

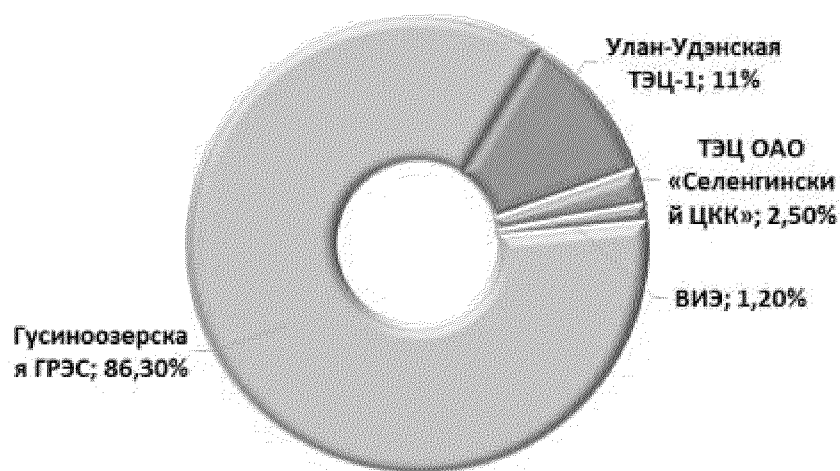


Рис. 4. Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в отчетном году

Других источников выработки электроэнергии (АЭС, ГЭС) на территории Республики Бурятия нет.

2.12. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

Баланс электрической энергии ЭС РБ представлен в Таблице 18.

Баланс электрической энергии ЭС РБ 2018 года

Таблица 18

Показатели	Единицы измерения	Отчетные значения
Электропотребление ЭС	млн. кВт*ч.	5531,6
Передача эл. энергии - ВСЕГО	млн. кВт*ч.	-355,7
Передача электроэнергии в смежные ЭС (сальдо-переток Бурятия-Чита)	млн. кВт*ч.	510,9

Показатели	Единицы измерения	Отчетные значения
Экспорт	млн. кВт*ч.	304,8
Выработка,	млн. кВт*ч.	5887,3
в том числе:		
ГЭС	млн. кВт*ч.	
ТЭС	млн. кВт*ч.	5729,7
КЭС (Гусиноозерская ГРЭС)	млн. кВт*ч.	5081,
ТЭЦ (Улан-Удэнская ТЭЦ-1)	млн. кВт*ч.	648,8
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	млн. кВт*ч.	145,0
ДЭС	млн. кВт*ч.	
ВИЭ	млн. кВт*ч.	12,5
Получение электроэнергии из смежных ЭС (сальдо-переток Иркутск-Бурятия)	млн. кВт*ч.	433,1
Импорт	млн. кВт*ч.	27,0
Число часов использования установленной мощности электростанций		
ТЭС	часов в год	4280
КЭС (Гусиноозерская ГРЭС)	часов в год	4270
ТЭЦ (Улан-Удэнская ТЭЦ-1)	часов в год	4361
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	часов в год	4028
ВИЭ	часов в год	1252

2.13. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных (с учетом станций промышленных предприятий и муниципальных котельных)

Потребление топлива электростанциями и котельными за 2018 год
Таблица 19

N	Вид топлива	Объем, тн.	в %
Потребление топлива ТЭЦ ПАО "ТГК-14"			
1.1.	Уголь	805402	99,912
1.2.	Мазут	701	0,087
1.3.	Газ (дрова)	(1,8)	0,0002
1.4.	Дизтопливо	6,68	0,001
	Итого	806111	100
Потребление топлива Гусиноозерской ГРЭС			
2.1.	Уголь	2 869 172,74	99,81
2.2.	Мазут	5540,01	0,19
2.3.	Газ	-	-
2.4.	Дизтопливо	-	-
	Итого	2874712,75	100
ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»			
3.1.	Уголь	252752,9	64,27
3.2.	Мазут	1069,05	0,27
3.3.	Газ	-	-
3.4.	Дизтопливо	-	-
3.5.	Топливо кородревесное (ТКД)	43917,086	11,17
3.6.	Гидролизный лигнин (черный щелок)	95482,581	24,29
	Итого	393221,62	100
Потребление топлива котельными У-У ЭК г. Улан-Удэ			
4.1.	Уголь	121524	94,078
4.2.	Мазут	7495	5,802
4.3.	Газ	154	0,119
4.4.	Дизтопливо	-	-
	Итого	129173	100

Потребление топлива котельными Республики Бурятия (без г. Улан-Удэ)			
5.1	Уголь	515596,9	97,6
5.2.	Мазут	12853,52	2,4
5.3.	Газ	-	-
5.4.	Дизтопливо	-	-
	Итого	528450,42	100
Всего по территории			
6.1.	Уголь	4564448,54	99,4
6.2.	Мазут	27652,58	0,6
6.3.	Газ (СУГ)	154	0
6.4.	Дизтопливо	6,68	0
	Всего	4592261,8	100

2.14. Баланс реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Республики Бурятия

К источникам реактивной мощности относятся:

1. Генераторы электрических станций (Гусиноозерская ГРЭС, Улан-Удэнская ТЭЦ-1, ТЭЦ Селенгинского ЦКК), в случае их работы в режиме выработки реактивной мощности.
2. СКРМ, работающие в режиме выработки реактивной мощности (БСК-1,2,3,4 ПС 220 кВ Районная, БСК-1,2 ПС 220 кВ Северобайкальск, КБ-1 ПС 220 кВ Тататурово, БСК ПС 110 кВ Багдарин, КБ-2 ПС 110 кВ Инкурская, БСК-1,2 ПС 110 кВ Самарта).
3. Зарядная мощность ВЛ 110, 220кВ.

К потребителям реактивной мощности относятся:

1. Потребительская нагрузка.
2. Нагрузка собственных нужд станций.
3. Потери в сетях (ВЛ классом напряжения 110, 220 кВ и трансформаторах классом напряжения 110, 220кВ).
4. СКРМ, работающие в режиме потребления реактивной мощности (шунтирующие реакторы: ШР-110 Гусиноозерская ГРЭС, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Ангоя, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Дабан, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Кичера, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Новый Уоян, РТМ-1,2 ПС 220 кВ Окусикан, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Северобайкальск,

ШРр-1,2,4 ПС 220 кВ Таксимо, РТМ-1,2,3,4 ПС 220 кВ Янчукан, Р-1 ПС 110 кВ Багдарин, Р-1 ПС ПО кВ Сосново-Озерская, Р-1 ПС 110 кВ Романовка, Р-1,2 ПС 110 кВ Хиагда, управляемые шунтирующие реакторы: УШР-1,2 ПС 220 кВ Районная, ШРр-1,2 ПС 220 кВ Селендума, УШР-220, УШРр-1, УШРр-2 ПС 220 кВ Таксимо, Р-2 ПС 110 кВ Сосново-Озерская).

По данным зимнего контрольного замера 19.12.2018 за 01:00, 06:00, 14:00, 18:00 часы (время московское) по южной части энергосистемы Республики Бурятия суммарная генерация реактивной мощности превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 204.2 МВар; 204.2 МВар; 184.8 МВар; 222.7 МВар соответственно. На Северобайкальском участке суммарная генерация реактивной мощности также превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 0.4 МВар; 18.2 МВар; 26.5 МВар; 21 МВар соответственно.

По данным летнего контрольного замера 20.06.2018 за 01:00, 07:00, 10:00, 18:00 часы суммарная генерация реактивной мощности превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 152.3 МВар; 140.5 МВар, 120.5 МВар, 169,8 МВар соответственно. На Северобайкальском участке суммарное потребление реактивной мощности превысило генерацию, при этом переток из смежных энергосистем составил 47.2 МВар; 47.2 МВар; 32.4 МВар; 38 МВар за 01:00, 07:00, 10:00, 18:00 соответственно.

Таким образом, балансирование потребления и генерации реактивной мощности в энергосистеме осуществляется имеющимися СКРМ в энергосистеме Республики Бурятия и за счет реверсивных перетоков реактивной мощности из смежных энергосистем.

2.15. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Республике Бурятия

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Республике Бурятия представлена в Таблице 20.

Макроэкономические показатели Республики Бурятия согласно данным Стратегии социально-экономического развития Республики Бурятия на период до 2035 года

Таблица 20

№	Наименование показателя	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2024г
1	Энергоемкость ВРП, кг у.т./10 тыс. руб.	172,0	172,0	172,0	171,0	170,0

2	Удельный расход электрической энергии в многоквартирных домах, кВт.ч/кв. м	22,74	22,74	22,68	22,68	22,56
3	Удельный расход электрической энергии в бюджетных учреждениях, кВт.ч/кв. м	17,85	17,85	17,79	17,79	17,67

Предложения по снижению потерь мощности и электрической энергии

Основные распределительные сети электрической энергии напряжением 110-35 кВ в Республике Бурятия находятся на балансе и в обслуживании филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго».

Для снижения потерь мощности и электрической энергии филиалом разработана «Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности» на период до 2020 года.

Программой предусмотрено:

- замена провода сетей напряжением 110-35 кВ с увеличением сечения для повышения пропускной способности ВЛ;
- замена неизолированного на изолированный провод в электрических сетях 0,4 кВ;
- замена устройств подогрева приводов выключателей на более энергоэффективные (с более высоким КПД);
- внедрение технического учета в электрических сетях;
- отключение силовых трансформаторов на ПС с сезонной нагрузкой;
- выравнивание нагрузок по фазам в распределительной сети 0,4 кВ;
- внедрение энергоэффективных светильников, реле-регуляторов уличного освещения;
- внедрение системы АИИС КУЭ.

2.16. Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Перечень объектов электросетевого хозяйства - ВЛ 220 кВ, ПС 220 кВ, ВЛ 110 кВ, ПС 110 кВ представлен в Приложении № 1.

Глава 3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Республики Бурятия

Существующие проблемы и ограничения дальнейшего развития энергетики Республики Бурятия обусловлены как технологическими факторами, сдерживающими социально-экономическое развитие районов и Республики в целом, так и факторами структурного характера, осложняющими координацию хозяйственной деятельности предприятий энергетики на территории Республики Бурятия.

На территории Республики Бурятия существуют два энергорайона, расположенные на большом расстоянии друг от друга и не имеющих непосредственной электрической связи: Южный с потреблением 849,0 МВт (районы, прилегающие к Транссибирской магистрали) и Северобайкальский участок с потреблением 100 МВт (вдоль трассы БАМ), зарегистрированным 27 декабря 2018 года. Общее максимальное электропотребление Республики Бурятия зафиксировано 18 февраля 2014 года и составило 972 МВт. Кроме того, осуществляется передача электроэнергии и мощности в энергосистему Забайкальского края до 300 МВт и энергосистему Монголии с максимально допустимым перетоком 245 МВт.

Существующее электропотребление ЭС Республики Бурятии обеспечивается работой Гусиноозерской ГРЭС, кроме Северобайкальского участка. Нагрузка Северобайкальского участка, покрытие максимумов потребления, нерегулярных колебаний нагрузки обеспечивается перетоком из энергосистемы Иркутской области.

3.1. Недостаток пропускной способности электрических сетей для обеспечения передачи мощности в дефицитные энергоузлы в необходимых объемах

В 2018 г. на ПС 220 кВ Мамакан и ПС 110 кВ Перевоз были установлены БСК, каждая 15 МВт. По результатам выполненных работ, МДП в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан увеличился с 65 МВт до 77 МВт. Однако данное увеличение МДП не привело к полному покрытию дефицита активной мощности в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайоне энергосистемы Иркутской области.

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ № 1125 от 28.11.2017, с учетом приказа Минэнерго РФ № 719 от 30.08.2018 «О внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125», Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны Иркутской области включены в перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения.

3.3. Возможные риски нарушения энергоснабжения районов Республики Бурятия

Электроснабжение Тункинского и Окинского районов осуществляется по одной ВЛ 110 кВ (порядка 260 км), а также отходящими от неё ВЛ 35 кВ, вследствие чего происходят частые отключения потребителей из-за отсутствия резерва.

С целью снижения рисков перерыва электроснабжения Окинского и Тункинского районов необходимо проведение полной реконструкции ВЛ 35 кВ СО-3060 Сорок-Орлик (СЩ-3060) и ВЛ 35 кВ Монды-Сорок-Самарта (МСС-395), с заменой деревянных опор на металлические, которые имеют более высокую стойкость к воздействию природных (атмосферных) явлений.

3.4. Низкая степень автоматизации электрических сетей

На всей территории Республики Бурятия электрические сети имеют низкий уровень автоматизации и наблюдаемости распределительных сетей (в том числе дистанционный мониторинг, управление, самодиагностика и самоадаптация к режиму работы сети).

Глава 4. Основные направления развития электроэнергетики Республики Бурятия

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики Республики Бурятия.

Перспективы, цели и задачи развития энергетики Республики Бурятия соответствуют следующим стратегическим документам Российской Федерации и Республики Бурятия:

- Схеме территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 01.08.2016 № 1634-р;

- Проекту Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025;

- Схеме и программе развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2018-2022 годы, утвержденной распоряжением Правительства Республики Бурятия от 27.04.2018 № 219-р;

- Генеральной схеме газоснабжения и газификации Республики Бурятия;

- Утвержденным инвестиционным программам генерирующих и электросетевых компаний, в соответствии с правилами, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, постановлением Правительства Российской Федерации от 05.05.2014 № 410;

- Постановлению Правительства Российской Федерации от 03.02. 2007 года № 68 «О создании на территории муниципального образования «Прибайкальский район» Республики Бурятия особой экономической зоны туристско-рекреационного типа»;

- Приказ Минэнерго России от 30.08.2018 №719 «О внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28.11.2017 №1125».

Приоритеты развития энергетики Республики Бурятия должны соответствовать стратегическим приоритетам социально-экономического развития.

Цель развития энергетики Республики Бурятия: разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, тепловую энергию, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Стратегической целью социально-экономического развития Республики Бурятия является обеспечение качества жизни населения не ниже среднероссийского на основе устойчивого экономического роста. Качество жизни определяется совокупностью параметров, характеризующих доходы граждан, продолжительность жизни, обеспеченность жильем, уровень образования, обеспеченность социальной инфраструктурой, уровень преступности, соотношение уровней смертности и рождаемости, доверие к власти.

На международном уровне степень развития государства как в техническом, так и в социальном отношении оценивается, прежде всего, по удельному потреблению электрической энергии на человека в год (душевое потребление), рассчитываемое отношением объема потребляемой электроэнергии к количеству населения. И если высокая энергоёмкость ВВП или ВРП характеризует недостаточную энергоэффективность экономики, то высокое душевое потребление электроэнергии характеризует как эффективность и инновационность экономики, так и благосостояние населения, правда не в полной мере. При этом показатель потребления электроэнергии населением, так же не в полной мере характеризует благосостояние населения, поскольку при этом не учитывается расход энергии на коммунально-бытовые нужды, культурно-массовые мероприятия и т.д. Тем не менее, в первом приближении этот показатель – душевое потребление электроэнергии – при оценке уровня благосостояния и уровня экономики можно принять за основу.

Душевое потребление электроэнергии в России в 2006 г. по данным Росстата равняется 6 900 кВт·ч./чел., а Республики Бурятия – 4 997 кВт·ч./чел.

Планируемое душевое потребление электроэнергии к 2020 году, согласно Стратегии развития ТЭК РБ на перспективу до 2030 год (сценарий № 3) должно составить 11 298 кВт·ч./чел. в год.

Из оценки состояния экономики и энергетики Республики выявлено наличие следующих проблем, определяющих цели энергетической стратегии:

- качество жизни населения ниже среднероссийского уровня;
- существование рисков нарушения теплоснабжения г. Улан-Удэ;
- энергоэффективность и энергосбережение требуют принятия энергичных мер для достижения среднероссийского уровня.

С учетом сказанного выше дерево целей энергетики Республики Бурятия формулируется в следующем виде.

«Программной (главной) целью развития энергетики Республики Бурятия является надежное и качественное энергоснабжение потребителей, обеспечение устойчивого роста экономики Республики и качества жизни населения, соответствующего среднему уровню по России, развитие инфраструктуры.»

Необходимо:

- сбалансированное развитие генерирующих и сетевых мощностей, обеспечивающих предотвращение нарушения снабжения электроэнергией Республики Бурятия в целом, так и отдельных ее районов;
- снижение негативного влияния выбросов от малоэффективных котельных, ухудшающих экологическую обстановку в городе Улан-Удэ;
- развитие внутрисистемных линий и подстанций, что даст возможность присоединения новых потребителей обеспечивая надежное и качественное электроснабжение;

ТЭЦ Селенгинского ЦКК	36	36	36	36	36	36
ВИЭ	10	70	70	105	105	105

**Прогноз электропотребления крупных потребителей
электроэнергии в Республике Бурятия**

Таблица 22

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Электропотребление, млн. кВт.ч				
			2019	2020	2021	2022	2023
1.	Восточно - Сибирская железная дорога	г. Иркутск, ул. Маяковского, д. 25	1 278,0	1 297,4	1 317,3	1 317,3	1 317,3
2.	ПАО «ТГК-14»	672090, Забайкальский край, г.Чита, ул.Профсоюзная, д.23	217,6	217,7	217,8	217,9	218,0
3.	АО "СЦКК"	671247, РБ, Кабанский р-н, п. Селенгинск	220,5	220,5	220,5	220,5	220,5
4.	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	104,3	103,3	102,3	101,3	100,3
5.	АО «Разрез Тугнуйский»	671353, Бурятия Респ, Мухоршибирский р-н, Саган-Нур п	96,8	96,8	96,8	96,8	96,8
6.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорремаш»	670002, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Лимонова, 2Б	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7
7.	АО "Улан-Удэнский авиационный завод"	670009, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Хоринская, 1	64,6	64,6	64,6	64,6	64,6
8.	ОАО "Тимлюйский цементный завод"	650000, Россия, г.Кемерово, ул.Карболитовская, дом 1, офис 104	52,7	53,3	55,9	56,3	56,6
9.	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н, Багдарин с	63,9	75,2	83,4	80,2	86,9

10.	ООО "Тугнуйская обога- титель- ная фабрика"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган- Нур, ул. Тракторная 1	32,3	59,6	59,6	59,6	59,6
11.	МБУ «Горсвет»	г. Улан-Удэ, ул. Жердева, 12 А	14,2	15,0	15,6	16,2	16,8
12.	МУП "Управление трамвая"	г. Улан-Удэ ул. Сахьяновой 4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
13.	АО "Бурятхле- бпром"	г. Улан-Удэ ул. Куйбышева, 44	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
14.	АО "Улан- Удэнское приборост- роительно- е объедине- ние"	670034, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Х. Намсараева, 7	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
15.	ООО "Тугнуйское ПТУ"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган- Нур, ул. Тракторная 1	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
16.	ЗАО "Байкальская лесная компания"	г. Улан-Удэ ул. Ключевская, 21	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
17.	ООО "Бурятмяс- пром"	670013, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Пугачева, 38	5	5,5	5,5	5,5	5,5
18.	АО "Молоко Бурятии"	г. Улан-Удэ ул. Боевая, 6	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6
19.	ООО «Аэропорт Байкал»	670018, г. Улан- Удэ, Аэропорт, д.10	2,4	2,7	3	3,3	3,6

**Сведения о заявках на технологическое присоединение
энергопринимающих устройств потребителей в 2018 году**

Таблица 23

№	Наименование категорий присоединения	Напряжение присоединения, кВ	Кол-во поданных заявок на ТП	
			шт.	на общую мощность, кВт

1	до 15 кВт, всего	0,4	3 555	41 321,08
		6-20.	32	303,50
		35-110	0	0,00
2	в т.ч. физ.лица	0,4	3 118	36 724,70
		6-20.	13	182,10
3	от 15 до 150 кВт, всего	0,4	183	10 665,90
		6-20.	58	5 078,10
		35-110	0	0,00
4	от 150 до 670 кВт	0,4	25	8 155,57
		6-20.	35	11 653,50
		35-110	0	0,00
5	более 670 кВт	0,4	1	1 212,50
		6-20.	12	96 402,00
		35-110	3	14 067,00
		220	0	0,00
ВСЕГО			3 904	188 859

Наиболее крупные заявители указаны в Приложении № 2.

Прогноз потребления электроэнергии Республики Бурятия

Таблица 24

Показатель	2018 (факт)	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление, млн. кВт.ч	5531,6	5584	5638	5657	5686	5774
Рост, %	1,0	0,9	1,0	0,3	0,5	1,6

4.3. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период

Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период представлен в Таблице 25.

Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период по г. Улан-Удэ

Таблица 25

№ п/п	Потребление тепловой энергии, по г. Улан-Удэ тыс. Гкал	2018 г. факт	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1	От Улан-Удэнской ТЭЦ-1, Улан-Удэнской ТЭЦ-2 г. Улан-Удэ (с учетом собственных потребителей)	1 922,68	1 868,11	1 868,11	1 868,11	1 868,11	1 868,11
2	Муниципальные котельные УУЭК г. Улан-Удэ	333,6	331,2	331,2	331,2	331,2	331,2

Всего потребителями г. Улан-Удэ подано 184 заявки на присоединение к сетям централизованного теплоснабжения на общую нагрузку 44,567 Гкал/ч. Перечень заявок на подключение к тепловым сетям потребителей г. Улан-Удэ представлен в Приложении № 3.

Прогноз потребления тепловой энергии по Республике Бурятия

Таблица 26

Прогноз потребления тепловой энергии Республики Бурятия	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	8052	8165	8287	8299	8311	8340
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	181	113	122	12	12	29
Среднегодовые темпы прироста, %	2,3	1,4	1,5	0,14	0,14	0,35

Прогноз отпуска теплоэнергии от ТЭС (включая котельные генерирующих компаний) на период до 2023 г., тыс. Гкал.

Таблица 27

Отпуск теплоэнергии	2018 г. факт	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
От электростанций ВСЕГО	4015,67	3085,38	3085,26	3083,26	3085,26	3085,26
Филиал «ТГК-14»- «Генерация Бурятии»	2469,00	2408,00	2408,00	2408,00	2408,00	2408,00
Филиал «ТГК-14»- «УУЭК»	435,00	449,00	449,00	449,00	449,00	449,00
АО «Селенгинский ЦКК»	876,12	1 060, 7	1 060, 7	1 060, 7	1 060, 7	1 060, 7

Филиал АО «Интер РАО» – «Электрогенерация» -«Гусиноозёрская ГРЭС»	235,55	228,38	228,26	226,26	228,26	228,26
---	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Динамика остающихся в эксплуатации мощностей действующих электростанций и запланированных к вводу в эксплуатацию энергообъектов ВИЭ на территории Республики Бурятия, МВт

Таблица 28

Электростанции	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023
Всего	1 384,77	1 444,77	1 444,77	1 479,77	1 479,77	1 479,77
ГЭС и ГАЭС	-	-	-	-	-	
АЭС	-	-	-	-	-	
Гусиноозерская ГРЭС	1190	1190	1190	1190	1190	1190
У-У ТЭЦ – 1	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77
Прочие (станции промышленных предприятий)	36	36	36	36	36	36
ВИЭ	10	70	70	105	105	105

4.4. Прогноз развития энергетики Республики Бурятия на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и местных видов топлива

В целях увеличения выработки электроэнергии в соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» проводится работа с потенциальными инвесторами по подбору площадок под строительство солнечных электростанций мощностью свыше 5 МВт. 45

На территории Республики Бурятия предполагается строительство 6 солнечных электростанций общей мощностью 95 МВт. Указанные проекты будут реализовывать следующие компании:

- ООО "ГринЭнерджиРус" (5 проекта со сроком реализации в 2019-2021гг. в Хоринском, Джидинском районах);
- ООО «Терраватт» (3 проекта со сроком реализации 2019 году в Кабанском, Тарбагатайском, Кяхтинском районах).

Предложения по размещению объектов генерации на территории Республики Бурятия сведены в Таблице 29.

Предложения по размещению объектов генерации на территории
Республики Бурятия*

Таблица 29

Наименование компании, осуществляющей реализацию инвестиционного проекта	Наименование генерирующего объекта	Наименование инвестиционного проекта в соответствии ОПВ*	Код ГТП	Объем установленной мощности, МВт	Вид возобновляемой энергии	Планируемое местонахождение объекта (субъект РФ, населенный пункт)	Тип ввода	Плановый год начала поставки мощности
ООО "ГринЭнерджиРус"	Хоринская СЭС	-	GVIE 0349	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Хоринский район, с. Хоринск	Новое строительство	2019
ООО "ГринЭнерджиРус"	Джидинская СЭС-1 1-я очередь	-	GVIE 0678	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	2021
ООО "ГринЭнерджиРус"	Джидинская СЭС-1 2-я очередь	-	GVIE 0676	20	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	2021
ООО «Тераватт»	СЭС Кабанская	-	-	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Кабанский район, с. Кабанск	Новое строительство	2019
ООО «Тераватт»	СЭС Тарбагатай	-	-	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Тарбагатайский район, с. Тарбагатай	Новое строительство	2019
ООО «Тераватт»	СЭС БВС	-	-	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Кяхтинский район	Новое строительство	2019

* Местоположение объектов может быть изменено в соответствии с принимаемыми решениями инвесторов проектов

**Предложения по размещению объектов генерации на территории
Республики Бурятия на основании данных Правительства
Республики Бурятия**

Таблица 30

Наименование компании, осуществляющей реализацию инвестиционного проекта	Наименование генерирующего объекта	Наименование инвестиционного проекта в соответствии ОПВ*	Код ГТП	Объем установленной мощности, МВт	Вид возобновляемой энергии	Планируемое местонахождение объекта (субъект РФ, населенный пункт)	Тип ввода	Плановый год начала поставки мощности
ООО "ГринЭнерджиРус"*	Торейская СЭС 1-я очередь	-	GVIE 0694	25	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	2020
ООО "ГринЭнерджиРус"*	Торейская СЭС 2-я очередь	-	GVIE 0681	20	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Нижний Торей	Новое строительство	2020

* Мероприятие по строительству Торейской СЭС отсутствует в проекте СиПР ЕЭС на 2019-2025, приведено справочно.

4.5. Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 5-летний период

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2023 года представлен в Таблице 30. Прогнозные величины баланса электроэнергии ЭС РБ на период до 2023 года, а также число часов использования установленной мощности электростанций представлены в Таблице 31.

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2023 года

Таблица 30

№ п/п	Мощность	Год					
		Факт	Прогноз				
			2018	2019	2020	2021	2022
1	Установленная мощность	1384,8	1444,8	1444,8	1479,8	1479,8	1479,8
	ТЭС	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8
	СЭС	10	70	70	105	105	105
2	Ограничения мощности (+) / технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	28,27/ -11,16	85,89	85,89	120,89	120,89	120,89
	ТЭС	18,27/ -11,16	15,89	15,89	15,89	15,89	15,89
	СЭС	10	70,0	70,0	105,0	105,0	105,0
3	Располагаемая мощность (1-2)	1367,7	1358,9	1358,9	1358,9	1358,9	1358,9
	ТЭС	1367,7	1358,9	1358,9	1358,9	1358,9	1358,9
	СЭС	0	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	949	980	987	990	996	1011
5	% по отношению к предыдущему году	-1,7	3,3	0,7	0,3	0,6	1,5
6	Дефицит (-) / избыток (+) (3-4)	418,7	378,9	371,9	368,9	362,9	347,9

Примечание: Прогнозные значения ограничений установленной мощности электростанций рассчитываются как среднее значение за 5 лет.

**Прогноз баланса электрической энергии ЭС РБ на период до 2023
года**

Таблица 31

Показатели	Ед. измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Электропотребление	млн. кВт.ч	5531,6	5584	5638	5657	5686	5774
Выработка	млн. кВт.ч	5887,3	7097	6313	6466	6732	6891
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	млн. кВт.ч	648,8					
Гусиноозерская ГРЭС	млн. кВт.ч	5081					
ТЭЦ Селенгинского ЦКК	млн. кВт.ч	145,0					
ДЭС	млн. кВт.ч	-					
ВИЭ	млн. кВт.ч	12,5					
Сальдо перетоков электрической энергии*	млн. кВт.ч	-355,7	-1513	-675	-809	-1046	-1117
Число часов использования установленной мощности	ч/год						
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	ч/год	4361					
Гусиноозерская ГРЭС	ч/год	4270					
ТЭЦ (СЦКК)	ч/год	4028					
ВИЭ	ч/год	1252					

4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Предложения по развитию сети 110 кВ и выше Республики Бурятия представлены в таблицах 32

Таблица 32.1

Предложения по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для Республики Бурятия

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства* (возможные риски)	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и
Мероприятия, необходимые для реализации технических условий на технологическое присоединение						
1	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут, ПС 500 кВ Нижнеангарская	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 501 МВА (3x167 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1xШР-180 Мвар), строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут и заходов ВЛ 220 кВ Кичера-Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Ангоя-Новый Уоян на ПС 500 кВ Нижнеангарская суммарной ориентировочной протяженностью 465 км с расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой СКРМ 50 Мвар (2x25 Мвар).	501 МВА, ШР 180 Мвар, 465 км УШР 2x63 Мвар	2019	Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы

2	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на вновь строящиеся ПС 220 кВ Дяля, ПС 220 кВ Чаянгро	Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо-Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	220 кВ, 26,3 МВА	2019 г.	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Витимэнерго»	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы ТУ на ТП АО «Витимэнерго»
3	ПС 220 кВ Кижя	Техническое перевооружение тяговой ПС 220 кВ Кижя. Установка 3-го трансформатора 40 МВА.	40 МВА	2019 г.	Обеспечение технологического присоединения	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
4	ПС 220 кВ	Строительство ПС 220 кВ с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 40	40 МВА, 0,8 км	2019 г.	Обеспечение технологического присоединения ООО "Тепличный комплекс "Гусиноозерский""	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
	ЛЭП 220 кВ от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС - Мухоршибирь (ГМШ-260) до новой ПС 220 кВ	Строительство ЛЭП 220 кВ от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС - Мухоршибирь				
5	ПС 220 кВ Саган-Нур	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Саган-Нур для подключения вновь сооружаемых ВЛ 110 кВ.	2×25 МВА	2019 г.	Обеспечение технологического присоединения	ТУ на ТП АО «Разрез Тугнуйский»
6	ПС 110 кВ Джилинда с отпайками от существующей ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)	Строительство ПС 110 кВ Джилинда с присоединением от существующей ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)	110 кВ, 6,2 км	2019 г.	Выполнение мероприятий необходимых для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств	ТУ на ТП АО «Хиагда»

7	ПС 110 кВ ГПП	Строительство ГПП 110 кВ	2×25 МВА	2020г.	Выполнение мероприятий необходимых для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств	ТУ на ТП АО «Улан-Удэнский авиационный завод»
Мероприятия, реализация которых не связана с техническими условиями не технологическое присоединение						
1	ПС 220 кВ Районная	Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой АТ-2 мощностью 60 МВА на 63	63 МВА	2020 г.	Реновация основных фондов	Проект СИПР ЕЭС России на 2019-
2	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Кырен (замена трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х10 МВА)	2х6,3 МВА на 2х10 МВА	110/10	2020	Фактическая нагрузка трансформаторного оборудования превышает допустимую.	
3	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро - 33,5 км	33,5 км	110	2021	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Акт обследования и оценки состояния воздушной линии электропередачи 110 кВ Гусиноозерск-Селендума (ГС-106) от 17.10.2017 г Акт технического освидетельствования от 31.07.2018	

4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро - 26 км	26 км	110	2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Акт обследования и оценки состояния воздушной линии электропередачи 110 кВ Гусиноозерск-Селендума (ГС-106) от 17.10.2017 г Акт технического освидетельствования от 31.07.2018
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бургултай – Торей (замена опор) - 25,9 км	25,9 км	110	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 26.08.2015 г.
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) - 33,1 км	33,1 км	110	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 20.07.2016

7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Боргой – Петропавловка (БП-169) - 28,2 км	28,2 км	110	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствии с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 22.05.2015	
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Боргой (СБ-108) - 49,1 км	49,1 км	110	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствии с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 17.06.2015	
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Петропавловка – Бургултай (ПБу-170) - 17,8 км	17,8 км	110	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствии с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 15.07.2015	
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Монды – Самарта (МСС-193) с установкой переключательного пункта - 1 шт.	1 шт.	110	2020	Снижение времени поиска повреждений на ВЛ	

11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) с установкой переключательного пункта - 1 шт.	1 шт.	110	2020	Снижение времени поиска повреждений на ВЛ	
12	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ «Медведчиково» (замена масляных выключателей 110 кВ) - 10 шт.	10 шт.	110	2022	АКТ №690 расследования причин аварии произошедшей 25.11.2015. Акт технического освидетельствования электрооборудования ПС 110 кВ Медведчиково от 30.03.2015.	
13	Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Инкурская с заменой конденсаторных батарей 8 МВАр - 2 шт.	2 шт.	6	2019	С целью обеспечения на ПС 110 кВ Инкурская экологических норм (трихлордифенил), создание возможности регулирования напряжения, повышение качества электрической энергии	
14	Модернизация ПС 110/10 кВ Монгой с заменой трансформатора 1Т ТМН-2500/110/10 на ТМН-2500/110/10 (1х2,5 МВА на 1х2,5 МВА) , находящегося на учащенном диагностическом контроле	1х2,5 МВА на 1х2,5 МВА	110	2022	Превышение концентрации водорода в трансформаторе в 6 раз. Протоколы ХАРГ	

15	<p>Модернизация ПС 110/35/10 кВ Гусиноозерская с заменой трансформатора 1Т ТДТН- 16000/110/35/10 на ТДТН-16000/110/35/10 (1x16 МВА на 1x16 МВА), находящегося на учащенном диагностическом контроле</p>	1x16 МВА на 1x16 МВА	110	2023	<p>Превышение концентрации водорода в трансформаторе в 6 раз.</p> <p>Протоколы ХАРГ</p>	
----	---	----------------------	-----	------	---	--

Таблица 32.2

Предложения по оснащению устройствами РЗА объектов электроэнергетики напряжением 220 кВ и выше

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства* (возможные риски)	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и
1	ПС 220 кВ Дабан	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск, ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.
2	ПС 220 кВ Кичера	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян, ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.
3	ПС 220 кВ Новый Уоян	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян, ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян, ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан, ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.

4	ПС 220 кВ Северобайкальск	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск, ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск, ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя, ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.
5	ПС 220 кВ Ангаракан	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан, ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.
6	ПС 220 кВ Окусикан	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан, ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.
7	ПС 220 кВ Перевал	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал, ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.
8	ПС 220 кВ Янчукан	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан, ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.

9	ПС 220 кВ Ангоя	Установка основной защиты ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян, ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя	220 кВ	2019 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России №1125 от 28.11.2017 года.
---	-----------------	---	--------	---------	--	---

Таблица 32.3

Предложения по оснащению устройствами РЗА объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Уровень напряжения, кВ	Год окончания проекта/ Год ввода	Обоснование
1	Реконструкция основных защит ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I и II цепи (ГГ-151, ГГ-152) и УПАСК ПС 110 кВ Гусиноозерская			2021	Акт расследования причин аварии произошедшей 10.01.2014 г
2	Реконструкция УПАСК и УОН ПС 110 кВ Тимлюйская			2020	Повышенный износ устройств УПАСК и УОН ввиду длительного срока эксплуатации
3	Реконструкция защит обходных выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково, ПС 110 кВ Окино-Ключи, ПС 110 кВ Гусиноозерская.			2022	Износ используемых панелей защит, обеспечение возможности изменения уставок при включении присоединений через обходной выключатель

4	<p>Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2- Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская I цепь (ТМ-181), ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2- Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская II цепь (ТМ-182), ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I цепь (МСЗ-183), ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками II цепь (МС-184), ВЛ 110 кВ Медведчиково – Иволга (МИ-159), ВЛ 110 кВ Медведчиково – Тарбагатай (МТ-160) ПС 110 кВ Медведчиково</p>			2022	<p>Устранение несоответствия технических характеристик или функциональных возможностей устройств РЗА требованиям к быстродействию, селективности, чувствительности, резервированию, превышение срока службы сверх нормативного, прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.</p>
5	<p>Установка основных и реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ СТ-103, СТ-113 на ПС 110 кВ Селенгинский ЦКК и ПС 110 кВ Тимлойдская</p>			2023	<p>Устранение несоответствия технических характеристик или функциональных возможностей устройств РЗА требованиям к быстродействию, селективности, чувствительности, резервированию, превышение срока службы сверх нормативного, прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.</p>
6	<p>Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Онохой</p>			2023	<p>Устранение несоответствия технических характеристик или функциональных возможностей устройств РЗА требованиям к</p>

					<p>быстродействию, селективности, чувствительности, резервированию, превышение срока службы сверх нормативного, прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.</p>
8	Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Бичура			2023	<p>Устранение несоответствия технических характеристик или функциональных возможностей устройств РЗА требованиям к быстродействию, селективности, чувствительности, резервированию, превышение срока службы сверх нормативного, прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.</p>

Предложения по развитию объектов генерации

№ п/п	Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости строительства* (возможные риски)	Обоснование включения в схему и программе развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
1	Хоринская СЭС	Строительство Хоринской СЭС с присоединением к ПС 110 кВ Хоринская	15 МВт	2019 г.	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы, ТУ на ТП ООО «Грин Энерджи Рус»
2	СЭС Тарбагатай	Строительство СЭС Тарбагатай с присоединением к ПС 110 кВ Тарбагатай	15 МВт	2019 г.	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
3	СЭС Кабанская	Строительство СЭС Кабанская с присоединением к ПС 110 кВ Кабанская	15 МВт	2019 г.	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
4	СЭС БВС	Строительство СЭС БВС с присоединением к ПС 110 кВ Кяхта	15 МВт	2019 г.	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы
5	Джидинская СЭС-1	Строительство Джидинская СЭС-1 с присоединением к ПС 110 кВ Джидида	35 МВт	2021 г.	-	Проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы

Мероприятия по объектам 35 кВ

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Уровень напряжения, кВ	Год окончания проекта/ Год ввода	Обоснование
1	2	3	4	5	6
1	Реконструкция ПС 35/10 кВ Таёжная (замена трансформаторов 2х4 МВА на 2х10 МВА)	2х4 МВА на 2х10 МВА	35/10	2020	ТУ на ТП № 20.0300.3333.18 от 11.09.2018 г. с мощностью 572,5 кВт
2	Реконструкция ПС 35/10 кВ Полигон (замена трансформаторов 2х2,5 МВА на 2х4 МВА)	2х2,5 МВА на 2х4 МВА	35/10	2021	ТУ на ТП № 20.0300.3848.15 от 25.04.2017 с мощностью 2000 кВт.
3	Реконструкция ПС 35/10 кВ Гурульба (замена трансформаторов 2х4 МВА на 2х6,3 МВА)	2х4 МВА на 2х6,3 МВА	35/10	2019	ТУ на ТП № 20.0300.748.16 от 22.03.2016 г. с мощностью 250 кВт
4	Строительство ЛЭП 10 кВ 1 км для перевода нагрузки с ПС 35/10 кВ Нижняя Иволга на ПС 35/10 кВ Наран	1 км	35/10	2019	Фактическая загрузка трансформаторного оборудования превышает допустимую.
5	Реконструкция ПС 35/10 кВ Курумкан (замена трансформатора 1х1,8 МВА на 1*4 МВА)	1х1,8 МВА на 1х4 МВА	35/10	2021	Фактическая загрузка трансформаторного оборудования превышает допустимую.

6	Реконструкция ПС 35/10 кВ Николаевская (замена трансформатора 1х1,8 МВА на 1х2,5 МВА)	1х1,8 МВА на 2,5 МВА	35/10	2021	Фактическая загрузка трансформаторного оборудования превышает допустимую.
7	Реконструкция ПС 35/10 кВ Бурятцелинстрой (замена трансформаторов 2х6,3 МВА на 2х10 МВА)	2х6,3 МВА на 2х10 МВА	35/6	2020	Фактическая загрузка трансформаторного оборудования превышает допустимую.
6	Модернизация ВЛ 35кВ Могойто - Майск (ММ-367) - 34,6 км	34,6 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 26.02.2015
	Модернизация ВЛ 35кВ Итанца - Прибайкальская (ИП-3063) - 11,5 км	11,5 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 28.06.2015
7	Модернизация ВЛ 35кВ Мандрик - Итанца (МИ-324) - 8,5 км	8,5 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического

					освидетельствования от 28.05.2015
8	Модернизация ВЛ 35кВ Кырен - Жемчуг-Ниловая пустынь (КЖН-389) - 32,6 км	32,6 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 25.03.2015
9	Модернизация ВЛ-35кВ Аэропорт - Иволга (АИ-3006) - 10,6 км	10,6 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствии с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 23.06.2016
9	Модернизация ВЛ-35 кВ Иволга - Хурумша (ИХ-3009) - 22,9 км	22,9 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 30.06.2016
10	Модернизация ВЛ-35 кВ Нарын – Михайловка (НМ-3067) - 35,1 км	35,1 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД.

					Акт технического освидетельствования от 31.05.2018
11	Модернизация ВЛ-35 кВ Михайловка – Бургуй (МБ-380) - 24,2 км	24,2 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 20.03.2017
12	Модернизация ВЛ-35 кВ Цаган-Морино – Санага (ЦМС-3070) - 30,8 км	30,8 км	35	2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 20.04.2016
13	Замена ОД-КЗ 35-110 кВ на элегазовые выключатели на ПС 110/10 кВ «Бурводстрой», ПС 110/10 кВ «БФМ», ПС 110/35/10 кВ «Шишковка», ПС 110/35/10 кВ «Октябрьская», ПС 110/10 кВ «Энергетик», ПС 110/35/10 кВ «Верхняя Березовка», ПС 110/6 кВ «Птицефабрика», ПС 35/10 кВ «Бурятцелинстрой», ПС 35/10 кВ «Грязнуха» - 27 шт.	27 шт.	35-110	2023	Снижение количества потребителей и времени отключения при отключениях/переключениях на подстанциях. Снижение/предупреждение масштабов аварийных возмущений. Соответствие Технической политике ПАО «Россети»

14	Реконструкция ПС 110/10 кВ «Турка» (замена КРУН-10 кВ 11 ячеек)	11 ячеек	10	2020	Исчерпание ресурса оборудования, износ механических приводов выключателей, отсутствие крышек приводов, неисправность шторок предотвращающих проникновение к токоведущим частям КРУН при выполнении ПОТЭЭУ гл.16 п.29.1, п.29.2; Акт предписания ДТИ № 04-11-10БУ п. 24
----	---	----------	----	------	--

Таблица 32.6

Мероприятия по цифровизации

1	Создание цифрового участка района электрической сети	Модернизация системы связи и системы видеонаблюдения на ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская»	-	110/35/10	2020	Создание высокоавтоматизированной сети, обеспечивающей наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, поддерживающей функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающей интеллектуальную адаптацию
		Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже) - 3518 шт.	1438 шт.	0,4	2023/2023	
		Модернизация распределительных сетей от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» (с применением телеуправляемых разъединителей на ВЛ-10 кВ	18 шт.	10	2020	

	Модернизация ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» с организацией ВОЛС до ОДГ Прибайкальского РЭС и ДС ЦУС в г. Улан-Удэ протяженностью 60 км	60 км	110	2020	режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей. Исполнение указа Президента Российской Федерации от 07.05.2018 г. № 204 в части внедрения цифровых технологий.
	Модернизация линии ВОЛС от ОДГ Прибайкальского РЭС до ПС 110 кВ «Мостовка»	60 км	110	2020	
	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» с установкой системы телемеханики	-	110/35/10	2019	
	Техническое перевооружение диспетчерского пункта ПС 110/35/10 кВ Прибайкальская	-	-	2020	
	Строительство ВЛ 10 кВ от ВЛ 10кВ «П-2 Микрорайон» до ВЛ 10 кВ «П-20 РРС» в Прибайкальском районе протяженностью 0,3 км»	0,3 км	10	2019	
	Модернизация оперативного ПТК для обеспечения диспетчерского, технологического и ситуационного управления	-	110/35/10	2020-2023	
	Организация каналов связи для централизации функций ОТ и СУ	-	-	2019-2023	
	Повышение наблюдаемости и управляемости электросетевых объектов 35 кВ и выше - 89 ПС	-	110/35	2019	

4.7. Мероприятия в сетях 110 кВ и ниже, обеспечивающие социально-экономическое развитие региона
**Предложения Правительства Республики Бурятия по строительству и схемам размещения объектов
 электроэнергетики**

№ п/п	Наименование мероприятия		Технические характеристики	Уровень напряжения, кВ	Год окончания проекта/ Год ввода	Обоснование
2	Электроснабжение горно-обогатительного комбината, золоторассыпных месторождений и повышение надежности электроснабжения Окинского района	Строительство ВЛ 110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110/35/10 кВ Урда-Гарган с ВЛ 110 кВ Монды-Сорок-Самарта (МСС-193) - 16,5 км	16,5 км	110	2023	Предварительные мероприятия на основании протокола о намерениях развития горно-обогатительных комплексов, освоению месторождений рудного золота и серебра, месторождения кварцитов, расположенных на территории Республики Бурятия от 19.07.2018 г.
		Строительство ВЛ 35 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110/35/10 кВ Урда-Гарган с ПС 35/10 кВ Сорок - 49 км	49 км	35	2023	
3	Строительство ВЛ 35 кВ, соединяющей проектируемую ПС 35/10 кВ Зун-Оспа с ПС 110/35/10 кВ Самарта с отпайками 29,6 км		29,6 км	35	2020	

4.8. Энергоузлы на территории энергосистемы Республики Бурятия, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

4.8.1. Проблемные вопросы в электросетевом комплексе напряжением 110 кВ и ниже

1. Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Кырен (замена трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*10 МВА)

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*6,3 МВА. Фактическая максимальная нагрузка ПС за 5 лет 9,78 МВА (контрольный замер 17.12.2014 г.), утверждены технические условия на технологическое присоединение мощностью 0,337 МВт. Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 – 155 %. Загрузка ПС с учетом утвержденных ТУ на ТП в режиме n-1 – 165 %. То есть, для исключения перегруза установленных трансформаторов, с учетом осуществления технологического присоединения по утвержденным ТУ на ТП, необходимо будет ограничить потребителей на мощность 3,8 МВт.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточно. На ПС 110 кВ Кырен существует одна линия, по которой возможно осуществить перевод нагрузки в объеме 0,18 МВт – ВЛ 10 кВ «К-2 Харбяты» от ПС 35 кВ Жемчуг.

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом утвержденных ТУ на ТП и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 51,2 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока - 34,8 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 45 минут.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 35

Допустимый ток перегрузки, А	43	48	53	57,9	66,2
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Таким образом, требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*6,3 МВА на трансформаторы мощностью не менее 2*10 МВА. Уровень загрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 96% без учета технологического присоединения по заключенным договорам.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2020 год.

Указанное мероприятие не предусмотрено в утвержденных ТУ на ТП.

390 – допустимый ток; 89 – рабочий ток; 101.8 – напряжение;
 121508 – номер узла в схеме замещения; 23.8+18.7 – переток мощности

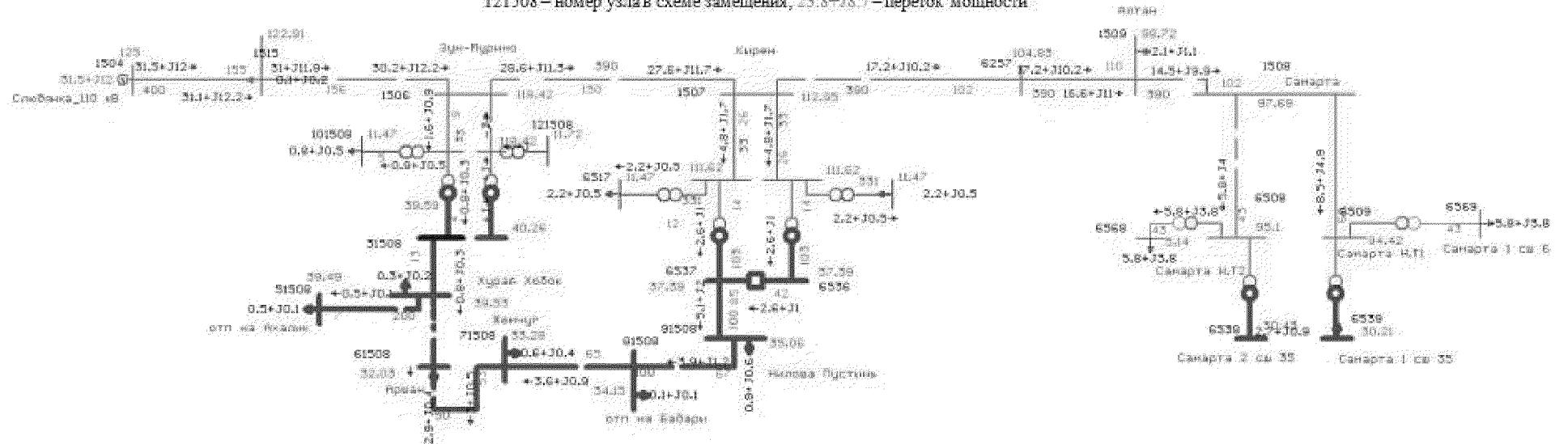


Рисунок 6. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Кырен в зимний период с учетом перспективного развития до 2022 г.

(увеличение нагрузки на 0,337 МВт)

2. Реконструкция ПС 35/10 кВ Таёжная (замена трансформаторов 2*4 МВА на 2*10 МВА)

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*4 МВА. Фактическая максимальная нагрузка ПС за 5 лет 3,62 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 3,9 МВт. Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 – 91 %. Дефицит мощности с учетом заключенных договоров ТП – 3,6 МВА, нагрузка ПС в режиме n-1 – 190%.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленных трансформаторов:

Таблица 36

Допустимый ток перегрузки, А	84,5	93,3	104	113,8	130
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме N-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение составит 133 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 68,3 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 10 минут в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания невозможно в связи с отсутствием фидеров связи 10 кВ с другими центрами питания. Требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*4 МВА на 2*10 МВА. Уровень нагрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 36 %.

Мероприятие включено в технические условия № 8000360418 для присоединения к электрическим сетям Филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго», являющиеся Приложением № 1 к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 11.09.2018 № 20.0300.3333.18.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2020 год.

3. Реконструкция ПС 35/10 кВ Полигон (замена трансформаторов 2*2,5 МВА на 2*4 МВА)

На ПС 35 кВ Полигон установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*2,5 МВА. Фактическая максимальная нагрузка ПС за 5 лет 2,42 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 1,77 МВт. Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 – 97 %. Дефицит с учетом заключенных договоров ТП и заявок на ТП – 1,7 МВА, нагрузка ПС в режиме n-1 – 168%.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 37

Допустимый ток перегрузки, А	53,3	59,5	65,6	71,8	82
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме N-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение составит 74 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 43,1 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 10 минут в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания невозможно в связи с отсутствием фидеров связи 10 кВ с другими центрами питания. Требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*2,5 МВА на 2*4 МВА. Мероприятие планируется выполнить, путем перемещения высвободившихся трансформаторов 2*4 МВА с ПС 35 кВ Таёжная. Уровень загрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 61 %.

Мероприятие включено в технические условия № 8000226311 для присоединения к электрическим сетям Филиала ПАО «МРСК Сибири», являющиеся Приложением № 1 к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 04.01.2017 № 20.0300.3848.156.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2021 год.

4. Реконструкция ПС 35/10 кВ Гурульба (замена трансформаторов 2*4 МВА на 2*6,3 МВА)

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*4 МВА. Фактическая максимальная загрузка ПС за 5 лет 4,09 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,88 МВт. Фактическая загрузка ПС в режиме n-1 – 102 %. Дефицит с учетом заключенных договоров ТП – 0,8 МВА, загрузка ПС в режиме n-1 – 120%.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 38

Допустимый ток перегрузки, А	84,5	93,3	104	113,8	130
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме N-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое

присоединение составит 96 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 68,3А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 45 минут в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания невозможно в связи с отсутствием фидеров связи 10 кВ с другими центрами питания. Требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*4 МВА на 2*6,3 МВА. Уровень загрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 65%.

Мероприятие включено в технические условия № 8000266480 для присоединения к электрическим сетям Филиала ПАО «МРСК Сибири», являющиеся Приложением № 1 к договору об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям от 22.03.2016 № 20.0300.748.16.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2019 год.

5. Реконструкция ПС 35/10 кВ Курумкан (замена трансформатора 1*1,8 МВА на 4 МВА)

На ПС 35 кВ Курумкан установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 1*1,8 и 1*4 МВА. Фактическая максимальная загрузка ПС за 5 лет 2,63 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,067 МВт. Фактическая загрузка ПС в режиме n-1 – 146 %. Дефицит с учетом заключенных договоров ТП– 0,9 МВА, загрузка ПС в режиме n-1 – 150%.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 39

Допустимый ток перегрузки, А	36,52	40,73	44,94	49,16	56,18
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 43,9 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока 29,7 А (п.5.3.15 ПТЭ). Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимом не более 45 минут в сутки.

Применением схемно-режимных мероприятий на другие центры питания возможно перевести 0,57 МВт нагрузки на другие центры питания. Дефицит мощности после осуществления перевода нагрузки на другие центры питания составит 0,2 МВА, загрузка ПС в режиме n-1 – 111%. Таким образом, требуется замена существующего силового трансформатора мощностью 1,8 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА. Уровень загрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 66%.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2021 год.

6. Реконструкция ПС 35/10 кВ Николаевская (замена трансформатора 1,8 МВА на 2,5 МВА)

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 1,8 и 2,5 МВА, фактическая максимальная загрузка ПС за 5 лет составляет 2,07 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,42 МВт. Фактическая загрузка ПС в режиме n-1 – 112 %. Фактический дефицит мощности составляет – 0,1 МВА. Дефицит с учетом заключенных договоров ТП – 0,6 МВА, загрузка ПС в режиме n-1 с учетом заключенных договоров ТП – 137%.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 40

Допустимый ток перегрузки, А	36,52	40,73	44,94	49,16	56,18
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания не предоставляется возможным, в связи с низким коэффициентом чувствительности по РЗА по существующим линиям связи: по ВЛ 10 кВ № Н-5 (от ПС 110 кВ Южная) по ф.10 кВ № Ю-13 уставка УРЗА смежного элемента равна 200 А, величина тока КЗ в конце резервируемого участка 214 А, коэффициент чувствительности по РЗА составит 1,07; по фидеру 10 кВ № Н-4 (от ПС 35 кВ Куйтун) по ф.10 кВ № К-3 уставка УРЗА смежного элемента равна 240 А, величина тока КЗ в конце резервируемого участка 230 А, коэффициент чувствительности по РЗА составит 0,96. Таким образом, требуется замена существующего силового трансформатора 1,8 МВА на трансформатор мощностью 2,5 МВА. Уровень загрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 80 %.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2021 год.

7. Строительство ЛЭП 10 кВ 1 км для перевода нагрузки с ПС 35/10 кВ Нижняя Иволга на ПС 35/10 кВ Наран

На ПС 35 кВ Нижняя Иволга установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 1*2,5 и 1*4 МВА. Загрузка по результатам контрольных замеров за 5 лет, с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение составляет 3,98 МВА (159 %). Дефицит мощности с учетом заключенных договоров на осуществление технологического присоединения – 1,48 МВА. Так же после проведения контрольных замеров по данному ЦП было осуществлено 93

технологических присоединения, которые не учли при проведении замеров, на общую мощность 1,282 МВт.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 41

Допустимый ток перегрузки, А	53,3	59,5	65,6	71,8	82
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Рабочий ток (в режиме n-1) в обмотке ВН трансформатора при увеличении нагрузки с учетом действующих договоров на технологическое присоединение и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке составит 63 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 43,1 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 45 минут в сутки.

На ПС 35 кВ Наран установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*10 МВА. По результатам контрольных замеров ПС 35 кВ Наран не загружена, действующих договоров на технологическое присоединение нет. В 2018 году был присоединен 1 потребитель с максимальной мощностью 990 кВт. В настоящий момент ПС 35 кВ Наран набирает нагрузку.

В целях снятия ограничений для технологического присоединения с ПС 35 кВ Нижняя Иволга и оптимизации загрузки ПС 35 кВ Наран, целесообразно выполнить мероприятие по переводу нагрузки с ф. Н-1 «Исток» (1,6 МВА) ПС Нижняя Иволга.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2019 год.

8. Реконструкция ПС 35/10 кВ Бурятцелинстрой (замена трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*10 МВА)

На ПС 35 кВ Бурятцелинстрой установлены силовые трансформаторы мощностью 2*6,3 МВА, фактическая максимальная загрузка ПС за 5 лет составляет 7,33 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,315 МВт. Фактическая загрузка ПС в режиме n-1 – 116 %, дефицит мощности составляет – 0,715 МВА. Дефицит с учетом заключенных договоров ТП – 1,05 МВА, загрузка ПС в режиме n-1 с учетом заключенных договоров ТП – 121,7%.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания невозможно в связи с отсутствием фидеров связи 10 кВ с другими центрами питания. Требуется замена существующих силовых трансформаторов мощностью 2*6,3 МВА на трансформаторы мощностью 2*10 МВА. Уровень загрузки ПС в режиме (n-1) после реконструкции составит 73 %.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2020 год.

9. Электроснабжение горно-обогатительного комбината, золоторассыпных месторождений и повышение надежности электроснабжения Окинского района (Строительство ВЛ 110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110/35/10 кВ Урда-Гарган с ВЛ 110 кВ Монды-Сорок-Самарта (МСС-193); Строительство ВЛ-35 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110/35/10 кВ Урда-Гарган с ПС 35/10 кВ Сорок

Данное мероприятие является предварительным и разработано согласно протокола о намерениях от 19.07.2018 г., по итогам проведенного совещания между ООО «Друза», Министерством по развитию транспорта, энергетики и дорожного хозяйства и филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго». ООО «Друза» намерены реализовать проекты по строительству и развитию горно-обогатительного комплекса «Урда-Гарганский» (месторождение кварцитов) и освоению месторождения рудного золота и серебра на участке «Зун-Оспинское» в период с 2019 по 2023 г.

Для обеспечения электроснабжения Участка «Урда-Гарган» (макс. мощность 8 МВт), в рамках реализации регуляторного соглашения, необходимо произвести строительство ВЛ-110 кВ от МСС-193 протяженностью 16,5 км до проектируемой ПС 110/35/10 кВ «Урда-Гарган» трансформаторами мощностью 2х10 МВА на территории месторождения (источник финансирования: собственные средства ООО «Друза»).

Предполагаемый срок реализации мероприятий – 2024 год.

Электроснабжение месторождения «Зун-Оспинское» осуществляется в рамках договора технологического присоединения в срок до 2020 г. при подаче заявки на ТП в адрес филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» в 2019 г.

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2020 год.

Окончательные мероприятия, необходимые для электроснабжения объектов горно-обогатительного комплекса «Урда-Гарганский», должны быть проработаны в составе отдельной проектной работы (при формировании ТУ на ТП).

10. Строительство ВЛ 110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110/10 кВ Джилинда с ВЛ 110 кВ Романовка-Багдарин с отпайками

Мероприятие необходимо для исполнения обязательств по договору об осуществлении технологического присоединения, заключенного с АО «Хиагда», для технологического присоединения ПС 110/10 кВ «Джилинда» с двумя трансформаторами 2*6,3 МВА.

Реализация строительства ПС 110 кВ Джилинда позволит обеспечить электроснабжением объекты (7 МВт) АО «Хиагда» (месторождение Хиагдинского рудного поля) расположенные в Баунтовском районе Республики Бурятия. После выхода к 2019 году на проектную мощность

добыча урана составит до 1800 тонн урана в год. Подключение ПС 110 кВ Джилинда планируется осуществить от отпайки на ПС 110 кВ Хиагда ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125). В соответствии с заключенным договором ТП, мероприятия по строительству ВЛ 110 кВ до границ земельного участка выполняет Филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго», а строительство ВЛ 110 кВ в границах земельного участка и подстанцию 110/10 кВ выполняет АО «Хиагда».

Предполагаемый срок реализации мероприятия – 2019 год.

11. Создание цифрового участка электрической сети в рамках реализации Концепции цифровой трансформации 2030

С целью создания цифровой сети - высокоавтоматизированной сети, обеспечивающей наблюдаемость и управляемость посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов МЭК, управляемой в режиме реального времени и позволяющей отслеживать параметры и режимы работы всех участников процесса передачи и потребления электроэнергии, поддерживающей функции самодиагностики и самовосстановления, обеспечивающей интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей, рекомендуется выбрать пилотной зоной распределительную сеть 10 кВ от ПС 110 кВ Прибайкальская, принадлежащая филиалу ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго».

Пилотным проектом предусматривается «цифровизация» участка электрической сети в Прибайкальском районе. Выбор участка электрических сетей обусловлен низкими показателями надежности электроснабжения потребителей, высоким уровнем потерь. ПС 110 кВ Прибайкальская введена в эксплуатацию в 1991 г. Отходящие ВЛ 10 кВ имеют 9 кольцевых разъединителей, необходимых для резервирования электроснабжения потребителей.

Объем распределительной сети от выбранного центра питания РЭС для реализации проекта:

- количество ТП, 6-10/0,4 кВ – 61 шт.

- количество и протяженность ВЛ, КЛ 0,4 – 10 кВ (11шт. –70,9 км. ВЛ 10 кВ, 128шт.–77км. ВЛ 0,4 кВ.

Имеются ВЛ 10 кВ, частично проходящие по болотистой местности (П-2, П-4, П-5, П-7, П-8, П-10, П-20).

Мероприятия по реализации Концепции цифровой трансформации 2030

Таблица 42

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. без НДС
1	Модернизация системы связи и системы видеонаблюдения на ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская»	2018-2020	8 467
2	Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже)	2019-2020	33 072
3	Модернизация распределительных сетей от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» (с применением телеуправляемых разъединителей на ВЛ-10 кВ (18шт.))	2019-2020	10 265
4	Модернизация ВЛ 110 кВ от ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» с организацией ВОЛС до ОДГ Прибайкальского РЭС и ДС ЦУС в г. Улан-Удэ протяженностью 60 км	2018-2020	13 750
5	Техническое перевооружение ПС 110/35/10 кВ «Прибайкальская» с установкой системы телемеханики	2018-2020	3 806
6	Строительство ВЛ 10 кВ от ВЛ 10кВ «П-2 Микрорайон» до ВЛ 10 кВ «П-20 РРС» в Прибайкальском районе протяженностью 0,3 км»	2018-2019	638
7	Модернизация оперативного ПТК для обеспечения диспетчерского, технологического и ситуационного управления	2020-2023	147 499
8	Модернизация линии ВОЛС от ОДГ Прибайкальского РЭС до ПС 110 кВ "Мостовка"	2020	26 895
9	Техническое перевооружение	2020	5 308

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. без НДС
	диспетчерского пункта ПС 110/35/10 кВ Прибайкальская		
10	Повышение наблюдаемости и управляемости электросетевых объектов 35 кВ и выше - 89 ПС	2019	12 356
11	Организация каналов связи для централизации функций ОТ и СУ	2019-2023	163 729

В результате реализации пилотного проекта получим высокоавтоматизированный участок распределительных электрических сетей, с возможностью резервирования и наблюдаемости участка сети. Как следствие, после реализации проекта будет иметь место снижение потерь электроэнергии до уровня технических потерь, значительное снижение аварийности, повышение надежности электроснабжения потребителей.

Эффекты от реализации пилотного проекта «Цифровой РЭС» (Прибайкальский РЭС)

Таблица 43

Показатель	До	После
Операционные затраты	15,6 млн. руб.	12 млн. руб.
Уровень потерь	19,3%	12%
Увеличение полезного отпуска		0,5 млн. кВт*ч
SAIDI в пилотной зоне	0,72 ч.	0,2 ч.
SAIFI в пилотной зоне	0,3	0,2

Экономический эффект от реализации мероприятий ~ до 5,8 млн. руб./год (эффект достигается за счет снижения коммерческих потерь, расходов на обслуживание и эксплуатацию, повышения надежности работы оборудования).

Предполагаемый срок реализации мероприятий – 2023 год.

12. Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро – 33,5 км, реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро – 26 км

Основной целью реконструкции ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106) (ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро и ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро) является предупреждение перерывов в электроснабжении потребителей Селенгинского, Джидинского, Кяхтинского и Закаменского районов Республики Бурятия. Объект выполнен на деревянных опорах, введен в эксплуатацию в 1965 году, характеризуется нарастанием физического износа. Согласно Акту технического освидетельствования ВЛ признана ограниченно годной к эксплуатации, требуется выполнение воздействий для улучшения состояния ВЛ.

После реализации реконструкции ВЛ ожидается сокращений числа аварийных отключений, сокращение затрат на эксплуатацию за счет снижения износа и уменьшения числа аварийных отключений и прирост отпуска электроэнергии.

Параметры и сроки реализации мероприятий по реконструкции ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума (ГС-106)

Таблица 44

№	Мероприятие	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Срок реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. с НДС
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро) – 33,5 км	13,5	1977	2021	62 830
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро – 26 км	26	1977	2022	143 850

13. Модернизация ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей - 25,9 км:

Основной целью модернизации ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей (БТ-165) является уменьшение и предупреждение перерывов в электроснабжении потребителей в Джидинском и Закаменском районах Республики Бурятия. Объект выполнен на деревянных опорах и введена в эксплуатацию в 1969 г., характеризуется нарастанием износа, что повышает риск возникновения технологических нарушений. В случае повреждения ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей (БТ-165) без электроснабжения остаются частично Джидинский,

Селенгинский, Закаменский районы, 35 населенных пунктов, 24434 чел., 4 больницы, 34 школы, 31 д/сад, 36 котельных, 3 КНС.

Мероприятия предполагают замену деревянных опор на металлические опоры по всей длине ВЛ.

Основные характеристики мероприятия по модернизации ВЛ-110 кВ Бургултай-Торей (БТ-165)

Таблица 45

№	Мероприятие	Протяженность ВЛ, км	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС
1	Модернизация ВЛ-110 кВ Бургултай-Торей - 25,9 км	25,9	1969	2023	174 528

После реализации модернизации ВЛ ожидается сокращений числа и предупреждение аварийных отключений, сокращение затрат на эксплуатацию за счет снижения износа и прирост отпуска электроэнергии.

14. Модернизация ВЛ 35-110 кВ

Основной целью модернизации ВЛ 35-110 кВ является уменьшение и предупреждение перерывов в электроснабжении потребителей в районах Республики Бурятия. Объекты выполнены на деревянных опорах, введены в эксплуатацию свыше 30 лет назад, характеризуются нарастанием износа, что повышает риск возникновения технологических нарушений.

Мероприятия предполагают замену деревянных опор на металлические опоры по всей длине ВЛ.

Основные характеристики мероприятий по модернизации ВЛ 35-110 кВ

Таблица 46

№	Мероприятие	Протяженность ВЛ, км	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС	СЗО, численность населения
1	Модернизация ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	33,1	1967	2022	331 000	12 больниц, 44 школы, 28 д/садов, в/часть, застава, 52479 чел

№	Мероприятие	Протяженность ВЛ, км	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС	СЗО, численность населения
2	Модернизация ВЛ 110 кВ Боргой – Петропавловка (БП-169)	28,2	1969	2022	282 000	4 больницы, 34 школы, 31 д/сад, 36 котельных, 3 КНС, 24434 чел.
3	Модернизация ВЛ 110 кВ Селендума – Боргой (СБ-108)	49,1	1969	2022	491 000	4 больницы, 34 школы, 31 д/сад, 36 котельных, 3 КНС, 24434 чел.
4	Модернизация ВЛ 110 кВ Петропавл–Бургултай (ПБу-170)	17,8	1969	2022	178 000	4 больницы, 34 школы, 31 д/сад, 36 котельных, 3 КНС, 24434 чел.
5	Модернизация ВЛ 35кВ Могойто-Майск (ММ-367)	34,6	1971	2023	242 200	2 больницы, 2 школы, 2 д/сад, 3 водобашни, 2 котельных, 2976 чел.,
6	Модернизация ВЛ 35кВ Итанца-Прибайкальская (ИП-3063)	11,5	1956	2023	80 500	2 школы, 1 д/сад, 1 котельная, 2254 чел.
7	Модернизация ВЛ 35кВ Мандрик-Итанца (МИ-324)	8,5	1957	2023	59 500	2 школы, 1 д/сад, 1 котельная, 2254 чел.
8	Модернизация ВЛ 35кВ Кырен-Жемчуг-Нилов пуст (КЖН-389)	32,6	1974	2023	228 200	1 больница, 5 школ, 4 д/сад, 4 котельные, 1 КНС, 3406 чел
9	Модернизация ВЛ-35кВ Аэропорт-Иволга (АИ-3006)	10,6	1981	2023	74 200	1 больница, 1 д/сад, 4 школы, 3163 чел.
10	Модернизация ВЛ-35 кВ Иволга-Хурумша (ИХ-3009)	22,8	1985	2023	160 300	1 больница, 1 д/сад, 4 школы, 3163 чел.
11	Модернизация ВЛ-35 кВ Нарын – Михайловка (НМ-	35,1	1988	2023	245 700	3 больницы, 13 школ, 8 д/садов, 17 котельных, 1 водозабор,

№	Мероприятие	Протяженность ВЛ, км	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС	СЗО, численность населения
	3067)					очистные, КНС, 21000 чел
12	Модернизация ВЛ-35 кВ Михайловка – Бургуй (МБ-380)	24,2	1960	2023	169 400	1 больница, 5 школ, 3 д/сад, 3 котельных, 2541 чел.
13	Модернизация ВЛ-35 кВ Цаган-Морино– Санага(ЦМС-3070)	30,8	1983	2023	215 600	2 больница, 2 школ, 4 д/сад, 3 котельных, 3940 чел.

После реализации модернизации ВЛ ожидается сокращений числа и предупреждение аварийных отключений, сокращение затрат на эксплуатацию за счет снижения износа и прирост отпуска электроэнергии.

15. Модернизация ВЛ 110 кВ Монды – Самарта с установкой переключательного пункта, модернизация ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) с установкой переключательного пункта

Основной целью реконструкции ВЛ 110 кВ Монды – Самарта (МСС-193) и ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) является установка переключательных пунктов 110 кВ для снижения времени отыскания повреждения на ВЛ 110 кВ Кырен – Монды (КМ-190) – Самарта (МСС-193) общей протяженностью 190 км и ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) общей протяженностью 168 км. Перечисленные протяженные ВЛ характеризуются повышенным износом и частыми отключениями.

При технологических нарушениях, связанных с износом ВЛ и воздействием сторонних факторов, отыскание места повреждения занимает значительное время из-за большой протяженности и труднодоступности ВЛ.

1) Планируется установка разъединителя около ПС 35 кВ Монды для осуществления возможности разделения ВЛ 110 кВ Кырен – Монды (КМ-190) – Самарта (МСС-193) при поиске повреждений.

2) Планируется установка разъединителя около ПС 110 кВ Монгой со стороны ПС 110 кВ Багдарин для осуществления возможности разделения ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) при поиске повреждений.

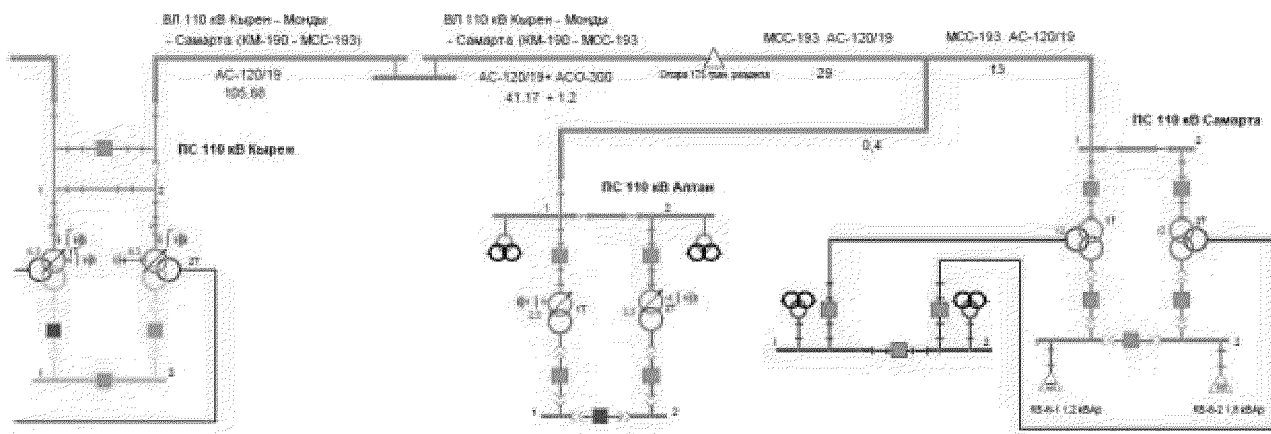


Рис.9. Схема транзита 110 кВ Кырен – Монды – Самарта

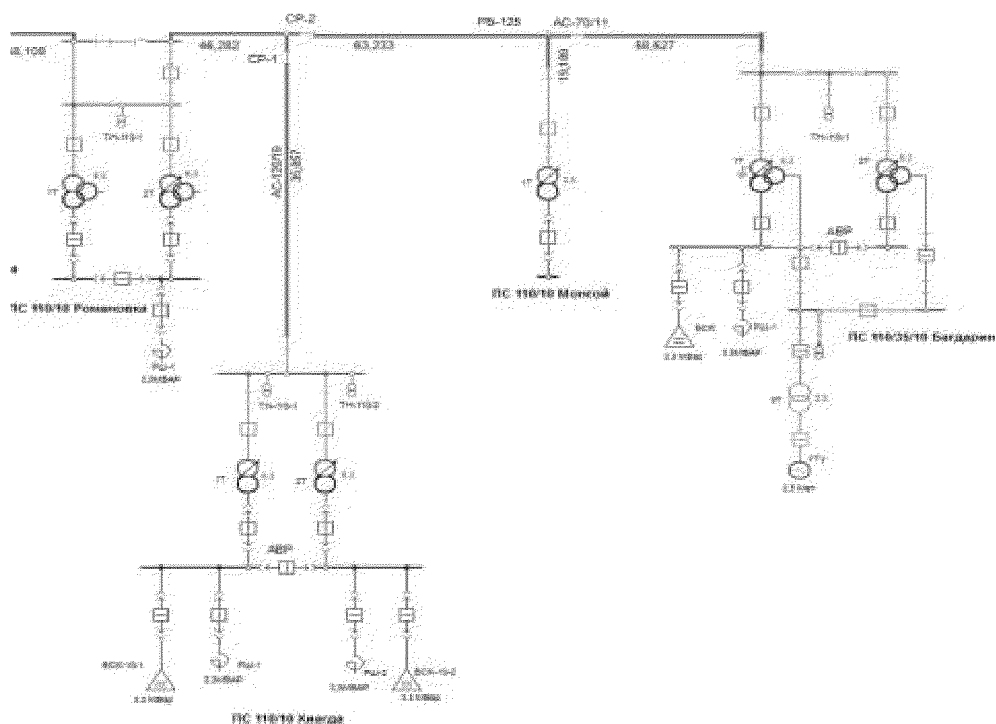


Рис. 10. Схема транзита 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125).

Реализация мероприятий позволит снизить время отыскания повреждения в два раза, снизи

т уровень социальной напряженности в Окинском и Баунтовском районах Республики Бурятия.

Параметры и сроки реализации мероприятия по установке переключательного пункта

Таблица 47

№	Мероприятие	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ВЛ	Срок реализации	Ориентировочная стоимость, тыс.руб. с НДС	СЗО, численность населения
1	Модернизация ВЛ 110 кВ Монды – Самарта (МСС-193) с установкой переключательного пункта	Разъединитель 110 кВ	1973	2019	6 000	2 больницы, 9 школ, 5 д/сад, 8 котельных, 6890 чел
2	Модернизация ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125) с установкой переключательного пункта	Разъединитель 110 кВ	1983	2020	6 000	1 больница, 6 школ 5 д/сад, 7 котельных, 7256 чел

16. Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ «Медведчиково» с заменой масляных выключателей 110 кВ - 10 шт.

Основной целью реализации мероприятия является предотвращение перерывов в электроснабжении потребителей г. Улан-Удэ, а также предупреждение электротравматизма персонала при эксплуатации и выполнении оперативных переключений (частые аварийные отключения). В 2015 г произошло технологическое нарушение, связанное с износом выключателей ВМТ 110. Требуется замена изношенных масляных выключателей марки ВМТ-110 кВ на элегазовые 110 кВ. Количество заменяемых выключателей – 10 шт.

Основные характеристики мероприятия по замене выключателей на ПС

Таблица 48

№	Мероприятие	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ПС	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС	СЗО, численность населения
---	-------------	------------------------------	-----------------------------	------------------	---	----------------------------

№	Мероприятие	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ПС	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС	СЗО, численность населения
1	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ «Медведчиково» с заменой масляных выключателей 110 кВ - 10 шт.	ВГТ -110	1988	2022	54 111	2 больницы, 7 котельных, 3-д/сад, 3 очистных, 2 водозабора, 14445 чел.

17. Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Инкурская с заменой конденсаторных батарей 6 кВ 8 МВАр, 2 шт.

Основной целью реализации мероприятия является приведение конденсаторных установок к экологическим нормам и с целью поддержания показателей качества электрической энергии на шинах ПС 110 кВ Инкурская.

Марки КБ, используемых на ПС 110 кВ Инкурская – КС-2-6,3-75-2 – 19 элементов и КС-2-6,3-5-2 – 128 элементов, были введены в эксплуатацию в 1997 году, Уном-6 кВ. Вышеуказанные марки КБ включены в перечень марок конденсаторов, содержащих особо-опасные вещества – полихлорированные бифенилы (ПХБ) и подлежащих утилизации.

Проведя анализ нагрузок по ПС 110 кВ Инкурская за период с 2012 по 2018 гг (последние 7 лет) выявлено постепенное падение суммарной нагрузки потребителей (11,22 МВА в 2012 г., 6 МВА в 2018 г.). На ПС 110 кВ Инкурская в данное время работает в автоматическом режиме 1 конденсаторная батарея (КБ-2) мощностью 4,3 МВАр, которая в нормальном режиме при действующих нагрузках не включается.

На основании проведенных расчетов электрических режимов (расчеты приведены на рис. 6, 7, 8) с перспективой роста нагрузок до 20 %, отклонений напряжения от области допустимых значений не выявлено. Но в ремонтном режиме, при отключении ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166) и переводе питания потребителей ПС 110 кВ Инкурская по кольцу 35 кВ от ПС 110 кВ Торей, напряжение на шинах 6 кВ ПС Инкурская падает до 3,45 кВ, которое при ограничении нагрузки и включении КБ поднимается до допустимых значений 5,9-6,0 кВ.

Учитывая пониженную ёмкость существующей КБ, несоответствие её экологическим нормам, а также необходимость поддержания показателей качества электрической энергии в соответствии с нормативными

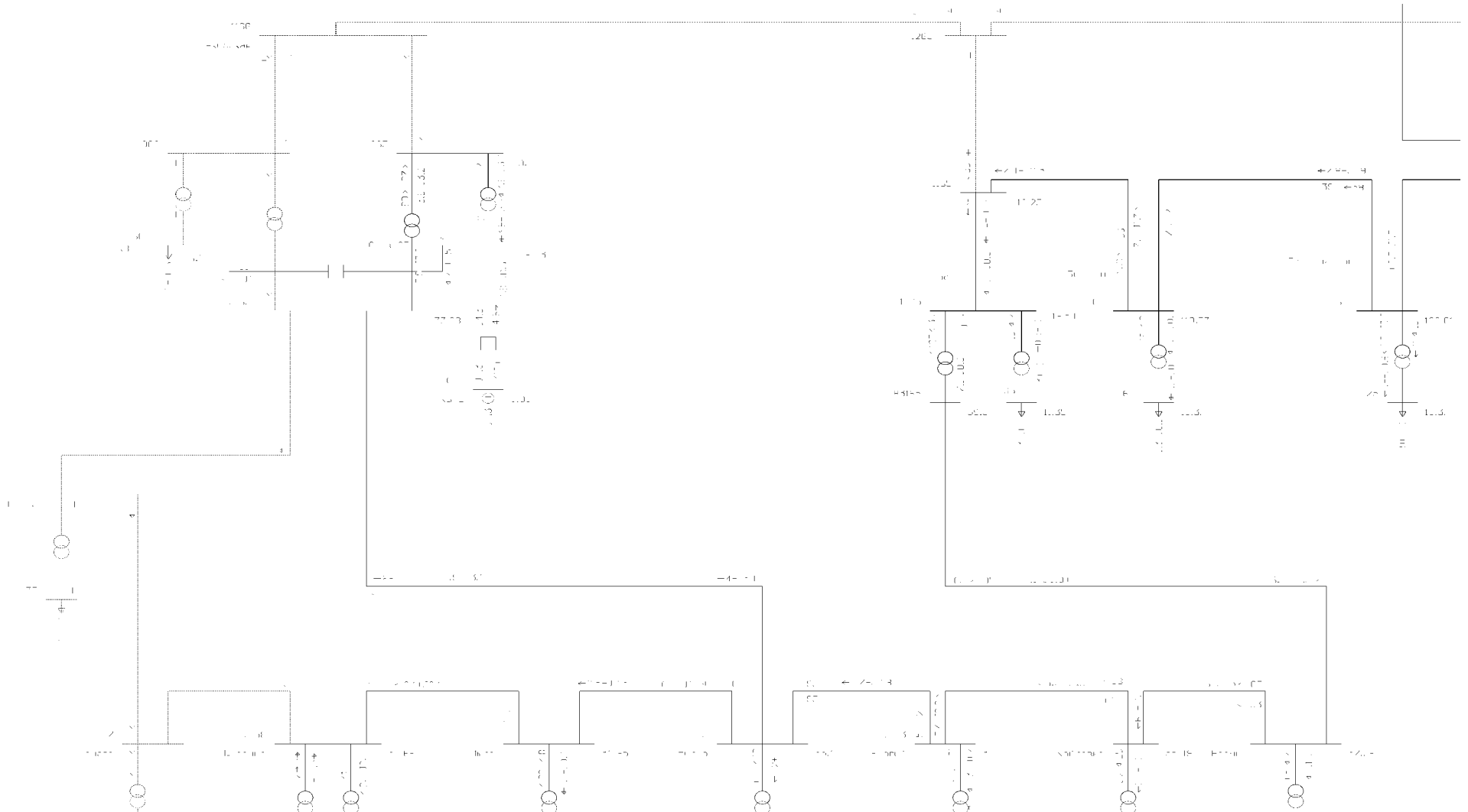
документами как в нормальном, так и в ремонтных режимах, требуется проведение реконструкции ПС 110 кВ Инкурская - замену КБ на ПС 110 кВ Инкурская.

Основные характеристики мероприятия по замене конденсаторных батарей

Таблица 49

№	Мероприятие	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ПС	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость реализации, тыс. руб. с НДС
1	Техническое перевооружение ПС 110/35/6 кВ Инкурская с заменой конденсаторных батарей 6 кВ 8 МВАр, 2 шт.	КБ 8 МВАр	1997	2022	2085,0

Рис.13 – Ремонтный режим: ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166) отключена, питание ПС 110 кВ Инкурская по кольцу 35 кВ от ПС 110 кВ Торей, погашены потребители ПС 35 кВ Нурта, Санага, КБ-2 на ПС 110 кВ Инкурская включена. Для поддержания оптимального напряжения 6 кВ на ПС 110 кВ Инкурская нагрузка на данной ПС с включенной КБ-2 не должна превышать 3,9 МВт.



Вывод: Включенная КБ-2 дает возможность увеличить нагрузку на ПС 110 кВ Инкурская до 3,9 МВт при условии поддержания оптимального напряжения на шинах 6 кВ и других ПС 35 кВ в кольце Инкурская – Торей.

18. Замена основного оборудования ПС 35-110 кВ находящегося на учащенном диагностическом контроле

Основной целью замены трансформаторов является обеспечение надежного электроснабжения потребителей.

Замена необходима в связи с превышением концентрации газов. Выявлено превышение концентрации водорода в трансформаторах 1Т ПС 110 кВ Монгой (превышение концентрации в 6 раз), 1Т ПС 110 кВ Гусиноозерская (превышение концентрации водорода в 6 раз), трансформаторы поставлены на учащенный диагностический контроль.

Превышение концентрации водорода образуется при перегревах токоведущих соединений и элементов конструкции остова трансформатора, при частичных разрядах в масле трансформатора. Возможен дальнейший рост концентрации ацетилена и этилена, который является следствием повреждения токоведущих частей трансформатора.

Мероприятия по замене основного оборудования направлены на предупреждение перерывов в электроснабжении потребителей г. Гусиноозерск, Баунтовского района, 4-х поселков и 17-ти объектов социального назначения.

Основные характеристики мероприятий по замене основного оборудования находящегося на учащенном контроле

Таблица 50

№	Наименование мероприятия	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ПС	Сроки реализации	Стоимость, тыс. руб. с НДС
1	Модернизация ПС 110 кВ Монгой. Замена трансформатора 1Т ТМН-2500/110/10 на ТМН-2500/110/10	Силовой трансформатор 110/10 кВ мощностью 2500 кВА	1973	2022	4 750
2	Модернизация ПС 110 кВ Гусиноозерская. Замена трансформатора 1Т ТДТН-16000/110/35/10	Силовой трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16000 кВА	1976	2023	19 100

№	Наименование мероприятия	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ПС	Сроки реализации	Стоимость, тыс. руб. с НДС
	на ТДТН-16000/110/35/10				

19. Замена ОД-КЗ 35-110 кВ на элегазовые выключатели

Основной целью реконструкция ПС 35-110 кВ в г. Улан-Удэ с заменой ОД-КЗ 35-110 кВ на элегазовые выключатели является повышение надежности электроснабжения потребителей, предупреждение технологических нарушений, а также обеспечение совместимости оборудования в условиях цифровизации электросетевого комплекса.

Замена ОД-КЗ необходима по причине высокого физического износа и нарастания дефектов вследствие длительного срока эксплуатации. Нарастающий износ может привести к неправильной работе ОД-КЗ, вследствие чего электроснабжение потребителей может быть прервано. Необходима замена ОД-КЗ на элегазовые выключатели, которые имеют более высокую надежность и отключающую способность.

Основные характеристики мероприятий по замене ОД-КЗ 35-110 кВ

Таблица 51

№	Наименование объекта, на котором планируется реконструкция	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		Итого	
		кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС
1	ПС 110 кВ Бурводстрой		0,9		8,7								8,7
2	ПС 110 кВ БФМ		0,9				8,7						8,7
3	ПС 110 кВ Шишковка		0,9				8,7						8,7
4	ПС 110 кВ Октябрьская		0,9						8,7				8,7
5	ПС 110 кВ Энергетик		0,9						8,7				8,7

№	Наименование объекта, на котором планируется реконструкция	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		Итого	
		кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС	кол-во	млн. руб. с НДС
6	ПС 110 кВ Верхняя березовка		0,9						8,7				8,7
7	ПС 110 кВ ПТФ		0,9								8,7		8,7
8	ПС 35 кВ Бурятцелинстрой		0,9								8,7		8,7
9	ПС 35 кВ Грязнуха		0,9								8,7		8,7
Итого												7	68,3

20. Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ «Турка» с заменой КРУН-10 кВ - 11 ячеек

С целью замены оборудования, отработавшего нормативный срок, не соответствующего требованиям действующих НТД. КРУН-10 кВ К-30 1973 года выпуска исчерпал свой ресурс, у выключателей изношены механические привода, отсутствуют крышки приводов, неисправны шторки предотвращающие проникновение к токоведущим частям КРУН-10 кВ при выполнении ПОТЭЭУ гл.16 п.29.1, п.29.2. Также с целью исполнения СО 153-34.20-501-2003 п.5.4.29, Акта предписания ДТИ № 04-11-10БУ п. 24.

Основные характеристики мероприятия по замене КРУН

Таблица 52

№	Наименование мероприятия	Устанавливаемое оборудование	Год ввода в эксплуатацию ПС	Сроки реализации	Стоимость, тыс. руб. с НДС
1	Техническое перевооружение ПС 110/10 кВ «Турка» с заменой КРУН-10 кВ - 11 ячеек	КРУН-10, 11 ячеек	1973	2019	18 290,0

21. Модернизация устройств РЗ и ПА

Основной целью модернизации устройств РЗ и ПА является обеспечение правильной работы устройств РЗ и ПА, надежного и селективного отключения поврежденной линии, обеспечение быстродействия и чувствительности защит. Также реализация мероприятий необходима для приведения устройств РЗ и ПА к требованиям НТД в связи с физическим и моральным износом.

Основные мероприятия по модернизации устройств РЗ и ПА

Таблица 53

№	Наименование мероприятия	Срок и реализация	Оборудование	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. с НДС
1	Модернизация основных защит ВЛ 110 кВ ГГ-151, ГГ-152 и УПАСК ПС 110/10 кВ Гусиноозерская	2021	Микропроцессорный шкаф ДЗЛ - 2 шт, микропроцессорный шкаф ПА - 1 шт	8 717
2	Модернизация УПАСК и УОН ПС 110 кВ Тимлюйская	2020	Микропроцессорный шкаф ПА - 1 шт	1 951
3	Модернизация защит обходных выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково, ПС 110 кВ Окино-Ключи, ПС 110 кВ Гусиноозерская.	2022	Микропроцессорный шкаф защит - 3 шт	7 276
4	Модернизация резервных защит ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково	2022	Микропроцессорный шкаф резервных защит - 10 шт	17 912
5	Модернизация основных и резервных защит ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская I, II цепь (СТ-103, СТ-113) на ПС 220 кВ Селенгинский ЦКК и ПС 110 кВ Тимлюйская	2023	Микропроцессорный шкаф основных защит - 2 шт, микропроцессорный шкаф резервных защит - 2 шт	25 820
6	Модернизация резервных защит ВЛ 110 кВ Районная- Онохой с отпайкой на ПС Новая (РНО-138), ВЛ 110кВ Эрхирик - Онохой с отпайкой на ПС Новая (ЭНО-140), ВЛ 110 кВ Онохой- Курба (ОК-139)	2023	Микропроцессорный шкаф резервных защит - 3 шт	9 260

№	Наименование мероприятия	Срок и реализация	Оборудование	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. с НДС
	ПС 110 кВ Онохой			
7	Модернизация резервных защит ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149) и ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Бичура (ОКБ-150) ПС 110 кВ Бичура	2023	Микропроцессорный шкаф резервных защит - 2 шт	5 738

1) Реконструкция основных защит ВЛ 110 кВ ГГ-151, ГГ-152 и УПАСК ПС 110 кВ Гусиноозерская.

Для ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I цепь и ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская II цепь в качестве основной защиты используются панели защит ДЗЛ-2 находятся в эксплуатации с 1976 г.(41 год) Панель ДЗЛ-2 снята с производства с 2012 г.

ДЗЛ состоит из двух полукомплектов установленных на обоих концах ВЛ, соединенных между собой вспомогательными проводами, в качестве которых используется бронированный телефонный кабель (ТЗБ 4x4x1,2). Кабель проложен в грунте. В результате чего происходят периодические повреждения кабеля. Кабель имеет около 30-ти соединительных муфт, что приводит к увеличению сопротивления проводящих жил кабеля, и срабатыванию устройства контроля соединительных проводов и выводу защиты. 10.01.2014 г. имела место излишняя работа ДЗЛ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская II цепь (ГГ-152), из-за потери заводских характеристик ламповых стабилизаторов типа СГ-1П вследствие старения оборудования.

Панель противоаварийной автоматики ЭПО-1053-72 выполняющая функцию УПАСК ПС 110 кВ Гусиноозерская находится в эксплуатации с 1976 г. Панель ЭПО-1053 снята с производства с 2012 г. Передача команд ПА от передатчика на Гусиноозерской ГРЭС осуществляется по средствам телефонного кабеля совместно с каналами ДЗЛ ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I цепь и ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская II цепью.

Необходима реконструкция среды передачи команд ПА и канала основных защит, с соответствующей реконструкцией основных защит ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I цепь и ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская II цепь и УПАСК ПС 110 кВ Гусиноозерская.

Целью реализации проекта является снижение эксплуатационных затрат, на восстановление кабеля связи, обеспечение безотказной работы основных защит ВЛ 110 кВ и получения команд ПА для отключения нагрузки ПС 110 кВ Гусиноозерская для сохранения параллельной работы

энергосистемы Республики Бурятия с ОЭС Сибири при различных аварийных ситуациях.

2) Реконструкция УПАСК и УОН ПС 110 кВ Тимлюйская

Аппаратура УПАСК входит в состав автомата предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), которая относится к системе противоаварийной автоматики и предназначена для сохранения параллельной работы энергосистемы Республики Бурятия с ОЭС Сибири при различных аварийных ситуациях.

На ПС 110 кВ Тимлюйская установлена аппаратура УПАСК (приёмники ПРМ АНКА-АВПА) и устройство отключения нагрузки (УОН). Получение команд (ОН-1, ОН-2) организовано по двум ВЧ каналам ПА от передатчиков ПС 220 кВ Селенгинский ЦКК и ПС 220 кВ Мысовая по ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская I цепь (СТ-103) и ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская II цепь (СТ-113).

Год ввода в эксплуатацию – 1982 г (в эксплуатации 36 лет). В виду длительного срока эксплуатации фиксируются случаи отказа приёмников, при послеаварийных проверках выявляются дефекты и неисправности, связанные со старением (повреждение транзисторов; потеря емкости электролитических конденсаторов, повреждение разъемов.)

Необходима реконструкция (замена) приемников команд ПА и устройства отключения нагрузки.

Целью реализации проекта является обеспечение безотказного получения команд ПА и воздействия на отключение нагрузки ПС 110 кВ Тимлюйская для сохранения параллельной работы энергосистемы Республики Бурятия с ОЭС Сибири при различных аварийных ситуациях.

3) Реконструкция защит обходных выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково, ПС 110 кВ Окино-Ключи, ПС 110 кВ Гусиноозерская.

В качестве защит обходных выключателей ОВ-110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково, ПС 110 кВ Окино-Ключи, ПС 110 кВ Гусиноозерская применяются панели защит ЭПЗ-1636 (в эксплуатации с 1991 г.). При включении присоединений 110 кВ через обходной выключатель (ОВ) необходимо выполнять изменение уставок релейной защиты, выбранных для каждого присоединения. Применение усредненных уставок не целесообразно в связи с большим различием уставок линейных защит. Оперативное изменение уставок не возможно, выполняется персоналом СРЗА.

Необходима реконструкция (замена) устаревших защит ОВ-110 на микропроцессорные с возможностью выбора нескольких групп уставок.

Целью реализации проекта является снижение эксплуатационных затрат, времени на оперативные переключения при переводе присоединений через ОВ-110, исключение возможности ошибки при изменении параметров настройки. Выбор группы уставок будет выполнять оперативный персонал переключением ключа управления.

4) Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково

В качестве резервных защит ВЛ 110 кВ используются устаревшие панели защит:

- ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2- Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская I цепь (ТМ-181) ЭПЗ-1636-67/2 в эксплуатации 26 лет с 1991 г.;
- ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2- Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская II цепь (ТМ-182) ЭПЗ-1636-67/2 в эксплуатации 26 лет с 1991 г.;
- ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I цепь (МСЗ-183) ЭПЗ-1636/2 в эксплуатации 29 лет с 1988 г.;
- ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками II цепь (МС-184) ЭПЗ-1636/2 в эксплуатации 29 лет с 1988 г.;
- ВЛ 110 кВ Медведчиково – Иволга (МИ-159) ЭПЗ – 1644 в эксплуатации 29 лет с 1988 г.;
- ВЛ 110 кВ Медведчиково – Тарбагатай (МТ-160) ШДЭ – 2802 в эксплуатации 26 лет с 1991 г.

В соответствии с требованиями "Концепции развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса " (Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр), раздела 4. «Критерии, определяющие необходимость реконструкции (модернизации)» и «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатируемых устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем (РД 153-34.0-35.648-01)» основанием для проведения реконструкции являются следующие критерии:

- несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройств (комплексов) РЗА требованиям к быстрдействию, селективности, чувствительности, резервированию;
- рост относительного числа отказов функционирования (процента неправильной работы устройств);
- эксплуатация устройств РЗА со сроком службы, превышающим нормативный (при наличии дополнительных технических обоснований);
- прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.

Необходима реконструкция (замена) устаревших защит на микропроцессорные.

Целью реализации проекта является исключение отказов действия РЗА, обеспечения надежного электроснабжения г. Улан-Удэ, Международного аэропорта «Байкал», Иволгинского и Тарбагатайского районов Республики Бурятия.

5) Реконструкция основных и резервных защит ВЛ 110 кВ СТ-103, СТ-113 на ПС 110 кВ Тимлюйская и ПС 220 кВ Селенгинский ЦКК.

На ПС 110 кВ Тимлюйская в качестве основных защит ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на ПС 110 кВ Кабанская I цепь (СТ-103) и ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская с отпайкой на

ПС 110 кВ Кабанская II цепь (СТ-113) используются панели продольной дифференциальной защиты линии (ПДЗЛ) в эксплуатации 51 год с 1966 г. В качестве резервных защит используются сборные панели защит (ТЗНП, МТЗ), находятся в эксплуатации 51 год с 1966 г.

На ПС 220 кВ Селенгинский ЦКК основных защит не предусмотрено. В качестве резервных защит используются панели защит ЭПЗ-1636, находятся в эксплуатации 44 год с 1973 г.

В соответствии с требованиями " Концепции развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса " (Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр), раздела 4. «Критерии, определяющие необходимость реконструкции (модернизации)» и «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатируемых устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем (РД 153-34.0-35.648-01)» основанием для проведения реконструкции являются следующие критерии:

- несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройств (комплексов) РЗА требованиям к быстрдействию, селективности, чувствительности, резервированию;

- невозможность восстановления требуемых параметров и характеристик устройств и комплексов РЗА при проведении технического обслуживания;

- рост относительного числа отказов функционирования (процента неправильной работы устройств);

- эксплуатация устройств РЗА со сроком службы, превышающим нормативный (при наличии дополнительных технических обоснований);

- прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.

Необходима реконструкция (замена) устаревших основных и резервных защит на микропроцессорные.

Целью реализации проекта является исключение отказов действия РЗА, обеспечения надежного электроснабжения Кабанского района Республики Бурятия.

б) В качестве резервных защит ВЛ 110 кВ Районная – Онохой с отпайкой на ПС Новая (РНО-138), ВЛ 110 кВ Эрхирик – Онохой с отпайкой на ПС Новая (ЭНО-140), ВЛ 110 кВ Онохой- Курба (ОК-139) используются устаревшие панели защит ЭПЗ-1636(МЭР) 1978 года выпуска.

В соответствии с требованиями " Концепции развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса " (Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр), раздела 4. «Критерии, определяющие необходимость реконструкции (модернизации)» и «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатируемых устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем (РД 153-34.0-35.648-01)» основанием для проведения реконструкции являются следующие критерии:

- несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройств (комплексов) РЗА требованиям к быстродействию, селективности, чувствительности, резервированию;

- невозможность восстановления требуемых параметров и характеристик устройств и комплексов РЗА при проведении технического обслуживания;

- рост относительного числа отказов функционирования (процента неправильной работы устройств);

- эксплуатация устройств РЗА со сроком службы, превышающим нормативный (при наличии дополнительных технических обоснований);

- прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.

Необходима реконструкция (замена) устаревших защит на микропроцессорные.

Целью реализации проекта является исключение отказов действия РЗА, обеспечения надежного электроснабжения Заиграевского, Хоринского, Кижингинского, Еравненского и Баунтовского районов Республики Бурятия.

7) В качестве резервных защит ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149) и ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Бичура (ОКБ-150) на ПС 110 кВ Бичура используются устаревшие панели защит ЭПЗ-1636 (1985 года выпуска).

В соответствии с требованиями "Концепции развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса" (Приложение №1 к протоколу Правления ОАО «Россети» от 22.06.2015 № 356пр), раздела 4. «Критерии, определяющие необходимость реконструкции (модернизации)» и «Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатируемых устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем (РД 153-34.0-35.648-01)» основанием для проведения реконструкции являются следующие критерии:

- несоответствие технических характеристик или функциональных возможностей устройств (комплексов) РЗА требованиям к быстродействию, селективности, чувствительности, резервированию;

- невозможность восстановления требуемых параметров и характеристик устройств и комплексов РЗА при проведении технического обслуживания;

- рост относительного числа отказов функционирования (процента неправильной работы устройств);

- эксплуатация устройств РЗА со сроком службы, превышающим нормативный (при наличии дополнительных технических обоснований);

- прекращение выпуска устройства и отсутствие запасных частей к нему.

Необходима реконструкция (замена) устаревших защит на микропроцессорные.

Целью реализации проекта является исключение отказов действия РЗА, обеспечения надежного электроснабжения Бичурского, Кяхтинского и Мухоршибирского районов Республики Бурятия.

22. Модернизация ДЭС на территории ПС 35/10 кВ «Орлик», модернизация ДЭС на территории ПС 35/10 кВ «Сорок»

Основной целью модернизации ДЭС на ПС 35 кВ Орлик и ПС 35 кВ Сорок является обеспечение надежного электроснабжения потребителей Окинского района. Предполагается установка ДЭС мощностью 2 МВт на ПС 35 кВ Орлик и ДЭС мощностью 0,5 МВт на ПС 35 кВ Сорок.

Электроснабжение потребителей Окинского района производится по ВЛ 110 кВ Кырен – Монды (КМ-190) – Самарта (МСС-193), ВЛ 35кВ Монды-Сорок-Самарта (МСС-395), ВЛ 35кВ Сорок-Орлик (СО-3060), характеризующиеся существенным износом и частыми длительными отключениями. При повреждении на одной из ВЛ под отключение попадают 4360 человек, 1 больница, 6 школ, 6 детских садов, 7 котельных, 5 населенных пунктов. Резервные ЛЭП отсутствуют. При длительном отключении одной из ВЛ для электроснабжения потребителей используются ДЭС на ПС 35 кВ Орлик и ПС 35 кВ Сорок мощностью 0,5 МВт и 0,25 МВт соответственно. Нагрузка на ПС 35 кВ Орлик составляет 1,4 МВт, на ПС 35 кВ Сорок – 0,3 МВт. Таким образом, при отключении одной ВЛ 35 кВ ДЭС не способны нести полную нагрузку, происходит ограничение потребителей. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей требуется увеличения мощности существующих ДЭС

Основные мероприятия по модернизации ДЭС

Таблица 54

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации	Ориентировочная стоимость, тыс. руб. с НДС
1.	Модернизация ДЭС на территории ПС 35/10 кВ «Орлик»	2019	21 926
2.	Модернизация ДЭС на территории ПС 35/10 кВ «Сорок»	2020	10 500

Реализация мероприятий позволит обеспечить надежность электроснабжения потребителей Окинского района республики Бурятия, снизить социальную напряженность в отдаленном районе региона.

4.8.2. Общие основные проблемные вопросы энергосистемы Северобайкальский участок БАМ Границы энергорайона Северобайкальского участка определяют следующие элементы сети:

- ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32);
- ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33);
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан;
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками;
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47);
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72).

В Северобайкальском участке существенное значение имеет потребление не только подстанций Северобайкальского участка, но и потребление подстанций ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Кунерма, Бодайбинского и Мамско-Чуйского энергорайонов Иркутской области, а также ПС 220 кВ Куанда и ПС 220 кВ Чара энергосистемы Забайкальского края и ПС 220 кВ Хани, ПС 220 кВ Олёкма, ПС 220 кВ Юктали, ПС 220 кВ Лопча, ПС 220 кВ Хорогоча энергосистемы Амурской области при переносе точки раздела сети 220 кВ на транзите электроснабжения Северобайкальского участка между ОЭС Сибири и ОЭС Востока. В состав контролируемого сечения Киренга - Северобайкальск входят следующие элементы сети:

- ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30);
- ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31).

В нормальной схеме максимально-допустимый переток в контролируемом сечении достигает 245 МВт с учетом нерегулярных колебаний, назначенный по не превышению АДТН ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) в послеаварийном режиме ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30). При ремонте одной из ЛЭП 220 кВ на транзите ПС 220 кВ Киренга – ПС 220 кВ Северобайкальск величина максимально-допустимого перетока в контролируемом сечении Киренга-Северобайкальск составляет 226,5 МВт, с учетом величины нерегулярных колебаний.

В настоящее время существуют утвержденные технические условия на технологическое присоединение, в рамках которых увеличивается потребляемая мощность по объектам рассматриваемого энергорайона. Для осуществления указанных технологических присоединений согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2019-2025 планируется строительство электросетевых объектов 220-500 кВ, включающих:

- сооружение ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская, ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 500 и 220 кВ;
- сооружение транзита 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут – ПС 220 кВ Пеледуй – ПС 220 кВ Мамакан;
- перевод ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками на ПС 110 кВ Дяля и Чайнгро (в габаритах 220 кВ) на проектное напряжение 220 кВ с

установкой второго АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Мамакан и реконструкцией ОРУ 220 кВ.

Сооружение электросетевых объектов позволит увеличить переток мощности в энергорайоны.

Физический и моральный износ оборудования электростанций и электрических сетей

На протяжении длительного времени в связи с недостатком финансовых средств ремонтно-восстановительные и профилактические работы в сетях энергосистемы в необходимых объемах не проводились. Износ основных фондов достигает 83,4%, в т.ч. износ линий электропередач и устройств к ним 81,89%, износ оборудования 85%.

4.9. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и ниже

Согласно данным комплексной программы развития электрических сетей 110 кВ и ниже, разработанной филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» на период до 2022 года, на территории Республики Бурятия ожидается ввод объектов электроснабжения класса напряжения 110 кВ и ниже:

- общей мощностью 318,6 МВА (включая работы по реконструкции и техническому перевооружению);
- ввод ВЛ протяженностью 298 км.

4.10. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

Обеспечение действующих генерирующих мощностей Гусиноозерской ГРЭС будет осуществляться за счет местных углей разрезов Баин-Зурхе, Загустайский, Окино-Ключевской с учетом складывающегося по планируемому периоду состава генерирующего оборудования и баланса используемого угля.

В Стратегии АО «Интер РАО - Электрогенерация» планируется обеспечение Гусиноозерской ГРЭС углями собственного производства на базе дальнейшего освоения Окино-Ключевского месторождения бурого угля. Поэтапный переход на использование Окино-Ключевского угля позволит оптимизировать издержки производства, связанные с затратами на топливо.

На Сангинском месторождении бурого угля, отнесенном к резерву категории «а», имеющем сравнительно небольшие запасы (1,2 млн. т — балансовые и 1,3 млн. т забалансовые — для шахты и 0,2 млн. т балансовые и 0,1 млн. т забалансовые — для открытых работ) при необходимости может быть построено предприятие для добычи 50...80 тыс. т угля в год.

Все ранее проводимые проектные проработки в поисках наиболее рациональных схем раскройки, вскрытия и отработки шахтных и карьерных полей самых перспективных месторождений этого региона имели основной целью создать надежную топливную базу для энергетики республики, а

также резерв для Востока страны. Таковыми явились перспективные Олонь-Шибирское и Никольское месторождения каменного угля.

По данным Государственного баланса запасов полезных ископаемых Российской Федерации, большая часть запасов Никольского месторождения находится на территории республики. По ранее проводимым проектным проработкам на Никольском месторождении можно построить единый разрез мощностью по добыче 4500 тыс. т угля в год.

4.11. Предложения по модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований на территории Республики Бурятия

Основными направлениями развития теплоснабжения муниципальных образований являются:

- оптимизация технологической структуры систем теплоснабжения за счет совместной работы нескольких источников теплоты на общие тепловые сети и консервации избыточной располагаемой мощности котельных;
- совершенствование топливоподготовки и топливоподачи;
- оснащение котельных приборами учета и автоматики;
- оснащение котельных ХВО;
- оптимизация режимов горения топлива;
- использование на источниках, тепловых пунктах и других элементах систем теплоснабжения частотно-регулируемого привода для эффективного регулирования отпуска теплоты потребителям;
- замена теплообменного, контрольно-регулирующего и насосного оборудования на энергоэкономичное;
- регулирование расхода тепла за счёт широкого использования систем автоматического регулирования, в том числе программного и погодозависимого;
- повышение теплозащитных свойств вновь возводимых и эксплуатируемых жилых и общественных зданий за счет повышения термического сопротивления стеновых конструкций и окон;
- регулярная гидравлическая наладка и гидропневматическая промывка тепловых сетей;

Направлениями, рассчитанными на перспективу, являются освоение новых технологий, новых типов энергоисточников. К таким технологиям можно отнести:

- применение гелиоустановок и тепловых насосов;
- прокладка труб в пенополиуретановой изоляции при ремонте и прокладке новых участков тепловых сетей с использованием технологии монтажа труб с внутренней изоляцией сварного шва стеклоэмалевым покрытием.

4.12. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ

На данный момент перевод на парогазовый цикл действующих ТЭЦ не рассматривается в связи с большими капитальными затратами на освоение технологии и отсутствием собственных источников газоснабжения (природного газа).

Для Республики Бурятия наибольший интерес представляют парогазовые установки с котлами, сжигающими уголь в кипящем слое под давлением. Эта технология, внедренная на энергоблоках 80-350 МВт в Швеции, Японии и других странах обеспечила хорошие экономические и экологические показатели. Расчетный КПД энергоблоков с котлами КСД составляет 42%. Одно из преимуществ этих установок - малые габариты - дает возможность установки их в существующих помещениях ТЭС взамен демонтируемого старого оборудования и тем самым проведения реконструкции на новой технической базе.

4.13. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Износ тепловых сетей магистральных трубопроводов в г. Улан-Удэ по зоне ТЭЦ-1 составляет 52%, по зоне ТЭЦ-2 – 38%. Износ внутриквартальных тепловых сетей составляет по зоне ТЭЦ-1 62%, по зоне ТЭЦ-2 – 52%.

Одним из вариантов решения проблемы повышения надежности потребителей города Улан-Удэ может стать замещение старых генерирующих мощностей более новыми и современными или строительство новых котельных. Среди ранее обсуждавшихся вариантов можно отметить строительство Улан-Удэнской ТЭЦ-2. Проект предусматривает установку двух угольных паросиловых дубль-блоков, каждый из которых состоит из паровой турбины типа Тп-115/125-130 и двух паровых котлов типа Е-250-13,8-560КТ. Стоимость достройки Улан-Удэнской ТЭЦ-2 в ценах 2017 г. оценивается в 33 млрд. рублей. Завершение строительства ТЭЦ-2 возможно осуществить на существующей промплощадке, где построены все необходимые здания и сооружения: золошлакопроводы, водопровод, тепломагистраль для выдачи тепла в город, автомобильные и железнодорожные пути, вспомогательные и ремонтные цеха, дымовая труба (H=240 м), открытое распределительное устройство (ОРУ) – 110 кВ, объединенный корпус химводоочистки, топливоподача, временный шлакоотвал, мазутохозяйство, инженерные коммуникации и т.д.

Проект окончания строительства станции включен в Схему и программу развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2018-2022 годы, утвержденной распоряжением Правительства Республики Бурятия от 27.04.2018 № 219-р (в части источников тепловой энергии);

При этом режимно-балансовая необходимость в строительстве данной электростанции отсутствует, так существующее и перспективное

потребление города Улан-Удэ обеспечено пропускной способностью электрических связей с Бурятской энергосистемой.

Сводные данные по тепловому балансу на период до 2023 года в разрезе источников тепловой энергии ТЭЦ -1, ТЭЦ-2 предоставлены в Приложении № 5.

Проводимая в настоящее время реконструкция котлов части высокого давления Улан-Удэнской ТЭЦ-1 с увеличением паропроизводительности с 220 т/час до 230 т/час, позволит снизить возможность нарушений работы станции в период прохождения максимума нагрузок.

Окончательно оптимальный вариант повышения надежности теплоснабжения потребителей города Улан-Удэ должен определяться в рамках технико-экономического сравнения затрат на сооружение источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла и альтернативных вариантов сооружения котельных.

4.15. Прогноз развития электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы для возможности подключения перспективных потребителей предусмотрено строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян и ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян.

Параллельно с проектами развития традиционной энергетики в республике активно ставится вопрос о проектировании и строительстве генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии: строительство фотоэлектрических солнечных электростанций.

В рамках инвестиционного проекта «Реконструкция турбины ПТ-30-90 ст.№6» ПАО «ТГК-14» на период 2018-2023 года на Улан-Удэнской ТЭЦ-1 запланирована реконструкция турбоагрегата ст.№6 без увеличения установленной мощности.

Приложение № 1
к Схеме и Программе
развития электроэнергетики
Республики Бурятия
на 2019-2023 годы

Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Эксплуатацией магистральных электросетевых объектов на территории Республики Бурятия занимается филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Забайкальское предприятие магистральных электрических сетей (Забайкальское ПМЭС), находящийся в оперативном подчинении филиала «МЭС Сибири» ПАО «ФСК ЕЭС». В зону обслуживания Забайкальского ПМЭС кроме Республики Бурятия входит также Забайкальский край.

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании Забайкальского ПМЭС находятся:

- 4947 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 10-500 кВ;

- 19 понизительных подстанций (ПС) напряжением 35-220 кВ общей мощностью 3407,6 МВА.

На территории Республики Бурятия работают 25 ПС 220 кВ суммарной установленной мощностью 2963 МВА, в том числе:

- 7 ПС 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС»;
- 16 ПС 220 кВ Восточно-Сибирской железной дороги (филиал ОАО «РЖД»);

- 1 ПС 220 кВ ОАО «Селенгинский ЦКК»;

- 1 ПС 220 кВ ОАО «Разрез Тугнуйский».

По территории Республики Бурятия проходят:

- 2 ВЛ напряжением 500 кВ (в работе на 220 кВ) общей протяженностью 340,099 км;

- ВЛ 220 кВ общей протяженностью 2969,81 км;

Перечень ВЛ-220 кВ

№ п/п	Наименование линии	Протяженность по цепям, км
1.	ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (АО-41)	29,99
2.	ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38)	61,78
3.	ВЛ 220 кВ Выдрино - БЦБК (ВБ-272)	6,5
4.	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260)	125,2
5.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь (ГС-255)	60,7
6.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь (ГС-256)	60,7
7.	ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ДС-34)	34,2
8.	ВЛ 220 кВ Заиграево – Кижя (ЗК-281)	70,2
9.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижя (КПЗ-283)	17,38
10.	ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37)	116,72
11.	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	39,61

№ п/п	Наименование линии	Протяженность по цепям, км
12.	ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261)	66,2
13.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273)	97,80
14.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Выдрино с отпайкой на ПС Переёмная (МВ-274)	97,94
15.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС I цепь (МГ-251)	91,38
16.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС II цепь (МГ-252)	91,38
17.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская - Новоильинск (НПЗ-282-284)	45,08
18.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (УА-39)	100,2
19.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (УЯ-40)	73,47
20.	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)	97,13
21.	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44)	110,5
22.	ВЛ 220 кВ Посольская – Мысовая (ПМ-275)	57,16
23.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 1 (РГ-295)	118,9
24.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 2 (РГ-296)	115,0
25.	ВЛ 220 кВ Районная – Заиграево (РЗ-279)	58,03
26.	ВЛ 220 кВ Районная – Новоильинск (РН-280)	88,13
27.	ВЛ 220 кВ Районная – Северная (РС-297)	15,09
28.	ВЛ 220 кВ Районная – Татаурово (РТ-278)	56,72
29.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262)	40,28
30.	ВЛ 220 кВ Северная – Посольская с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (СП-277)	115,14
31.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (СА-36)	118,3
32.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (СК-35)	63,4
33.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257)	82,79
34.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)	82,79
35.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47)	89,03
36.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Мысовая с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (ТМ-276)	146,83
37.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан (в эксплуатации ОАО «ИЭСК»)	
38.	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	5,61
39.	ВЛ 220 кВ Янчукан-Перевал (ЯП-42)	44,09
40.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	154,22
41.	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583)	115,82
42.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская I цепь	132,82
43.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская II цепь	132,82

Перечень ПС 220 кВ

№ п/п	Наименование подстанции	Принадлежность
1.	ПС 220 кВ Районная	ПАО «ФСК ЕЭС»
2.	ПС 220 кВ Северная	ПАО «ФСК ЕЭС»
3.	ПС 220 кВ Горячинская	ПАО «ФСК ЕЭС»
4.	ПС 220 кВ Татаурово	ПАО «ФСК ЕЭС»
5.	ПС 220 кВ Мухоршибирь	ПАО «ФСК ЕЭС»
6.	ПС 220 кВ Селендума	ПАО «ФСК ЕЭС»
7.	ПС 220 кВ Таксимо	ПАО «ФСК ЕЭС»
8.	ПС 220 кВ Заиграево	ОАО «РЖД»
9.	ПС 220 кВ Новоильинск	ОАО «РЖД»
10.	ПС 220 кВ Кижа	ОАО «РЖД»
11.	ПС 220 кВ Посольская	ОАО «РЖД»

12.	ПС 220 кВ Мысовая	ОАО «РЖД»
13.	ПС 220 кВ Переёмная	ОАО «РЖД»
14.	ПС 220 кВ Выдрино	ОАО «РЖД»
15.	ПС 220 кВ Селенгинский ЦКК	ОАО «Селенгинский ЦКК»
16.	ПС 220 кВ Дабан	ОАО «РЖД»
17.	ПС 220 кВ Северобайкальск	ОАО «РЖД»
18.	ПС 220 кВ Ангоя	ОАО «РЖД»
19.	ПС 220 кВ Кичера	ОАО «РЖД»
20.	ПС 220 кВ Новый Уоян	ОАО «РЖД»
21.	ПС 220 кВ Янчукан	ОАО «РЖД»
22.	ПС 220 кВ Перевал	ОАО «РЖД»
23.	ПС 220 кВ Окусикан	ОАО «РЖД»
24.	ПС 220 кВ Ангаракан	ОАО «РЖД»
25.	ПС 220 кВ Саган-Нур	ОАО «Разрез Тугнуйский»

Распределительные электрические сети Республики Бурятия обслуживает филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго».

Филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Бурятэнерго» осуществляет передачу электрической энергии по сетям 0,4-110 кВ и подключение новых потребителей к распределительным сетям компании.

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании Бурятэнерго находятся:

- 26933,445 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 0,4-110 кВ;

- 1042,78 км кабельных линий электропередачи (КЛ) напряжением 0,4-35 кВ;

- 201 понизительных подстанций напряжением 35-110 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ общей мощностью 3032,08 МВА.

Перечень обслуживаемых сетей ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ представлен ниже.

Перечень ВЛ-110 кВ

№ п/п	Диспетчерское наименование	Протяженность по цепям, км
1	ВЛ 110 кВ Георгиевская – Комсомольская с отпайкой на ПС Поперечная (ГПК-	50,757
2	ВЛ 110 кВ ЗММК – Северная с отпайками (ЗМС-101)	20,182
3	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Сосново-Озерская (КС-112)	34,626
4	ВЛ 110 кВ Курба – Удинская (КУ-110)	49,454
5	ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками I цепь (МСЗ-183)	25,532
6	ВЛ 110 кВ Медведчиково – Северная с отпайками II цепь (МС-184)	20,45
7	ВЛ 110 кВ Медведчиково - Иволга (МИ-159)	25,087
8	ВЛ 110 кВ Медведчиково - Тарбагатай (МТ-160)	37,933
9	В Л 110 кВ Онохой – Курба (ОК-139)	36,446
10	ВЛ 110 кВ Районная – Бурятферммаш с отпайкой на ПС ЗММК (РЗМ-116)	4,294
11	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь (РМ-	8,486
12	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика II цепь (РМ-	8,432
13	ВЛ 110 кВ Районная – Онохой с отпайкой на ПС Новая (РНО-138)	45,117
14	ВЛ 110 кВ Районная – Северная с отпайками (РС-180)	19,972
15	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-1 I цепь (РТ-104)	7,518
16	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-1 II цепь (РТ-118)	7,578
17	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик I цепь (РТ-141)	7,337
18	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-2 с отпайкой на ПС Энергетик II цепь (РТ-142)	7,517
19	ВЛ 110 кВ Районная – Эрхирик (РЭ-109)	16,896
20	ВЛ 110 кВ Романовка – Багдарин с отпайками (РБ-125)	223,088
21	ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Беклемишево (СБ-123)	83,781
22	ВЛ 110 кВ Сосново-Озерская – Романовка с отпайкой на ПС Исинга (СР-124)	120,367
23	ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2 – Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская I цепь (ТМ-181)	15,499
24	ВЛ 110 кВ Улан-Удэнская ТЭЦ-2 – Медведчиково с отпайкой на ПС Октябрьская II цепь (ТМ-182)	15,537
25	ВЛ 110 кВ Удинская – Хоринская (УХ-111)	48,759
26	ВЛ 110 кВ Удинская - Вознесенка (УВ-144)	63,204
27	ВЛ 110 кВ Хоринская – Георгиевская (ХГ-145)	58,549
28	ВЛ 110 кВ Эрхирик – Онохой с отпайкой на ПС Новая (ЭНО-140)	22,687
29	ВЛ 110 кВ Боргой – Петропавловка (БП-169)	29,629
30	ВЛ 110 кВ Бургултай – Торей (БТ-165)	25,298
31	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Тухум (ГОК-126)	7,87
32	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Завод (ГЗ-153)	2,285
33	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Холбольджино I цепь (ГХ-163)	17,855
34	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская – Холбольджино II цепь (ГХ-164)	17,866
35	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I цепь (ГГ-151)	2,241
36	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская II цепь (ГГ-152)	2,253
37	ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106)	62,838
38	ВЛ 110 кВ Джида – Харанхой (ДХ-167)	23,593
39	ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149)	70,866
40	ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Никольская (МН-147)	40,651
41	ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Бичура (ОКБ-150)	35,42

№ п/п	Диспетчерское наименование	Протяженность по цепям, км
42	ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Кяхта с отпайкой на ПС Большой Луг (ОКК-120)	66,53
43	ВЛ 110 кВ Окино-Ключи - Кудара-Самон (ОКС-171)	66,017
44	ВЛ 110 кВ Окино-Ключи - Подлопатки (ОКП-126)	40,853
45	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Бургултай (ПБу-170)	17,761
46	ВЛ 110 кВ Селендума – Боргой (СБ-108)	49,074
47	ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	33,485
48	ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166)	245,347
49	ВЛ 110 кВ Харанхой – Кяхта (ХК-168)	25,586
50	ВЛ 110 кВ Баргузин – Уро (БУ-133)	19, 606
51	ВЛ 110 кВ Баянгол – Могойто (БлМ-137)	76,686
52	ВЛ 110 кВ Зун-Мурино – Кырен (ЗМК-134)	52,992
53	ВЛ 110 кВ Котокель – Турка с отпайкой на ПС Берег (КТ-155)	27,666
54	ВЛ 110 кВ Култук – Зун-Мурино (КЗМ-135)	61,984
55	ВЛ 110 кВ Кырен – Монды – Самарта с отпайкой на ПС Алтан (КМ-190 – МСС-	190,57
56	ВЛ 110 кВ Мостовка – Байкало-Кудара (МБК-157)	35,821
57	ВЛ 110 кВ Мостовка – Селенга (МС-156)	13,011
58	ВЛ 110 кВ Нестерово – Котокель (НК-130)	49,072
59	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга (СС-117)	3,088
60	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая I цепь (СС-121)	1,933
61	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Селенга-тяговая II цепь (СС-122)	1,952
62	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлойская с отпайкой на ПС Кабанская I цепь (СТ-103)	29,350
63	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлойская с отпайкой на ПС Кабанская II цепь (СТ-113)	29,246
64	ВЛ 110 кВ СЛПБ – Мостовка с отпайкой на ПС Таловка (ЛМ-115)	20,786
65	ВЛ 110 кВ Таксимо – Таксимо-тяговая (ТТ-12)	3,5
66	ВЛ 110 кВ Таксимо – Чара с отпайками (ТТ-72)	10,95
67	ВЛ 110 кВ Таксимо-Ирокинда с отпайкой на ПС Кедровская (ТИ-13)	94,3
68	ВЛ 110 кВ Татаурово – Татаурово-тяговая (ТМ-119)	0,138
69	ВЛ 110 кВ Татаурово-тяговая – СЛПБ (МЛ-114)	22,341
70	ВЛ 110 кВ Татаурово – Прибайкальская (ТП-128)	18,141
71	ВЛ 110 кВ Прибайкальская–Нестерово (ПН-129)	32,744
72	ВЛ 110 кВ Горячинская – Турка	6,468
73	ВЛ 110 кВ Горячинская – Усть-Баргузин	73,519
74	ВЛ 110 кВ Уро – Баянгол (УБл-136)	40,179
75	ВЛ 110 кВ Усть-Баргузин – Баргузин (УББ-131)	48,473

Перечень ПС 110 кВ

№ п/п	Наименование подстанции	Принадлежность
1.	ПС 110 кВ Никольская	ПАО «МРСК Сибири»
2.	ПС 110 кВ Бичура	ПАО «МРСК Сибири»
3.	ПС 110 кВ Окино-Ключи	ПАО «МРСК Сибири»
4.	ПС 110 кВ Кудара-Самон	ПАО «МРСК Сибири»
5.	ПС 110 кВ Б.Луг	ПАО «МРСК Сибири»
6.	ПС 110 кВ Кяхта	ПАО «МРСК Сибири»
7.	ПС 110 кВ Боргой	ПАО «МРСК Сибири»
8.	ПС 110 кВ Бургултай	ПАО «МРСК Сибири»
9.	ПС 110 кВ Харанхой	ПАО «МРСК Сибири»
10.	ПС 110 кВ Джида	ПАО «МРСК Сибири»
11.	ПС 110 кВ Торей	ПАО «МРСК Сибири»
12.	ПС 110 кВ Петропавловка	ПАО «МРСК Сибири»
13.	ПС 110 кВ Подлопатки	ПАО «МРСК Сибири»
14.	ПС 110 кВ Инкурская	ПАО «МРСК Сибири»
15.	ПС 110 кВ Тухум	ПАО «МРСК Сибири»
16.	ПС 110 кВ Завод	ПАО «МРСК Сибири»
17.	ПС 110 кВ Гусиноозерская	ПАО «МРСК Сибири»
18.	ПС 110 кВ Холбольджино	ПАО «МРСК Сибири»
19.	ПС 110 кВ Западная	ПАО «МРСК Сибири»
20.	ПС 110 кВ Верхняя Березовка	ПАО «МРСК Сибири»
21.	ПС 110 кВ Бурводстрой	ПАО «МРСК Сибири»
22.	ПС 110 кВ Медведчиково	ПАО «МРСК Сибири»
23.	ПС 110 кВ Энергетик	ПАО «МРСК Сибири»
24.	ПС 110 кВ Машзавод	АО «Улан-Удэнский авиазавод»
25.	ПС 110 кВ Исинга	ПАО «МРСК Сибири»
26.	ПС 110 кВ Октябрьская	ПАО «МРСК Сибири»
27.	ПС 110 кВ Шишковка	ПАО «МРСК Сибири»
28.	ПС 110 кВ Южная	ПАО «МРСК Сибири»
29.	ПС 110 кВ Птицефабрика	ПАО «МРСК Сибири»
30.	ПС 110 кВ Эрхирик	ПАО «МРСК Сибири»
31.	ПС 110 кВ Курба	ПАО «МРСК Сибири»
32.	ПС 110 кВ Комсомольская	ПАО «МРСК Сибири»
33.	ПС 110 кВ Поперечная	ПАО «МРСК Сибири»
34.	ПС 110 кВ Бурятферммаш	ПАО «МРСК Сибири»
35.	ПС 110 кВ ЛВРЗ	ОАО «РЖД»
36.	ПС 110 кВ ЗММК	ЗАО «Улан-Удэстальмост»
37.	ПС 110 кВ Монгой	ПАО «МРСК Сибири»
38.	ПС 110 кВ Онохой	ПАО «МРСК Сибири»
39.	ПС 110 кВ Романовка	ПАО «МРСК Сибири»
40.	ПС 110 кВ Багдарин	ПАО «МРСК Сибири»
41.	ПС 110 кВ Хиагда	АО «Хиагда»
42.	ПС 110 кВ Новая	ПАО «МРСК Сибири»
43.	ПС 110 кВ Георгиевская	ПАО «МРСК Сибири»
44.	ПС 110 кВ Сосново-Озерская	ПАО «МРСК Сибири»
45.	ПС 110 кВ Иволга	ПАО «МРСК Сибири»
46.	ПС 110 кВ Тарбагатай	ПАО «МРСК Сибири»
47.	ПС 110 кВ Удинская	ПАО «МРСК Сибири»
48.	ПС 110 кВ Хоринская	ПАО «МРСК Сибири»
49.	ПС 110 кВ Тимлюйская	ПАО «МРСК Сибири»
50.	ПС 110 кВ Кабанская	ПАО «МРСК Сибири»
51.	ПС 110 кВ СЛПБ	ПАО «МРСК Сибири»

№ п/п	Наименование подстанции	Принадлежность
52.	ПС 110 кВ Таловка	ООО «Наратай Энерджи»
53.	ПС 110 кВ Селенга	ПАО «МРСК Сибири»
54.	ПС 110 кВ Мостовка	ПАО «МРСК Сибири»
55.	ПС 110 кВ Селенга-тяговая	ОАО «РЖД»
56.	ПС 110 кВ Татаурово-тяговая	ОАО «РЖД»
57.	ПС 110 кВ Заудинск	ОАО «РЖД»
58.	ПС 110 кВ Прибайкальская	ПАО «МРСК Сибири»
59.	ПС 110 кВ Нестерово	ПАО «МРСК Сибири»
60.	ПС 110 кВ Котокель	ПАО «МРСК Сибири»
61.	ПС 110 кВ Берег	ОЭЗ ТРТ «Байкальская гавань»
62.	ПС 110 кВ Турка	ПАО «МРСК Сибири»
63.	ПС 110 кВ Уро	ПАО «МРСК Сибири»
64.	ПС 110 кВ Баргузин	ПАО «МРСК Сибири»
65.	ПС 110 кВ Баянгол	ПАО «МРСК Сибири»
66.	ПС 110 кВ Могойто	ПАО «МРСК Сибири»
67.	ПС 110 кВ Усть-Баргузин	ПАО «МРСК Сибири»
68.	ПС 110 кВ Зун-Мурино	ПАО «МРСК Сибири»
69.	ПС 110 кВ Кырен	ПАО «МРСК Сибири»
70.	ПС 110 кВ Самарта	ПАО «Бурятзолото»
71.	ПС 110 кВ Байкало-Кудара	ПАО «МРСК Сибири»
72.	ПС 110 кВ Таксимо-тяговая	ОАО «РЖД»
73.	ПС 110 кВ Таксимо-110	ПАО «МРСК Сибири»
74.	ПС 110 кВ Ирокинда	ПАО «Бурятзолото»
75.	ПС 110 кВ Алтан	ПАО «Бурятзолото»
76.	ПС 110 кВ Кедровская	ПАО «Бурятзолото»

Установленная мощность ПС 220 кВ составляет 2 963,0 МВА,
установленная мощность ПС 110 кВ составляет 2053,1 МВА.

Приложение № 2
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики
Бурятия на 2019-2023 годы

**Реестр заявителей (свыше 670 кВт), по заявкам которых заключены
договора технических условий на технологическое присоединение**

№ п/п	Дата подачи заявки	Сетевая организация	Наименование Заявителя	Наименование, адрес объекта	Заявляемая мощность, кВт	Центр питания, линия по стороне 220 - 110 - 35 кВ
1	26.03.2018	ПАО «МРСК Сибири»	Акционерное общество "Полюс Логистика"	ЛЭП 10кВ ТП 10/0,4кВ 1000 кВА и 400 кВА для электроснабжения производственной базы, Бурятия Респ, Муйский р-н, Таксимо пгт, Притрассовая ул, 35А., кадастровый номер земельного участка 03:13:0:0053	775	ПС 110 кВ Таксимо-Временная
2	22.03.2018	ПАО «МРСК Сибири»	Акционерное общество "Улан-Удэ Энерго"	ВЛ 10 кВ, ф 12, ПС "Бурводстрой", Республика Бурятия, г. Улан-Удэ, ул. Иволгинская, ул. Борсова, № 03:24:000000:63434	2000	ПС 110 кВ Бурводстрой
3	20.03.2018	ПАО «МРСК Сибири»	Общество с ограниченной ответственностью "Грин Энерджи Рус"	ЛЭП 10 кВ от распределительного устройства 10 кВ Хоринской солнечной электростанции мощностью 15 МВт, Россия, Республика Бурятия, Хоринский р-н, с Хоринск, к/н 03:21:270108:89	13200	ПС 110 кВ Хоринская
4	01.06.2018	ПАО «МРСК Сибири»	ООО «Бурятская мясоперерабатывающая компания»	Республика Бурятия, Заиграевский район, уч. № 03:06:560102:62	1000	ПС 110 кВ Новая
5	15.03.2018	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Сибири	АО "Разрез Тугнуйский"	ПС 220 кВ Саган-Нур	20000	ПС 220 кВ Саган-Нур
6	13.06.2018	ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС	ООО «Тепличный комплекс	Подстанция 220/10 кВ	27600	Гусиноозерская ГРЭС, ПС 220 кВ

		Сибири	«Гусиноозерский»			Мухоршибирь
--	--	--------	------------------	--	--	-------------

Приложение № 3
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики Бурятия на
2019-2023 годы
Реестр поданных заявок на присоединение к
тепловым сетям

Реестр поданных заявок на присоединение к тепловым сетям с нагрузкой до 0,1 Гкал/час

№ п/п	Потребитель	Адрес запроса Условий Подключения	Объект	Qот, Гкал/час	Qв, Гкал/час	Qгвс, Гкал/час	ΣQ, Гкал/час	Год подключения				
								2019	2020	2021	2022	2023
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1	Жалсанов А.Ж	ул. Ботаническая,71 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Бытовые помещения	0,007400	0,000000	0,000000	0,007400	2019				
2	Ускеева Елена Шагдуровна	ул. Приборная ,15 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,006892	0,000000	0,000000	0,006892	2019				
3	Баяртуева Светлана Сымжитовна	ул. Свердлова, 19А, строение 1 в Советском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,005671	0,000000	0,000000	0,005671	2019				
4	Федоров Павел Михайлович	ул. Ботаническая,35В в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Гараж	0,006500	0,000000	0,000000	0,006500		2020			
5	Норбоева Анисия Константиновна	п. Стеклозавод, ул. Составная,7 в Советском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,012500	0,000000	0,000000	0,012500		2020			
6	ИП Цыденова Елена	ул. Жердева, 20 в Октябрьском районе г.	Кафе	0,008805	0,000000	0,000000	0,008805	2019				

	Тимофеевна	Улан-Удэ										
7	АО Улан-Удэнский авиаремонтный завод	ул.Хоринская, 1А в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Часть нежилого помещения	0,062000	0,000000	0,000000	0,062000	2019				
8	ОАО Улан-Удэнское приборостроительное объединение	ул.Хоца Намсараева, 7 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Крытая стоянка на 8 легковых автомобилей	0,028272	0,000000	0,000000	0,028272	2019				
9	ИП Садыкова Елена Юрьевна	пос. Медведчиково, д. №17А в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Здание гаража КПД	0,080000	0,000000	0,000000	0,080000	2019				
10	Цыбикова Намжил Дамбаевна	ул. Свердлова, 19/1 в Советском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,029373	0,000000	0,000000	0,029373	2019				
11	Местная Древлеправославная религиозная организация Приход в честь Рождества Христова г.Улан-Удэ	ул. Ткацкая, 2/1 и ул. Ткацкая, 2, корпус 2 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	"Часовня", "Церковная лавка"	0,023250	0,000000	0,000000	0,023250	2019				
12	Паршаков Леонид Константинович	ул. Коммунистическая, 13/2 в Советском районе г. Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,012717	0,000000	0,000000	0,012717	2019				
13	Лебедев Алексей Владимирович	пгт. Каменск, ул. Солнечная, 22 в Кабанском районе	Жилой дом	0,003000	0,000000	0,000000	0,003000	2019				
14	Габибов Самид Адалят Оглы	мкр. Загорск, ул. М.Миля, 17 в Железнодорожном	Индивидуальный жилой дом	0,013623	0,000000	0,000000	0,013623		2020			

		районе г. Улан-Удэ										
15	ООО "Асмик"	ул. Дорожная, 42А в Советском районе г. Улан-Удэ	Пристрой к Кафе	0,005600	0,000000	0,057000	0,062600	2019				
16	Нецветаев Алексей Владимирович	пгт. Каменск, ул. Луговая, 10 в Кабанском районе	Жилой дом	0,005000	0,000000	0,006000	0,011000	2019				
17	Мовсеян Вардан Хачикович	пгт. Каменск, ул. Школьная, 20 в Кабанском районе	Нежилое здание магазин	0,006000	0,000000	0,000000	0,006000	2019				
18	Мовсеян Вардан Хачикович	пгт. Каменск, ул. Школьная, 16 в Кабанском районе	Нежилое здание магазин	0,003300	0,000000	0,000000	0,003300	2019				
19	БРО ОГО ВФСО "Динамо"	ул. Куйбышева, 39 в Советском районе г. Улан-Удэ	Кафе "Аран"	0,008574	0,000000	0,000000	0,008574	2019				
20	Цырендашиев Олег Баирович	ул. Свердлова, 27 в Советском районе г. Улан-Удэ	Нежилое здание	0,022800	0,023800	0,012500	0,059100		2020			
21	Комаров Андрей Витальевич	ул. Подкаменская, 64 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом, гараж, бассейн	0,025890	0,000000	0,000000	0,025890		2020			
22	Горюнова Ирина Александровна. Горюнов Евгений Сергеевич	ул. Яшина, 79 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ		0,012958	0,000000	0,000000	0,012958		2020			
23	Пирмаева Э.Н.	ул. Новостройка, 5 в Советском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,005838	0,000000	0,000000	0,005838	2019				

24	Бардунаева Е.А.	ул. Желябова,20 в Советском районе г. Улан-Удэ , п. Стеклозавод	Индивидуальный жилой дом	0,009664	0,000000	0,000000	0,009664	2019					
25	Хабитуева Юлия Валерьевна	ул. Кабанская,86А в Советском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,006760	0,000000	0,000000	0,006760	2019					
26	Чжан Цзиньпэн	ул. Кабанская,86 в Советском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,006760	0,000000	0,000000	0,006760	2019					
27	Пронькин Андрей Борисович	пр. Автомобилистов,1Б в железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Производственное здание	0,067317	0,000000	0,000000	0,067317	2019					
28	Николаев Андрей Владимирович	ул. Приборная,22 в Октябрьском рай	Жилой дом	0,008719	0,000000	0,000000	0,008719	2019					
29	Герштейн Михаил Анатольевич	ул. Рублевская,37 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,019713	0,000000	0,000000	0,019713	2019					
30	Ландина Людмила Николаевна	ул. Рублевская,36 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,010008	0,000000	0,000000	0,010008	2019					
31	Ребягина Наталья Викторовна	ул. Рублевская,35 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,009632	0,000000	0,000000	0,009632	2019					
32	ИП Рагимов Ш.К.	ул. Ботаническая,38 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	склады Строение 1,3, 6	0,064450	0,000000	0,000000	0,064450	2019					
33	Евсеева Ж.Ж. (Цыбикдоржиев Жанчип Дагбаевич)	ул. Бабушкина ,164 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Пристрой офис, Пристрой кафе	0,007600	0,000000	0,000000	0,007600	2019					

34	ИП Бредний Вадим Витальевич	140 мкр. в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Спортивный центр	0,052200	0,000000	0,042570	0,094770	2020				
35	ИП Батуева Екатерина Григорьевна	ул.Трубачеева,67 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Нежилые помещения	0,072750	0,000000	0,000000	0,072750	2019				
36	Рандина Людмила Галактионовна	ул. Славянская, д.3 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Индивидуальный жилой дом	0,009700	0,000000	0,000000	0,009700	2019				
37	ИП Назарова Т.Н.	ул. Революции 1905 г. в Железнодорожном районег. Улан-Удэ	Магазин	0,024789	0,000000	0,000000	0,024789	2020				
38	Сметанин Иван Иванович	111 мкр. Жилой дом №8Б в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Жилой дом №8 Б	0,008963	0,000000	0,000000	0,008963	2020				
39	Чимитдоржиев Санжимитуп Дылгырович	ул. Пищевая,23/1 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	1/2 часть 2х квартирного жилого дома	0,010900	0,000000	0,000000	0,010900	2020				
40	ГБУ Централизованная Бухгалтерия Министерства образования и науки Республики Бурятия	ул. Хоца Намсараева,5 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Бытовка,Бокс 1,Бокс2, Бокс3	0,035482	0,000000	0,000000	0,035482	2019				
41	Ларионов Андрей Анатольевич	ул. Октябрьская,48 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Пристрой к нежилому зданию	0,029490	0,000000	0,000000	0,029490	2020				
42	Дашиев Алдар Соктоевич	ул. Грушевая,27 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,006000	0,000000	0,000000	0,006000	2019				

43	МРОПП Храма блаженной Матроны Московской	ул. Батожабая, вблизи дома №9 п. Стеклозавод	Храм	0,013912	0,000000	0,008914	0,022826	2020				
44	Бородин Андрей Михайлович	пр. Автомобилистов,1 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Нежилое здание	0,048037	0,000000	0,000000	0,048037	2019				
45	Ботоев Юрий Илларионович	ул. Ключевская,45А в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Магазин	0,020948	0,000000	0,000000	0,020948	2019				
46	Дымчикова Дыжит Цырендондоков на	ул. Лермонтова,19 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Реконструкци я жилого дома	0,014034	0,000000	0,000000	0,014034	2019				
47	Жигарев Алексей Викторович	ул. Автотранспортная,19 А в Советском районе г. Улан-Удэ	Индивидуаль ный жилой дом	0,006810	0,000000	0,000000	0,006810	2020				
48	ООО ТАН	пр. Автомобилистов,5А В Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Реконструкци я универсально го здания теплой автостоянки	0,004420	0,000000	0,000000	0,004420	2019				
49	Пликайтус ольга Иннокентьевна	ул. Российская,26 в Советском районе г. Улан-Удэ	Индивидуаль ный жилой дом	0,012864	0,000000	0,000000	0,012864	2019				
50	Борисов Дмитрий Викторович	ул. Амбулаторная в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Пристрой, гараж	0,035000	0,000000	0,000000	0,035000	2019				
51	Бадмацыбенова Дарима Гомбожаповна	111 квартал, дом 8 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Индивидуаль ный жилой дом	0,006735	0,000000	0,000000	0,006735	2020				

52	Еремина Елена Валентиновна	ул.Российская, д.24А в Советском районе г.Улан-Удэ	Жилой дом	0,009134	0,000000	0,000000	0,009134	2020				
53	Тогошеев Валерий Юрьевич Тогошеева Наталья Шифовна	ул.Исаева, д.37А в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Индивидуаль ный жилой дом	0,011408	0,000000	0,000000	0,011408	2019				
54	Аношин Алексей Александрович	п.Энергетик в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Бокс №1, Бокс №2	0,008126	0,000000	0,000000	0,008126	2019				
55	Бузаева Лариса Юрьевна	ул. Яшина,28 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Индивидуаль ный жилой дом	0,007419	0,000000	0,000000	0,007419	2019				
56	ФЛ Ральдина Сэсэгма Кимовна	ул. Шевченко,20 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Гараж. Баня	0,011025	0,000000	0,000000	0,011025	2019				
57	ООО ТАН	пр. Автомобилистов,5А В Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Теплая стоянка автомобилей	0,051230	0,000000	0,000000	0,051230	2019				
58	Доржиев Баир Владимирович	ул. Сахьяновой,9/21 в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Склад	0,019850	0,000000	0,000000	0,019850	2019				
59	Гордеев Сергей Александрович	ул. Тупик суконной фабрики,8	Администрат ивное здание	0,014909	0,000000	0,000000	0,014909	2019				
60	Цыбикова Цыпилма Дашиевна	112 квартал, 2Б в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом №2Б	0,010600	0,000000	0,000000	0,010600	2019				
61	Цыбикдоржина Арюна Батожаргаловна	ул. Угловая,23 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,008843	0,000000	0,000000	0,008843	2019				

62	Кравцов Павел Спиридонович	на пересечении ул. Столичная и ул. Севастопольская в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Здание магазина	0,055300	0,000000	0,000000	0,055300	2019				
63	Андриевский Андрей Александрович	п. Каменск, ул. Кирова,9	Нежилое здание	0,005720	0,000000	0,000000	0,005720	2019				
64	Думкин Сергей Викторович	ул.Фадеева, 3/1 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Мансардный этаж жилого дома	0,003200	0,000000	0,000000	0,003200	2019				
65	ИП Шагдарова И.В.	ул. Строителей,17 в Советском районе г. Улан-Удэ	Пристрой к складу №10	0,086700	0,000000	0,000000	0,086700	2019				
66	Юндунов Доржи Батожаргалович	112 микрорайон в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом №2А	0,010500	0,000000	0,000000	0,010500	2019				
67	Шевченко Владимир Владимирович	ул.Хантаева, 51	Частный дом	0,009560	0,000000	0,000000	0,009560	2019				
68	ФЛ Очиров Валерий Пурбуевич	ул. Нестерова,14 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Пристрой к жилому дому	0,006630	0,000000	0,000000	0,006630	2019				
69	ФЛ Булсунаева Марина Петровна	ул. Шаляпина,31 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Пристрой к магазину	0,011600	0,000000	0,000000	0,011600	2019				
70	ИП Шагдарова И.В.	ул. Геологическая,13 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Пристрой к магазину	0,019770	0,000000	0,000000	0,019770	2019				
71	ФЛ Шатуева Варвара Ивановна	ул. Мерецкова,8 кв. 2 в Советском районе г. Улан-Удэ	Надстрой 2 и 3 этажи жилого дома	0,014061	0,000000	0,000000	0,014061	2019				

72	Чжан Минь, Юань Хунбо	ул. Жердева,10А в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Склад	0,020597	0,000000	0,000000	0,020597	2019				
73	ООО Забота	ул. Ботаническая,68 в Железнодорожном районе г. Улан=Удэ	Здание авторемонтна я станция	0,009620	0,000000	0,000000	0,009620	2019				
74	ООО Забота	ул. Ботаническая,68 в Железнодорожном районе г. Улан=Удэ	Здание бутик	0,007000	0,000000	0,000000	0,007000	2019				
75	Кобылкин Андрей Николаевич	с. Тимлюй, ул. Кобылкина, 5, кв. 2 в Кабанском районе	Жилое здание	0,009000	0,000000	0,000000	0,009000	2019				
76	Перевалов Андрей Юрьевич	п. Каменск, ул. Октябрьская, 66 в Кабанском районе	Жилой дом	0,006000	0,000000	0,000000	0,006000	2019				
77	Наумова Марина Александровна	п. Каменск, ул. Советская, 14 в Кабанском районе	Магазин "Радуга"	0,009483	0,000000	0,000000	0,009483	2019				
78	Югов Алексей Александрович	п. Каменск, ул. Снежная, 12 в Кабанском районе	Жилой дом	0,016000	0,000000	0,000000	0,016000	2019				
79	Новолодский Андрей Александрович	п. Каменск, ул. Солнечная 20 в Кабанском районе	Жилой дом	0,006019	0,000000	0,000000	0,006019	2019				
80	Будаев Николай Гармаевич	105 мкр., 1/6, Октябрьский район г. улан-Удэ	Пристрой к жилому дому	0,004531	0,000000	0,000000	0,004531	2019				
81	ИП Ананин Владимир Сергеевич	ул. Трубачеева,144-А,57 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Потребительс кий гаражно- строительный кооператив №302 Боксы 14,15,39,40,64	0,044000	0,000000	0,000000	0,044000	2019				

			,65,66,67,73									
82	Гармаев Виктор Владимирович	ул. Миля,25 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,010900	0,000000	0,000000	0,010900	2019				
83	Гуля-Яновский Алексей Всеволодович	ул. Крылова,3А в Октябрьский район г. Улан-Удэ	Пристрой к магазину "За Рулем"	0,013990	0,000000	0,000000	0,013990	2019				
84	Стасевич Роман Викторович	ул. Яшина,30 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,012100	0,000000	0,000000	0,012100	2019				
85	Старкова Наталья Анатольевна	ул. Жердева, 20 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Нежилое здание, 90кв.метров	0,007029	0,000000	0,000000	0,007029	2019				
86	Джебраилов Лятиф Гурбанали оглы	ул. Пионерская,34 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Магазин	0,022000	0,036000	0,014000	0,072000		2020			
87	ООО Бест Плюс	115 микрорайон Октябрьского района г. Улан-Удэ	2-х этажное жилое здание	0,042565	0,000000	0,000000	0,042565		2020			
88	ФЛ Аюшеева Туяна ринчиновна	ул. Яшина,35 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,012100	0,000000	0,000000	0,012100		2020			
89	ООО "СтройДомКалининский"	ул. Калинина в Советском районе г. Улан-удэ	Торгово-офисный комплекс Калининский	0,073486	0,000000	0,000000	0,073486	2019				
90	ИП Назарова Таисья Николаевна	ул. Пугачева, 35 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Магазин	0,047000	0,000000	0,000000	0,047000	2019				

91	Шленкевич Борис Леонтьевич	ул. Строителей, 8А в Советском районе г. Улан-Удэ	Магазин "Заречный", надстрой второго этажа	0,014299	0,000000	0,000000	0,014299	2019					
92	Яковлева Татьяна Евгеньевна	ул. Жердева, 136Б в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Здание кафе	0,023500	0,000000	0,000000	0,023500	2019					
93	Черепанов Альберт Саянович	ул. Моховая, 101А/2 в Железнодорожном районе г. Улан- Удэ	Здание Автостоянки	0,020868	0,000000	0,000000	0,020868	2019					
94	Бурятская республиканская общественная организация охотников и рыбаловов (БРОООиР)	ул. Жердева, 16 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Мансарда магазина "Выстрел"	0,007020	0,021300	0,000000	0,028320	2019					
95	Гранина Алена Александровна	п. Каменск, ул. Снежная, 10 в Кабанском районе	Жилой дом	0,007131	0,000000	0,000000	0,007131	2019					
96	ООО "Забайкальский центр аварийно- спасательных и экологических технологий"	ул. Амбулаторная в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	База аварийно- спасательного о формировани я с гаражом	0,033152	0,000000	0,000000	0,033152	2019					
97	Казьмина Татьяна Ивановна	ул. Сахьяновой, 14 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,009905	0,000000	0,000000	0,009905	2019					
98	Муниципальное автономное учреждение "Спортивная школа олимпийского	ул. Трубочеева, 24	Здание МАУ "СШОР №9"	0,000000	0,000000	0,023335	0,023335	2019					

	резерва №9" г. Улан-Удэ												
99	ООО "Зол"	ул. Гагарина, 25 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	ТД и ГЦ "Сагаан Морин" вторая очередь	0,021490	0,000000	0,000000	0,021490	2019					
100	ИП Бредний Диана Вадимовна	ул. Борсоева, в Советском районе г. Улан-Удэ	Магазин по ул. Борсоева в Советском районе г. Улан-Удэ	0,047000	0,000000	0,000000	0,047000	2019					
101	Инкин Евгений Иванович	ул. Богдана Хмельницкого, 28 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,007016	0,000000	0,000000	0,007016	2019					
102	Молодеев Саян Андреевич	ул. Кольцова, 9а в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Станция технического обслуживани я автомобилей	0,021836	0,000000	0,000000	0,021836	2019					
103	Норбоев Олег Баирович	ул. Коммунальная, 15 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилой дом	0,007137	0,000000	0,000000	0,007137	2019					
104	ИП Шагдарова И.В.	ул. Ключевская, 39д, стр. 3 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Магазин	0,082200	0,000000	0,000000	0,082200	2019					
105	ИП Шагдарова И.В.	ул. Ключевская, 39д в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Пристрой к существующе му складу. Здание АБК. Здание	0,051500	0,000000	0,000000	0,051500	2019					

			перехода									
				2,122678	0,081100	0,164319	2,368097	1,896444	0,471653	0,0000 00	0,0000 00	0,0000 00

Реестр поданных заявок на присоединение к тепловым сетям с нагрузкой от 0,1 до 1,5 Гкал/час

№ п/п	Потребитель	Адрес запроса Условий Подключения	Объект	Q _{от} , Гкал/час	Q _в , Гкал/час	Q _{гвс} , Гкал/ час	ΣQ, Гкал/час	Год подключения					
								2019	2020	2021	2022	2023	
1	ИП Кашина Э.М.	ул. Ботаническая, д.35Д в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Торгово-Деловой центр	0,317540	0,645000	0,074890	1,037430		2020				
2	Автохозяйство Федеральное Казенное Учреждение "Центр хозяйственного и сервисного обеспечения" (ФКУ "ЦХ и СО МВД по РБ")	ул. Ботаническая,33Е в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Автохозяйство ФКУ "ЦХ и СО МВД по РБ"	0,938790	0,000000	0,000000	0,938790		2020				
3	ДНТ "Ботаника"	в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Жилая застройка на Верхней Березовке г. Улан-Удэ (двухэтажные 37 домов)	0,668997	0,000000	0,000000	0,668997	2019					

4	ООО КомфортСтрой	ул. Линховоина в Советском районе г. Улан-Удэ	Гостиница	0,052000	0,000000	0,178000	0,230000		2020			
5	Жалсараев Владимир Болотович	ул. Амбулаторная в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Общежитие	0,116000	0,000000	0,182000	0,298000		2020			
6	ООО "Стрелец"	144 мкр в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Жилые дома блокированной застройки	0,132750	0,000000	0,000000	0,132750			2021		
7	ООО "РЕМ"	ул.Пржевальского, 8 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом	0,234100	0,000000	0,451440	0,685540			2021		
8	Базарон Баир Клементьевич; Базарон Ирина Константиновна	ул. Революции 1905г, д 31 в Железнодорожном районе г.Улан-Удэ	Бар-ресторан	0,049755	0,000000	0,099700	0,149455	2019				
9	ФГБОУ ВО "БГУ"	ул. Пушкина,25 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Студенческое общежитие №1	0,201000	0,080000	0,484000	0,765000	2019				
10	МАОУ "Гимназия №14"	ул. Чертенкова,3 в Железнодорожном районе г. Улан -Удэ	Пристрой пищеблока	0,010148	0,142542	0,056900	0,209590			2021		
11	ИП Садыкова Елена Юрьевна	ул. Бабушкина в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Торговый центр	0,800000	0,690000	0,000000	1,490000			2021		
12	ИП Доржиев Геннадий Юрьевич	ул. Бабушкина в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Многоквартирные жилые дома	0,700000	0,000000	0,660000	1,360000			2021		
13	МУ "Улан- Удэстройзаказчик"	ул. Кабанская,28 в Советском районе г. Улан-Удэ	Школа в мкр. Заречный	0,380800	0,000000	0,000000	0,380800			2021		

14	ООО Монолит	ул. Ключевская,90а в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом Блок 4	0,308138	0,000000	0,288386	0,596524	2019				
15	ООО Бургражданстрой	ул. Каландаришвили,31 в Советском районе г. Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом	0,135100	0,000000	0,209000	0,344100	2019				
16	ИП Тураев Николай Анатольевич	ул. Трубачеева,158 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Здание торговли автотоварами и обслуживания автомобилей	0,034000	0,098000	0,002300	0,134300	2019				
17	ООО "Бест Плюс"	Железнодорожный район г. Улан-Удэ	Жилой комплекс "ВЕСНА" 2.1 этап строительства	0,216815	0,000000	0,346920	0,563735		2020			
18	Харахинова Елизавета Васильевна	ул. Балтахинова, 40 в Советском районе г. Улан-Удэ	Кафе	0,036329	0,145402	0,070560	0,252291			2021		
19	ООО "СмитИнвест"	128 квартал в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Многоквартирные жилые дома 4 очереди 128 квартала	0,500000	0,000000	0,620000	1,120000		2020			
20	ИП Садыкова Елена Юрьевна	140Б квартал в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Многоквартирная жилая застройка 140Б квартала	0,680000	0,000000	0,810000	1,490000		2020			
21	ООО Бургражданстрой	ул. Революции 1905 года в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	"Многоквартирный жилой домпо проспекту 50-летия Октября"	0,362000	0,062000	0,431400	0,855400		2020			

22	ИП Кашина Э.М.	ул. Ботаническая,35 в в Железнодорожном райне г. Улан-Удэ	Кузница, Здание , Склад, Гараж стоянка на 25 мест	0,162206	0,000000	0,000000	0,162206	2019				
23	ДНТ"Ургы"	ул. Ветеранов п. Верхняя Березовка	Жилые дома	0,517500	0,000000	0,000000	0,517500		2020			
24	ГКУ РБ "УКС ПРБ"	г. Улан-Удэ, ул. Жердева в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Республиканский центр стрельбы из лука в г. Улан-Удэ Республика Бурятия	0,108970	0,302236	0,088000	0,499206		2020			
25	ООО Дюпон-Инвест	г. Улан-Удэ ул. Жердева в Октябрьском районе	Индивидуальные жилые дома в 142 квартале (29 шт)	0,486000	0,000000	0,918000	1,404000	2019				
26	ДНТ Багульник	ул. Багульная в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ п. Верхняя Березовка	индивидуальные жилые дома	0,134550	0,000000	0,000000	0,134550		2020			
27	ДНТ Аршан	ул. Аршанская, жилые дома №1-107	Индивидуальные жилые дома	0,936638	0,000000	0,000000	0,936638		2020			
28	ООО "ТАЛААН"	ул. Дорожная, 4 в Советском районе г.Улан-Удэ	Торгово-офисный центр	0,190086	0,306942	0,000000	0,497028	2019				
29	Урбаева Евдокия Спиридоновна	47 квартал в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Многоквартирные жилые дома в 47 квартале	0,340740	0,000000	0,823360	1,164100	2019				

30	ООО Эгида	Пересечение ул. Трубачеева и Городская в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Визитный центр	0,110000	0,000000	0,000000	0,110000		2020				
31	ИП Аюшиев Вячеслав Дашиевич	ул. Ленина,39 в Советском районе г. Улан-Удэ	Многофункциональный комплекс ФОРУМ, 2 очередь строительства	0,385500	0,549500	0,103200	1,038200			2021			
32	ООО Мираж	около жилого дома Димитрова,6 в Советском районе г. Улан-Удэ	Гостиница на 96 мест	0,943545	0,200621	0,040500	1,184666		2020				
33	ООО Океан	ул. Лебедева,10 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Гараж,Нежилое здание 1, Нежилое здание 2, Нежилое помещение, Административно- гостиничное здание, проходная,цех.	0,200168	0,194359	0,072600	0,467127	2019					
34	Колмакова Любовь Ивановна	ул. Лебедева,10 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Гараж, нежилое здание1, нежилое здание2, нежилое помещение	0,139303	0,016494	0,086400	0,242196	2019					

35	ООО Бизнес-Инвест	ул. Ключевская, в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Блок 3	0,103570	0,000000	0,084798	0,188368	2019				
36	ООО Регион строй	мкр. Энергетик в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Детский сад на 280 мест	0,256389	0,182307	0,212400	0,651096	2019				
37	ООО Регион строй	ул. Толстихина, 26 в Советском районе г. Улан-Удэ	Детский сад на 280 мест	0,256389	0,182307	0,212400	0,651096		2020			
38	ООО Фортуна Трейд	пр. Автомобилистов, 4Б в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Объекты ООО Фортуна Трейд	0,460808	0,000000	0,000000	0,460808	2019				
39	ООО "Тимбермаш Байкал"	ул. Дорожная, 22	Сервисный центр	0,124000	0,156000	0,053000	0,333000	2019				
40	Обособленное структурное подразделение "Автобаза связи"	ул. Дзержинского, 1 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Автобаза связи (10 зданий)	0,357970	0,000000	0,000000	0,357970		2020			
41	МБУ Городское лесничество	Верхняя Березовка Ипподром 3 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	административное здание №1, №2, Гараж	0,078000	0,026400	0,012100	0,116500	2019				
42	Березовский Игорь Геннадьевич	ул. Пирогова, 3А в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Здание производственного корпуса	0,500000	0,000000	0,300000	0,800000	2019				
43	ГКУ РБ УКС ПРБ	ул. Пирогова в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Центр ядерной медицины (ЦЯМ)	0,055941	0,537807	0,025972	0,619720		2020			

44	МАОУ "СОШ №35"	БКМ, 15 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Реконструкция МАОУ г.Улан-Удэ "СОШ №35" РБ, г.Улан-Удэ, БКМ, 15 пристрой пищеблока	0,034967	0,194320	0,338321	0,567608	2020				
45	Игумнов Виктор Петрович	пр. Автомобилистов в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Магазин Автозапчастей	0,175000	0,122800	0,018600	0,316400	2019				
46	ООО Бургражданстрой	ул. Толстихина, 2Б мкр. Заречный в Советском районе г. Улан-Удэ	Ясли-сад на 280 мест	0,190200	0,114500	0,238100	0,542800	2019				
58	МУП "Водоканал"	1.КНС ул. Крылова, 4б	КНС (канализационно-насосные станции)	0,033912	0,000000	0,000000	0,033912	2019				
		2.КНС ул. Забайкальская, 18а		0,047635	0,000000	0,000000	0,047635					
		3.КНС ул. Кирова, 32		0,014927	0,000000	0,000000	0,014927					
		4.КНС ул. Пищевая, 3в		0,019828	0,000000	0,000000	0,019828					
		5.КНС-8а пр. Автомобилистов, 11д		0,047630	0,305400	0,000000	0,353030					
59	ООО Дюпон-Инвест	142 мкр. г. Улан-Удэ	Детский сад на 280 мест в 142 мкр. г. Улан-Удэ	0,263180	0,163302	0,212400	0,638882	2019				
60	ООО Никмед	ул.Смолина в Советском районе г. Улан-Удэ	Офисное здание	0,169670	0,382739	0,087743	0,640152	2019				
61	Комитет по строительству Администрации г.Улан-Удэ*	ул.Ринчино 102 микрорайон в Октябрьском районе	Детский сад на 280 мест	0,337303	0,084777	0,236447	0,658527	2019				

62	Комитет по строительству Администрации г.Улан-Удэ	микрорайон Сокол в Советском районе г. Улан- Удэ	Детский сад на 280 мест	0,659000	0,000000	0,000000	0,658527	2019					
63	ИП Гергенов Михаил Денисович	ул. Советская 8	Предприятие торговли и общественного питания	0,210000	0,290000	0,370000	0,870000	2020					
64	ООО Бургражданстрой	ул.Смолина,67 в Советском районе г. Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом	0,379000	0,000000	0,691000	1,070000	2020					
65	ООО "Бест плюс"	проспект 50 лет Октября	Многофункциональный комплекс с подземной автостоянкой по пр. 50 лет Октября	0,314846	0,000000	0,521306	0,836152	2020					
66	ИП Рогов Сергей Александрович	по ул. Жердева в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Многофункциональный спортивный комплекс	0,153000	0,745100	0,075120	0,973220	2020					
67	ООО "Капиталстрой"	105 микрорайон	Многоквартирный жилой дом 1.1	0,079000	0,000000	0,131000	0,210000	2020					
68	ООО "Капиталстрой"*	105 микрорайон	Многоквартирный жилой дом 1.2	0,078000	0,000000	0,131000	0,209000	2020					
69	ООО "Капитал Строй"*	105 квартал в Октябрьском районе г.Улан-Удэ	Многоквартирный жилой дом №2	0,086000	0,000000	0,123000	0,209000	2020					

70	МАУ "Городской культурный центр"	ул. Буйко, 2А в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Реконструкция здания МАУ "Городской культурный центр"	1,344700	0,000000	0,000000	1,344700		2020			
71	МУ "Улан-Удэстройзаказчик"	ул. Цыбикова, 2 в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Школа	0,518000	0,462000	0,290000	1,270000		2020			
72	Шурыгин Анатолий Юрьевич	ул. Тулаева в Октябрьском районе г. Улан-Удэ	Оздоровительный центр	0,048340	0,068934	0,015004	0,132278		2020			
73	ГБОУ "Республиканский бурятский национальный лицей-интернат №1"	ул. Чертенкова, 30 в Железнодорожном районе г. Улан-Удэ	Строительство корпуса на 100 мест РБНЛИ №1: блок младших классов и спортивный комплекс	0,150000	0,050000	0,040000	0,240000			2021		
74	ООО "Бурятпромресурс"*	ул. Домостроительная, 3а	Авторьнок на Силикатном	0,139000	0,000000	0,370000	0,509000			2021		
75	Нутхеева Надежда Степановна (Долевая собственность 1/2) Башкуев Андрей Михайлович (Долевая собственность 1/2)	102 квартал г. Улан-Удэ	Многоквартирные жилые дома в 102 мкр-не Октябрьского района	0,774600	0,000000	0,445000	1,219600			2021		

76	ООО "Стройтерминал"	ул.Ключевская,29	Третья очередь жилого комплекса "Ключи"	1,000000	0,000000	0,000000	1,000000				2022	
77	ИП Алажинов М.А.	112 мкр, вблизи жилого дома № 9а	Торговый центр	0,022214	0,09361	0,09238	0,20820				2022	
78	ИП Кузнецов С.Н.*	111 микрорайон	12 эт. Жилой дом в 111 микрорайоне	0,261000	0,263000	0,000000	0,524000					2023
79	ГКУ РБ "УКС ПРБ"	Республика Бурятия, г. Улан-Удэ, ул. Ленина, 46	Приспособление и современное использование здания под Театр кукол "Ульгэр"	0,009630	0,533881	0,099360	0,642871			2020		
				21,283116	8,392276	12,524010	42,198930					

Реестр поданных заявок на присоединение к тепловым сетям г. Гусиноозерск

N п/п	Заказчик	Адрес	Объект	Нагрузка, Гкал/час				Год подключения				
				Отоп.	Вент.	ГВС	Общая	2019	2020	2021	2022	2023
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Раздел 1. Объекты с нагрузкой до 0,1 Гкал/час												
1	Ступина Екатерина Ивановна	ул. Рабочая,1	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-

2	Мельникова Любовь Ивановна	ул. Рабочая,1А	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
3	Чижиков Виктор Николаевич	ул. Рабочая,2	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
4	Туленов Сергей Есимович	ул. Рабочая,4	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
5	Полонов Андрей Викторович	ул. Рабочая,6	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
6	Кваско Алексей Николаевич	ул. Рабочая,8	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-
7	Федяшин Николай Павлович	ул. Рабочая,9	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
8	Полонов Андрей Викторович	ул. Рабочая,10	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
9	Герасимова Ирина Федоровна	ул. Рабочая,11	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
10	Десятова Анастасия Николаевна	ул. Рабочая,15	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
11	Владиминова Марина Иихайловна	ул. Пионерская,4	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
12	Лобанова Марина Васильевна	ул. Пионерская,6	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
13	Викулина Мария Васильевна	ул. Пионерская,29	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
14	Григорьева валентина Константиновна	ул. Бестужева,1	Жилой дом	0,011	0	0	0,011	план	-	-	-	-
15	Яковлева Алена Юрьевна	ул. Бестужева,2	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-

16	Ковшин Петр Тимофеевич	ул. Бестужева,7	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
17	Собенников Роман Сергеевич	ул. Бестужева,9	Жилой дом	0,014	0	0	0,014	план	-	-	-	-
18	Кочетов Николай Иванович	ул. Бестужева,10	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
19	Рахымжанова Н.В.	ул. Бестужева,11	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
20	Ткачева Надежда Леонидовна	ул. Бестужева,12	Жилой дом	0,014	0	0	0,014	план	-	-	-	-
21	Осечкова Екатерина Петровна	ул. Бестужева,13	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
22	Ткачева Надежда Леонидовна	ул. Бестужева,17	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
23	Протопопов Юрий Петрович	ул. Бестужева,20	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
24	Громов Александр Михайлович	ул. Бестужева,21	Жилой дом	0,012	0	0	0,012	план	-	-	-	-
25	Голстихина Татьяна Сергеевна	ул. Бестужева,21А	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
26	Леонтьева Тамара Александровна	ул. Бестужева,22	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
27	Рябов Николай Иванович	ул. Бестужева,24	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
28	Пономарева Наталья Викторовна	ул. Бестужева,26	Жилой дом	0,011	0	0	0,011	план	-	-	-	-
29	Еремин Сергей Александрович	ул. Бестужева,27	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
30	Калашникова	ул. Бестужева,28	Жилой дом	0,011	0	0	0,011	план	-	-	-	-

	Татьяна Ивановна											
31	Рябова Лариса Алексеевна	ул. Бестужева,31	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
32	Горбова Юлия Александровна	ул. Бестужева,32	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
33	Казарикин Александр Анатольевич	ул. Бестужева,34	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
34	Стрельников Виктор Леонидович	ул. Бестужева,35	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
35	Бадмаев Александр Ринчинович	ул. Бестужева,38	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
36	Мункожапов Юрий Дабаевич	ул. Бестужева,44	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
37	Хисамов Ренат Кабирович	ул. Бестужева,45	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
38	Калиниченко Игорь Андреевич	ул. Бестужева,57	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
39	Аюшеева Светлана Юрьевна	ул. Бестужева,77	Жилой дом	0,011	0	0	0,011	план	-	-	-	-
40	Гарипова Асия Мухаметовна	ул. Оцимика,1	Жилой дом	0,011	0	0	0,011	план	-	-	-	-
41	Ветошников Николай Иванович	ул. Оцимика,2	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
42	Кузьмин Илья Иванович	ул. Оцимика,4	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
43	Гологанов Алексей Николаевич	ул. Оцимика,5	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-

44	Хорошилов Александр Владимирович	ул. Оцимика,6	Жилой дом	0,019	0	0	0,019	план	-	-	-	-
45	Буторина Наталья Владимировна	ул. Оцимика,7	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
46	Оскорбина Анна Ивановна	ул. Оцимика,7А	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
47	Петров Григорий Еорович	ул. Оцимика,9	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
48	Губкина Ольга Ивановна	ул. Оцимика,9А	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
49	Коротов Виктор Викторович	ул. Оцимика,10	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-
50	Шкедова Альбина Иннокентьевна	ул. Оцимика,11	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
51	Гантимуров Александр Георгиевич	ул. Оцимика,21	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
52	Яковлева Алена Юрьевна	ул. Оцимика,27	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
53	Молокова Зинаида Георгиевна	ул. Оцимика,28	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
54	Черных Илья Фролович	ул. Оцимика,29	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
55	Григорьева Людмила Пантелеймоновна	ул. Оцимика,31	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-
56	Бугринский Андрей никколаевич	ул. Оцимика,36	Жилой дом	0,003	0	0	0,003	план	-	-	-	-
57	Хомяков Александр	ул. Оцимика,38	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-

	Михайлович											
58	Бугринский Николай Васильевич	ул. Оцимика,43	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
59	Ганеев Михаил Александрович	ул. Оцимика,46	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-
60	Мясников Василий Константинович	ул. Оцимика,47	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-
61	Макеева светлана Витальевна	ул. Оцимика,49	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
62	Ковалев Павел Николаевич	ул. Оцимика,56	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
63	Архипова Людмила Васильевна	ул. Оцимика,60	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
64	Букарева Нина Владимировна	ул. Оцимика,61	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
65	Цыремпилова Нина Дабаевна	ул. Оцимика,65А	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
66	Лумбунова Дина Михайловна	ул. Оцимика,66	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
67	Никонов Вячеслав Сергеевич	ул. Оцимика,68	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
68	Токоренко светлана Александровна	ул. Оцимика,69	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-
69	Калмынин Александр Михайлович	ул. Оцимика,70	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
70	Коротов Николай Андреевич	ул. Оцимика,71	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-

71	Калашников Максим Владимирович	ул. Оцимика,72	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
72	Габитова Валентина Степановна	ул. Оцимика,73	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
73	Бучкин Владимир Александрович	ул. Оцимика,74	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
74	Медведева Зоя Васильевна	ул. Оцимика,75	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
75	Агеева Людмила Михайловна	ул. Оцимика,76	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
76	Идрисова Мадина Абдурахмановна	ул. Оцимика,77	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
77	Абдуллин Василий Рафкатович	ул. Оцимика,79	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
78	Куйдин Геннадий Степанович	ул. Оцимика,81	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
79	Мальшева Галина Ивановна	ул. Оцимика,85	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
80	Хомяков Владислав Иванович	ул. Оцимика,87	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
81	Короткова Нина Юрьевна	ул. Садовая,4	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
82	Калашникова Светлана Ивакимовна	ул. Садовая,5	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
83	Колодина Оксана Леонидовна	ул. Садовая,9	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
84	Иванова Лидия Валентиновна	ул. Садовая,10	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-

85	Колодина Оксана Леонидовна	ул. Садовая,11	Жилой дом	0,012	0	0	0,012	план	-	-	-	-
86	Колодин Андрей Евгеньевич	ул. Садовая,12	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
87	Власов Николай Васильевич	ул. Садовая,15	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
88	Тимофеева Людмила Христофоровна	ул. Садовая,18	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
89	Бурдуковская Надежда Геннадьевна	ул. Садовая,19	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
90	Токарева римма Константиновна	ул. Садовая,21	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
91	Рекунова Татьяна Степановна	ул. Садовая,24	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
92	Яковлев Алексей Викторович	ул. Садовая,25	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
93	Роор Виктор Иванович	ул. Садовая,26	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
94	Шульдякова Мария Ивановна	ул. Садовая,29	Жилой дом	0,011	0	0	0,011	план	-	-	-	-
95	Иванов Геннадий Владимирович	ул. Садовая,30	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
96	Шульдяков Леонид Сергеевич	ул. Садовая,31	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
97	Ананина Елена Викторовна	ул. Садовая,34	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
98	Якушин Николай Иванович	ул. Садовая,35	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-

99	Башеева Александра Вячеславовна	ул. Садовая,41	Жилой дом	0,013	0	0	0,013	план	-	-	-	-
100	Победенный Владимир Григорьевич	ул. Садовая,42	Жилой дом	0,013	0	0	0,013	план	-	-	-	-
101	Рябов Олег Алексеевич	ул. Садовая,45	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
102	Алеев Ринат Маратович	ул.Садовая,46	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
103	Михайлова Наталья Сагидзянова	ул. Садовая,47	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
104	Даминов Сагидзян Даминович	ул. Садовая,49	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
105	Даминов Александр Сагидзянович	ул. Садовая,50	Жилой дом	0,017	0	0	0,017	план	-	-	-	-
106	Пелин Александр Леонидович	ул. Садовая,51	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
107	Толстихин Константин Викторович	ул. Садовая,51А	Жилой дом	0,012	0	0	0,012	план	-	-	-	-
108	Дагбаева Раиса Петровна	ул. Садовая,52	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
109	Бекарев Виктор Михайлович	ул. Садовая,53	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
110	Якушина Галина Васильевна	ул. Садовая,54	Жилой дом	0,016	0	0	0,016	план	-	-	-	-
111	Даминов Николай Сагидзянович	ул. Садовая,56	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
112	Хаметвалеев Руслан	ул. Садовая,57	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-

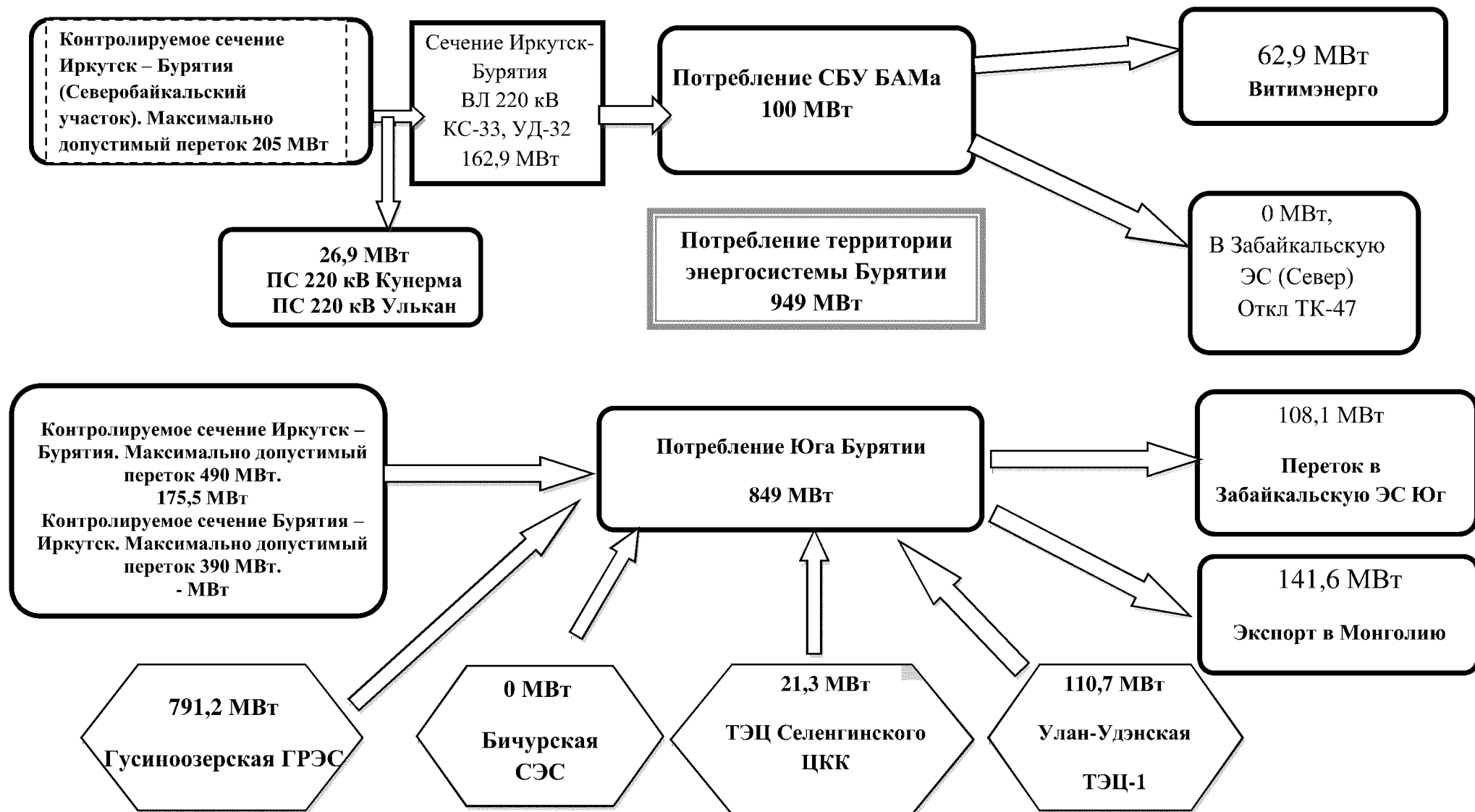
	Рашидович											
113	Фазульязнова Анна Юрьевна	ул. Садовая,59	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
114	Хаметвалеева Надежда Рашидовна	ул. Садовая,61	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
115	Зарубина Наталья Михайловна	ул. Садовая,62	Жилой дом	0,015	0	0	0,015	план	-	-	-	-
116	Перун Любовь Алексеевна	ул. Садовая,63	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
117	Токаренко Анна Алексеевна	ул. Садовая,64	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
118	Шагвалиев Тимур Ильсурович	ул. Садовая,65	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
119	Курдюкова Светлана Васильевна	ул. Садовая,66	Жилой дом	0,013	0	0	0,013	план	-	-	-	-
120	Курдюкова Вера Федоровна	ул. Садовая,67	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
121	Шиляева Светлана Анатольевна	ул. Садовая,74	Жилой дом	0,022	0	0	0,022	план	-	-	-	-
122	Тюрина Наталья Викторовна	ул. Садовая,76	Жилой дом	0,015	0	0	0,015	план	-	-	-	-
123	Гнеушова Елена Ильинична	ул. Садовая,77	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
124	Молчанова Вера Петровна	ул. Садовая,78	Жилой дом	0,009	0	0	0,009	план	-	-	-	-
125	Рузиева Тамара Хасановна	ул. Садовая,79	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
126	Чиркова Людмила	ул. Садовая,83	Жилой дом	0,012	0	0	0,012	план	-	-	-	-

	Ивановна											
127	Исакулова Наталья Алексеевна	ул. Садовая,85	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
128	Асташов Леонид Михайлович	ул. Садовая,86	Жилой дом	0,015	0	0	0,015	план	-	-	-	-
129	Бутринская Ирина Викторовна	ул. Садовая,87	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
130	Ружникова Анна Сергеевна	ул. Садовая,91	Жилой дом	0,012	0	0	0,012	план	-	-	-	-
131	Рекунова Татьяна Степановна	ул. Садовая,93	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
132	Будунов Николай Иннокентьевич	ул. Водная,17	Жилой дом	0,011	0	0	0,011	план	-	-	-	-
133	Чистякова Анна Федоровна	ул. Водная,19	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
134	Вьюнов Сергей Владимирович	ул. Водная,26	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
135	Копосова Татьяна Михайловна	ул. Северная,7	Жилой дом	0,004	0	0	0,004	план	-	-	-	-
136	Кривогорницын Евгений Викторович	ул. Северная,9	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	-
137	Овчинникова Назия Мохамовна	ул. Северная,10	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
138	Асташова Любовь Васильевна	ул. Рабочая,63	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-
139	Баженова Валентина Федоровна	ул. Северная,11	Жилой дом	0,006	0	0	0,006	план	-	-	-	-
140	Разуваев Леонид	ул. Северная,14	Жилой дом	0,005	0	0	0,005	план	-	-	-	-

	Гурьянович											
141	Захаров Геннадий Павлович	ул. Северная,15	Жилой дом	0,010	0	0	0,010	план	-	-	-	
142	Спринж Сергей Владимирович	ул. Северная,16	Жилой дом	0,008	0	0	0,008	план	-	-	-	-
143	Голубев Виктор анатольевич	ул. Водная,21	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
144	Арефьев Артем Сергеевич	ул. Водная,36	Жилой дом	0,007	0	0	0,007	план	-	-	-	-
Итого по 2019 году:				1,153	0	0	1,153		0	0	0	0

Приложение № 4
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики Бурятия на
2019-2023 годы

Баланс мощности энергосистемы Бурятии на час прохождения максимума потребления территории 27.12.2018 13:00 мск



Приложение № 5
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Республики Бурятия
на 2019-2023 годы

Тепловые балансы по источникам тепловой энергии

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-1 до 2023 г.

Показатель	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	481,7	486,5	491,4	496,3	501,1	506,0
Располагаемая мощность, Гкал	488	488	488	488	488	488
Избыток(+), Дефицит (-), мощности, Гкал	6,3	1,5	-3,4	-8,3	-13,1	-18

*В резерве 2 пиковых водогрейных котла мощностью по 100 Гкал каждый.

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-2 до 2023 г.

Показатель	2018 факт	2019	2020	2021	2022	2023
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	202,9	211,4	219,9	228,4	236,9	245,3
Располагаемая мощность, Гкал	300	300	300	300	300	300
Избыток(+), Дефицит (-), мощности, Гкал	97,1	88,6	80,1	71,6	63,1	54,7

Тепловой баланс по источнику Гусиноозерская ГРЭС до 2023 г.

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	45,26
Располагаемая мощность, Гкал (-/+)	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3

Тепловой баланс по источнику Селенгинский ЦКК до 2023 г.

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71
Располагаемая мощность, Гкал	296	296	296	296	296	296	296
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29

Учитывается аварийная бронь в количестве 10% от установленной мощности.

