



от 27 апреля 2018 г. № 219-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 прилагаемые Схему и Программу развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2018 - 2022 годы*.

2. Признать утратившими силу:

- распоряжение Правительства Республики Бурятия от 28.04.2017 № 239-р;
- распоряжение Правительства Республики Бурятия от 13.07.2017 № 421-р;
- распоряжение Правительства Республики Бурятия от 29.04.2016 № 239-р;
- распоряжение Правительства Республики Бурятия от 30.06.2016 № 377-р.

3. Настоящее распоряжение вступает в силу со дня его подписания.

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



А. Цыденов

*Приложение в электронном виде

Проект представлен Министерством по развитию транспорта,
энергетики и дорожного хозяйства
тел. 55-55-36

оу3

УТВЕРЖДЕНЫ
распоряжением Правительства
Республики Бурятия
от 27.04.2018 № 219-р

СХЕМА И ПРОГРАММА развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2018-2022 годы

Глава 1. Общая характеристика региона

Республика Бурятия как самостоятельный субъект Российской Федерации входит в состав Сибирского 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 984,870 тыс. человек. Соотношение городского и сельского населения составляет соответственно 58,86 % и 41,14 %.

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 древостой, 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 «Желдорремаш»
- 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 электроэнергии 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;

- АО «Улан-Удэ Энерго» - эксплуатация электрических сетей и подстанций напряжением 35 кВ и ниже в г. Улан-Удэ;

- Восточно-Сибирская дирекция по энергообеспечению Трансэнерго ОАО «РЖД» эксплуатация электрических сетей и подстанций;

- Помимо крупных сетевых компаний 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 «Читаэнергосбыт»;

- ООО «Главэнергообит», осуществляет покупку электроэнергии для АО «Разрез Тугнуйский», ООО Тугнуйское погрузочно-транспортное управление», ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»;

- ООО «Русэнергосбыт», осуществляет покупку электроэнергии для ОАО «РЖД» на территории Республики Бурятия;
- ЗАО «Система», осуществляет покупку электроэнергии для ООО «Тимлюйский цементный завод» и ООО «Тимлюйский завод»;
- ООО «Инженерные изыскания» осуществляет покупку электроэнергии для ОАО «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.	984,870
Потребление электроэнергии 2017 г., млн. кВт.ч	5478,8
Максимум потребления мощности, 2017 г., МВт.	965,14
Установленная мощность электростанций всего, МВт	1384,77
Гусиноозерская ГРЭС, МВт	1 190,00
Улан-Удэнская ТЭЦ-1, МВт	148,77
Селенгинский ЦКК, МВт	36,00
Солнечные ЭС, МВт	10,00
Протяженность ВЛ 500-110 кВ и ниже, всего, км.	32774,02
ВЛ 500 кВ (в работе на 220 кВ), км.	312,7
ВЛ 220 кВ, км.	3011,3
ВЛ 110 кВ, км.	2999,5
ВЛ 35 кВ и ниже, км.	26 450,52
Количество подстанций, шт.	8995
Напряжением 220 кВ, шт.	25
Напряжением 110 кВ и ниже, шт.	241
ТП, РП, КТП, шт.	8756

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.

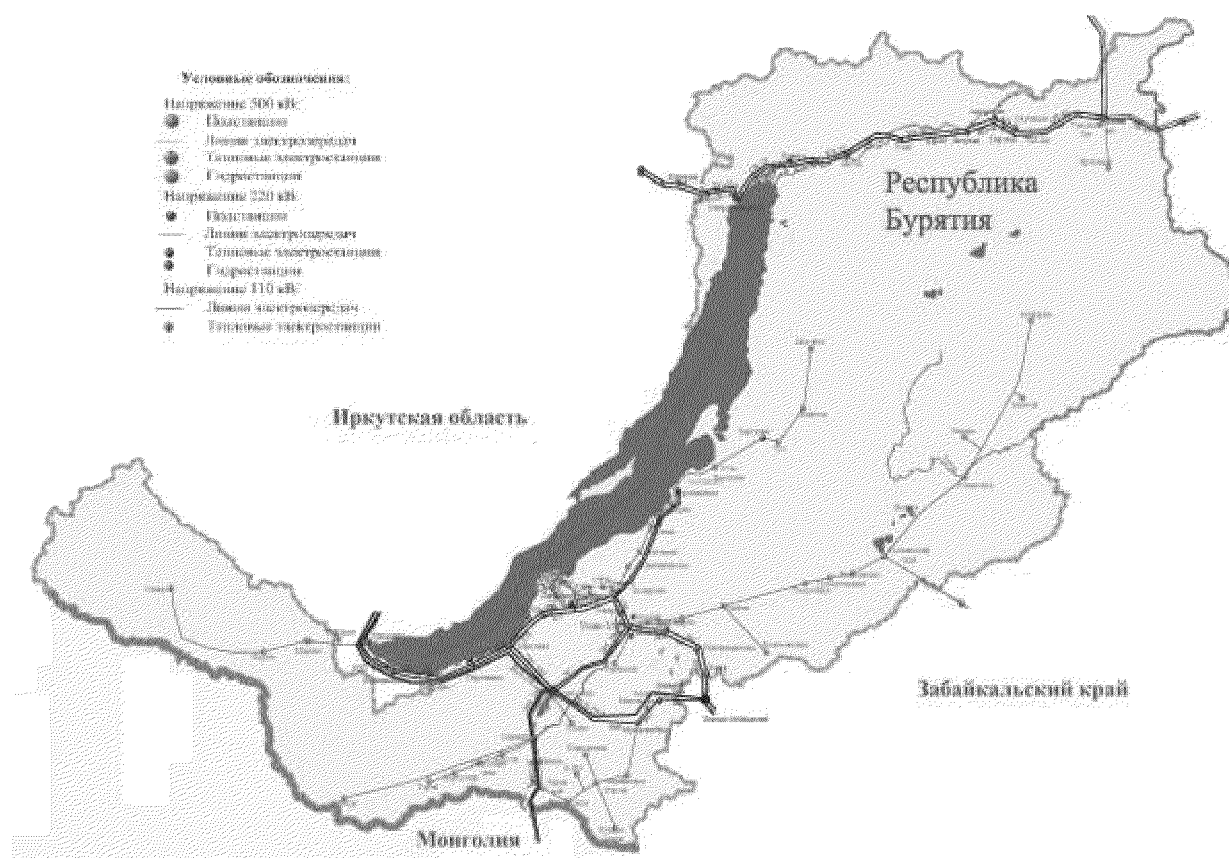


Рис. 1. Карта-схема электрических сетей Республики Бурятия.

Характеристика электрических сетей Республики Бурятия

Южный энергорайон

Основная электрическая сеть энергосистемы (далее – ЭС) Южного района сформирована из линий электропередач и подстанций напряжением 110–220 кВ. Сеть 220 кВ замкнута.

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 энергоемких потребителей в ЭС, график спроса электроэнергии и мощности имеет нестабильный характер с выраженными утренними и вечерними максимумами и дневными и ночными минимумами.

Максимум потребления в энергорайоне в 2017 году составил 870,2 МВт (в 2016г -842,7 МВт, в 2015 г. 864,5МВт, в 2014 г. - 887 МВт, в 2013 г. – 878 МВт).

Минимум потребления Южного района составил 310,1 МВт в 2017 году (в 2016г 302,4 МВт, в 2015 г. – 280,7 МВт, в 2014 г. - 272 МВт, в 2013 г. - 281 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 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 Северного 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. Генерирующих станций в Северобайкальском энергорайоне нет.

Суммарное потребление Северобайкальского энергорайона, с учетом перетока в ЗАО «Витимэнерго» и ЭС Забайкальского края, в период

максимальных нагрузок достигает 232 МВт. Для неперевышения МДП (205 МВт) в сечении Иркутск-Бурятия (Северобайкальский участок) по ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30), ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) проводятся схемно-режимные мероприятия по переносу точки раздела с Забайкальской энергосистемой с ПС 220 кВ Хани на ПС 220 кВ Таксимо, а в случае невозможности выполнения схемно-режимных мероприятий или их неэффективности возможен ввод ограничений режима потребления

В ремонтной схеме – при отключении одной из линий 220 кВ на транзите – максимально допустимый переток составляет 190 МВт.

Подключение новых потребителей невозможно без выполнения мероприятий по усилению электрических сетей. В настоящее время имеются технические условия на технологическое присоединение к сетям: увеличение перевозок ОАО «РЖД» (по Северобайкальскому энергорайону).

Баланс мощности ЭС Республики Бурятия на час прохождения максимума потребления территории по состоянию на 13 декабря 2017 года представлен в Приложении № 4.

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

Информация электропотребления ЭС Республики Бурятия за период 2013-2017 годы представлена в Таблице 2.

Динамика электропотребления Республики Бурятия за период с 2013 по 2017 годы

Таблица 2

Наименование / годы	2013	2014	2015	2016	2017
Электропотребление, млн. кВт.ч	5 484	5 409	5 364	5 395	5478,8
Абсолютный прирост электропотребления, млн. кВт.ч	22	-76	-44	31	83,8
Среднегодовые темпы прироста, %	0,4	-1,4	-0,81	0,6	1,6

Объем потребления электроэнергии в энергосистеме Республики Бурятия за 12 месяцев 2017 года составил 5 478,8 млн.кВтч, что на 83,8 млн. кВт*ч больше объема потребления 2016 года или на 1,6 %.

По данным «Отчета о функционировании ЕЭС России в 2017 году», опубликованного на сайте АО «СО ЕЭС» 01 февраля 2018 года, в 2017 году в энергосистеме России в целом зафиксировано увеличение потребления электрической энергии по сравнению с 2016 годом на 1,27 %

(1039,9 млрд. кВтч), а по ОЭС Сибири зафиксировано снижение потребления на 0,6 % (205,9 млрд. кВтч).

При этом «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 гг.», утвержденной приказом Минэнерго России от 01 марта 2017 года №143, темп роста потребления электрической энергии по ОЭС Сибири в 2017 году планировался на уровне 1,79 %.

График электропотребления Республики Бурятия за период с 2013 по 2017 гг. показан на Рисунке 2.

млн.кВт·ч

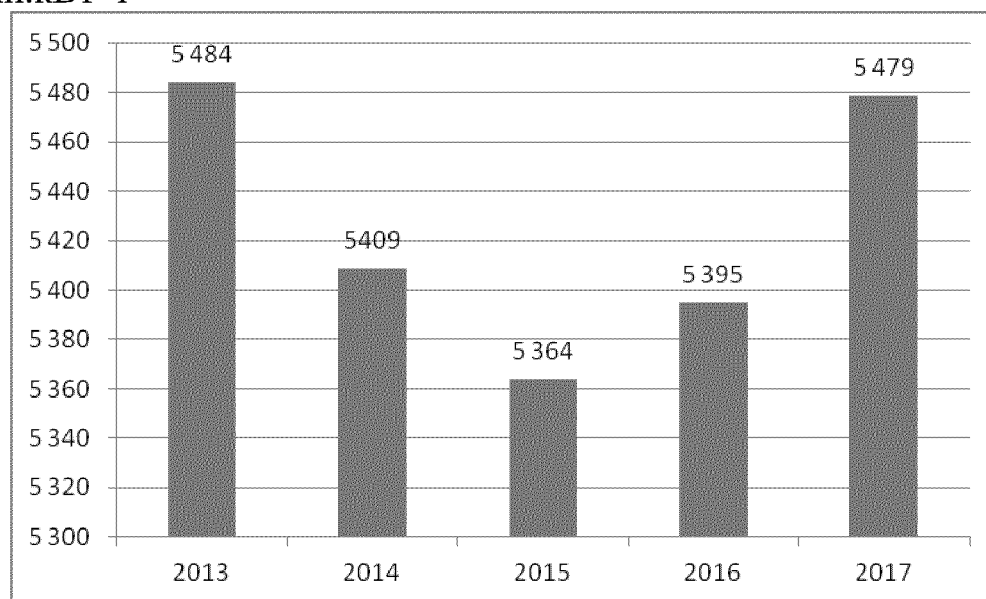


Рис. 2. – Электропотребление территории Республики Бурятия за период с 2013 по 2017 гг.

Структура электропотребления Республики Бурятия по видам экономической деятельности

В Таблице 3 представлено изменение в структуре электропотребления территории Республики Бурятия в 2013-2017 годах.

Структура электропотребления на территории Республики Бурятия за период 2013-2017 гг.

Таблица 3

ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	тыс.кВтч					Доля в структуре полезного отпуска, %	Отклонение, (+,-), %
	2013	2014	2015	2016	2017		
Всего	5 484 027	5 408 533	5 363 855	5 394 750	5 478 800		1,56
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	516 171	499 409	591 180	525 271	566 752		7,9
ПОТЕРИ В СЕТЯХ	1 040 742	933 521	1 081 083	1 028 953	998 294*		-2,98
ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ НУЖДЫ	104 350	99 300	97 384	714	800		12,04
ХОЗ. НУЖДЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	26 756	22 667	10 507	13 445	13 445		0,00
ПОЛЕЗНЫЙ ОТПУСК ПОТРЕБИТЕЛЯМ	3 796 008	3 853 636	3 583 700	3 826 367	3 733 608		-2,42
<i>в том числе:</i>							
Промышленность - всего	750 845	722 823	755 865	637 833	559 852	14,99	-12,23
<i>в том числе:</i>					0		
электроэнергетика	4 648	9 021	6 303	10 190,13	9 796	0,26	-3,87
топливная	120 099	114 947	113 648	88 179,53	6 522	0,17	-92,60
черная металлургия	311	707	435	263,22	300	0,01	13,97
цветная металлургия	158 434	157 164	168 674	36 145,27	41 855	1,12	15,80
химическая и нефтехим.	2 013	1 502	1 368	1 990,82	1 516	0,04	-23,85
машиностроение	161 459	112 029	130 941	82 130,09	69 310	1,86	-15,61
деревообр. и ц/бумаж.	155 728	168 527	195 611	48 313,51	49 663	1,33	2,79
промышленность стройматериалов.	92 723	89 099	64 069	6 240,31	62 881	1,68	907,66
легкая	1 313	1 250	1 284	1 588,86	1 536	0,04	-3,33
пищевая	48 737	44 150	47 827	48 214,34	50 996	1,37	5,77
другие промышленные производства	20 920	24 427	25 705	314 577,51	265 477	7,11	-15,61
Сельское хозяйство	19 367	20 633	17 713	19 979,49	18 842	0,50	-5,69
Лесное хозяйство	807	406	3876	131,45	97	0,00	-26,21
Рыбоводство	1 964	1 683	1 228	564,00	1 264	0,03	124,11
Транспорт и связь	1 165 801	1 185 432	1 177 783	1 245	1 304 474	34,94	4,74

				484,17			
Строительство	40 977	38 540	37 948	37 518,89	30 315	0,81	-19,20
ПРОЧИЕ ОТРАСЛИ	876 247	926 709	707 669	1 011 971,72	1 003 694	26,88	-0,82
в т.ч. ЖКХ	174 271	165 252	182 803	185 545,74	143 857	3,85	-22,47
НАСЕЛЕНИЕ-всего	940 000	957 410	881 618	872 883,90	815 069	21,83	-6,62
в т.ч. сельское	345 159	380 387	341 191	372 922,03	355 798	9,53	-4,59

** без учета потерь электроэнергии в сетях ПАО «ФСК ЕЭС» (165 901 тыс. кВт·ч)*

Структура электропотребления республики состоит из следующих основных элементов:

- «Полезный отпуск» - 68,15 % или 3 733 608 тыс. кВт·ч;
- «Потери в сетях» - 18,22 % или 998 294 тыс. кВт·ч;
- «Собственные нужды станций» 10,34 % или 566 752 тыс. кВт·ч

Из приведенных данных Таблицы 3 видно, что в 2017 году по сравнению с 2016 годом произошло изменение по всем основным элементам электропотребления:

- по структуре «Полезный отпуск» произошло снижение величины на 2,42%;
- по структуре «Потери в сетях» произошло снижение показателя на 2,98%;
- по структуре «Собственные нужды станций» произошло увеличение на величину 7,9 %.

Структура полезного отпуска состоит из следующих основных элементов:

- «Транспорт и связь» - 34 % или 1 304 474 тыс. кВт·ч;
- «Прочие отрасли» - 27% или 1 003 694 тыс. кВт·ч;
- «Население» - 22 % или 815 069 тыс. кВт·ч.;
- «Промышленность» - 15 % или 559 852 тыс. кВт·ч;
- «Строительство» - 1% или 30 315 тыс. кВт·ч



Рис. 3 Структура потребления электроэнергии по видам экономической деятельности за 2017 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 электроэнергии в энергосистеме представлен в Таблице 4.

Список крупных потребителей электрической энергии за 2017 год
Таблица 4

№ п/п	Наименование потребителя	Адрес потребителя	Вид деятельности	Объем потребления, млн. кВт*ч
1.	ОАО «РЖД»	107174, Москва, Новая Басманная ул., д. 2	Железнодорожные перевозки	1234,0
2.	ПАО "Территориальная генерирующая компания № 14"	672000, Забайкальский край, Чита г, Профсоюзная ул, дом № 23	Другие промышленные производства	211,5
3.	ОАО "Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат"	671247, Республика Бурятия, р-н Кабанский, пгт Селенгинск, ул Промплощадка	Деревообр. и целл.-бум. промышленность	169,85
4.	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	Добыча руд и песков драгоценных металлов)	126,0
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	66,3
7.	АО "Улан-Удэнский авиационный завод"	670009, Бурятия Республика, Улан-Удэ г, Хоринская ул, дом № 1	Машиностроение и металлообработка	65,419
8.	ОАО "Тимлюйский цементный завод"	650991, г. Кемерово, ул. Карболитовская, д.1, оф. 104	Машиностроение и металлообработка	57,530
9.	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н,	Добывающая промышленность	52,3

		п.Хиагда		
10.	ООО «Тугнуйская обогатительная фабрика»	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул. Тракторная 1	Химическая промышленность	27,9
11.	МБУ Горсвет	670013, Бурятия Республика, г.Улан-Удэ, ул.Жердева, д.12А	Муниципальный бюджет	12,5
12.	МУП "Управление трамвая"	Бурятия Республика, г.Улан-Удэ, ул.Сахьяновой, д.4	Транспорт	9,603
13.	ОАО "Бурятхлебпром"	Бурятия Республика, г.670000 Улан-Удэ, ул.Куйбышева, д.44	Пищевая промышленность	8,8
14.	Улан-Удэнское приборостроительное объединение	670034, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Х. Намсараева, 7	Электронная промышленность	6,6
15.	ООО «Тугнуйское ПТУ»	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул. Тракторная 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	5,429
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	3,4
19.	ООО «Аэропорт Байкал»	670018, г. Улан-Удэ, Аэропорт, д.10	Авиaperевозки	1,9

2.4. Динамика изменения максимума нагрузки

Информация приведена в Таблице 5.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки энергосистемы Республики Бурятия за период с 2013 по 2017 гг.

Таблица 5

Максимум нагрузки	2013 15 янв.	2014 18 фев.	2015 25 дек.	2016 20 янв.	2017 13 дек.	2013-2017 мах.
-------------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-------------------

Максимум нагрузки	2013 15 янв.	2014 18 фев.	2015 25 дек.	2016 20 янв.	2017 13 дек.	2013-2017 мах.
Собственный максимум нагрузки, МВт	969	972	945	943	965	972
Абсолютный прирост максимум нагрузки, МВт	-22	3	-27	-2	22	-
Среднегодовые темпы прироста, %	-2,2	0,3	-2,9	-0,21	2,3	-

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	2013	2014	2015	2016	2017
Потребление теплоэнергии, тыс. Гкал	4495	4577	4821	4867	4946
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	-54	82	244	46	79
Среднегодовые темпы прироста, %	-1,19	1,82	5,33	1,009	1,62

Структура отпуска тепловой энергии от электростанций за 2017 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	227,703	130 кгс/см ² , 540°С, уголь
2	Котельные	3,222	уголь
Всего:		230,925	-
Филиал ПАО «ТГК-14» - «Генерация Бурятии»			

№ п/п	Наименование энергоисточника	Отпуск теплоты, тыс. Гкал	Параметры пара, вид топлива
1	Улан-Удэнская ТЭЦ-1	1675,912 (отпуск т/э паром 95,516)	ЧВД: Р _{пе} =94,6 кгс/см ² , Т _{пе} =533,2 С. ЧСД: Р _{пе} =34,5 кгс/см ² , Т _{пе} =434,8 С. Основное – уголь, Растопочное – мазут
2	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	666,841	Р _{пе} =14,7 кгс/см ² , Т _{пе} =247,2 С. Основное – уголь, Растопочное – мазут
3	Тимлюйская ТЭЦ	76,648	Р _{пе} =38,3 кгс/см ² , Т _{пе} =389,4 С. Основное – уголь
Всего:		2419,4	
Станции промышленных предприятий			
Всего, в т.ч.:		1 152,725	
1	ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	1 152,725	Р= 1,2 – 13 ата, t= 125 - 440°С; Уголь, гидролизный лигнин, мазут
1.1.	На нужды собственного производства (выпуск картона и т.д.)	1 017,465	
1.2.	Сторонним потребителям (ООО ЖКХ п. Селенгинск, ООО «Селенгинский завод ЖБИ» и т.д.)	135,260	

*- 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 2017 году

Таблица 8

N п/п	Потребитель	Годовое потребление тепловой энергии, тыс. Гкал
1.	Улан-Удэнская ТЭЦ-1, 2 всего (с учетом собственных потребителей), в т.ч.:	1 946,51
1.1	Население	1 112,61
1.2.	Прочие всего, в том числе	833,90
1.2.1	Улан-Удэнский ЛВРЗ - филиал ОАО "Желдорремаш"	159,15
1.2.2.	Улан-Удэнское отделение ОАО "РЖД"	25,15
1.2.3.	ОАО "Улан-Удэнское производственное приборостроительное объединение" (ОАО "УУППО")	7,95
1.2.4.	ОАО "Молоко"	0,71
1.2.5.	МУП "Управление трамвая"	2,37
2.	Котельные У-УЭК:	355,37
2.1.	Население	261,15
2.2.	Прочие	94,22
3.	Ведомственные котельные:	138,27
3.1.	Население	111,44
3.2.	Прочие	26,83

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;
- Тимлюйская ТЭЦ	59,6 Гкал/час;
Итого:	1767,6 Гкал/час.
- котельные	1030,5 Гкал/час.
Всего:	2798,1 Гкал/час.

2.8. Информация о планируемых вводах-выводах генерирующего оборудования электрических станций региона, прогноз ограничения установленной мощности оборудования, данные о перемаркировке и модернизации оборудования

Предложения по выводу из эксплуатации (как окончательному, так и под замену) генерирующего оборудования на действующих электростанциях (отчет 2017 г. и прогноз до 2022 г.)

Таблица 9

№ п/п	Наименование электростанции	Место расположения площадки (наименование населенного пункта и адм. района)	Вывод из эксплуатации (окончательный демонтаж – без дальнейшей замены, демонтаж под замену)	Номер энергоагрегата (станционный номер)	Марка выводимого энергоагрегата (энергоблока)	Вид топлива выводимого энергоагрегата	Установленная мощность выводимого энергоагрегата МВт	Ожидаемые месяц и год вывода из эксплуатации и (период 2018-2022 г.г.)
1.	ТЭЦ-1*	-	-	-	-	-	-	-
2.	ТЭЦ-2	-	-	-	-	-	-	-
3.	Тимлюйская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	-
4.	Гусиноозерская ГРЭС	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: * - ПАО «ТГК-14» планирует в 2019 году завершить работы по реконструкции турбины №6 Улан-Удэнской ТЭЦ-1;

Предложения по строительству новых электростанций, расширению и замене генерирующего оборудования на действующих электростанциях (отчет 2017 г. и прогноз до 2022 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 2018-2022 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капиталовложения, 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.
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	Улан-Удэ	реконструкция	ст.№6	до реконструкции ПТ-30, после реконструкции ПР-30	уголь	30	05.2019	проектирование	17,9 тыс. руб. без НДС за 1 кВт	328,4	149,8	
Джидинская СЭС - 1	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2019	замысел	-	-	-	-
Удинская - 1	Республика Бурятия, Хоринский район	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	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 2018-2022 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капитальные вложения, 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.
Удинская - 2	Республика Бурятия, Хоринский район	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2021	замысел	-	-	-	-
Агинская	Забайкальский край	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	20	2021	замысел	-	-	-	-
СЭС Кабанская	Республика Бурятия, Кабанский район, с. Кабанск	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2019	замысел	-	-	-	-
СЭС Тарбагатай	Республика Бурятия, Тарбагатайский район, с. Тарбагатай	Новое строительство	-	-	Солнечная энергия	15	2019	замысел	-	-	-	-
СЭС	Республика	Новое	-	-	Солн	15	2019	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 месяцы и год ввода в эксплуатацию (период 2018-2022 гг.)	Текущая стадия проработки предложения (замысел, ТЭО, проектирование, строительство)	Удельные капитальные вложения, 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.
БВС	Бурятия	строительство			тепловая энергия							

Прогноз ограничений установленной мощности ТЭС (отчет 2017 г. и прогноз до 2022 г.), МВт

Таблица 11

Наименование	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022 г	Примечание
Ограничения установленной мощности электростанций - всего, в т.ч.	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Технические ограничения, в т.ч. по видам	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	
Техническое состояние оборудования ТА ст.№6 Улан-Удэнской ТЭЦ-1	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	

Модернизация и перемаркировка генерирующего оборудования (отчет 2017 г. и прогноз до 2022 г.)

Таблица 12

Наименование электро- станции	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 капиталовложения, тыс. руб./кВт (т)	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						
Гусиноозерская ГРЭС	Перемаркировка	1	170	1	К- 200-130-3	уголь	200	2017	выполнена	-	-	-	-

**Прогноз ограничений установленной мощности на Гусиноозерской ГРЭС
(отчет 2017г. и прогноз до 2022г.), МВт**

Таблица 13

№ п/п	Наименование	2017 (отчет)	2018	2019	2020	2021	2022	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							

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-200-2МГУЗ	1979 (техпереворужение 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» - «Генерация Бурятии»	уголь, мазут		Е-160-1,4-250 ст. № 1				1991
			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	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 электроэнергии приведена в Таблице 17.

Основным источником выработки электроэнергии являются ТЭС, принадлежащие различным собственникам.

Основную долю выработки занимает производство электроэнергии филиалом «Гусиноозерская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация». В 2017 году станцией произведено – 5528,7 млн. кВт*ч или 88,13% общей выработки региона.

Крупными источниками электрической энергии Республики Бурятия являются:

- Улан-Удэнская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-14») 609,9 млн.кВт*ч или 9,72 %;
- ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК» 133,1 млн. кВт*ч или 2,12 %.

Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в 2017 году

Таблица 17

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт.ч	Структура, %	Изменение выработки к предыдущему году, %
ВСЕГО	6273,3	100	11,4
в т.ч.:			
АЭС		-	-
ТЭС	6271,7	99,97	11,4
в т.ч.:			
Выработка Улан-Удэнская ТЭЦ-1	609,9	9,72	7,0
Выработка ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	133,1	2,12	-9,7
Выработка Гусиноозерской ГРЭС	5528,7	88,13	12,5
ДЭС	0,7	0,01	-61,1
ГЭС		-	-
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии (НВИЭ)	0,9	0,01	-
в т. ч.:		-	-
Ветровые ЭС		-	-
Мини ГЭС		-	-
Гео ТЭС		-	-
Солнечные ЭС	0,9	0,01	-
Прочие		-	-

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

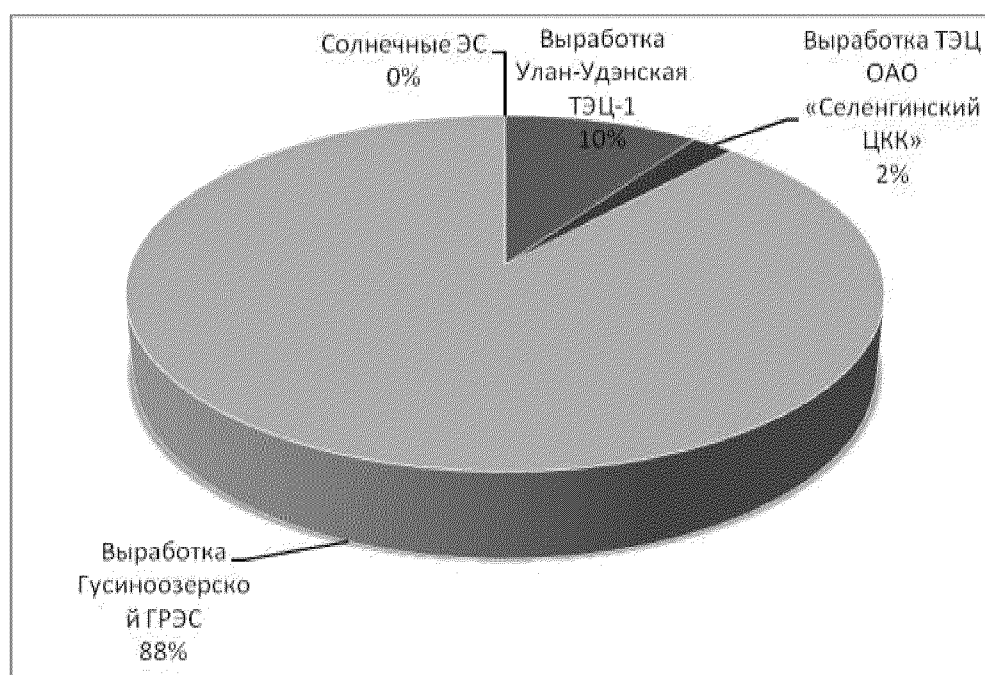


Рис. 4. Структура выработки электроэнергии на территории Республики Бурятия в отчетном году

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 2017 года

Таблица 18

Показатели	Отчетные данные
Выработка всего, в т.ч.	6273,3
– Гусиноозерская ГРЭС	5528,7
– Улан-Удэнская ТЭЦ-1	609,9
– ТЭЦ ОАО «Селенгинский ЦКК»	133,1
– Бичурская СЭС	0,9
– ДЭС	0,7
Потребление	5478,8
Сальдо перетоков всего, в т.ч.	-794,5
ЭС Иркутской области – ЭС Республики Бурятия	-138,9

Показатели	Отчетные данные
ЭС Забайкальского края – ЭС Республики Бурятия	-407,4
ЭС Республики Бурятия – Республика Монголия	-248,3
Экспорт	-271,3
Импорт	23,0

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

Потребление топлива электростанциями и котельными за 2017 год

Таблица 19

№	Вид топлива	Объем, тн.	в %
Потребление топлива ТЭЦ ПАО «ТГК-14»			
1.	Уголь	803113	99,866
2.	Мазут	1050	0,131
3.	Дрова	(18,164)	(0,002)
4.	Дизтопливо	8,75	0,001
	Итого	804190	100
Потребление топлива Гусиноозерской ГРЭС			
5.	Уголь	3144028,18	99,63
6.	Мазут	5041,22	0,37
7.	Дизтопливо		0,0
	Итого	3149069,4	100
Потребление топлива котельными У-УЭК г. Улан-Удэ			
8.	Уголь	118502	93,763
9.	Мазут	7707	6,098
10.	Газ	155	0,123
11.	Дизтопливо	20	0,016
	Итого	126384	100
Потребление топлива котельными Республики Бурятия (без г. Улан-Удэ)			
12.	Уголь	574 240,87	96,98
13.	Мазут	17 833,0	3,02
	Итого	592 073,87	100
Всего по территории			
14.	Уголь	4 314 259,77	99,264
15.	Мазут	31 785	0,731
16.	Газ (СУГ)	155	0,004

17.	Дизтопливо	43	0,001
	Всего	4 346 256,63	100

2.14. Единый топливно-энергетический баланс Республики Бурятия
Данные представлены в Таблице 20.

**Топливо-энергетический баланс Республики Бурятия за период
с 2013 по 2017 гг.**

Таблица 20

Показатель		2013	2014	2015	2016	2017
Производство электрической энергии, млн. кВт·ч, всего		5 391,80	5 347,0	5745,86	5632,1	6273,3
В том числе:	ТЭС	5 389,90	5 344,9	5744,3	5630,3	6271,7
	ДЭС	1,9	2,1	1,6	1,8	0,7
	ГЭС	-	-	-	-	-
	Прочие	-	-	-	-	0,9
Производство тепловой энергии, тыс. Гкал, всего		6 406	6 307	6 133	6 782	6 782
В том числе:	ТЭС	2699,9	2 668	3 698	3 237	2 646,7
	Котельные	3704	3 637	2 433	3 544	3,222
	Нетопливн.	2,1	2	2	2	2
КПТ, тыс. т у.т., всего		3 076,91	3008,6	3 011,09	2 378,85	0,00
В том числе:	Уголь	ЭЭ ТЭС		1 812,03	1837,632	
		ТЭ ТЭС		437,63	437,631	
		Котельные		644,34	82,094	
		Итого	2 945,30	2881,7	2 357,36	0,00
	Мазут	ТЭС		9,08	9,08	
		Котельные		82,42	12,416	
		Итого	106,96	99,4	21,50	0,00
	Дизельное топливо		24,65	27,5	25,6	
	Газ		Вопрос использования газа в стадии проработки			
	Топливо для транспорта и строительных механизмов,		219,91	205	38,9	
тыс. т. у.т.						
В том числе:	Дизельное топливо		172,39	162,5	-	
	Бензин		47,52	42,5	-	

2.15. 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-1,2 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 ПО кВ Романовка, Р-1,2 ПС 110 кВ Хиагда, управляемые шунтирующие реакторы: УШР-1,2 ПС 220 кВ Районная, УШРр-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 21.12.2016 за 01:00, 06:00, 15:00, 18:00 часы (время московское) по южной части энергосистемы Республики Бурятия суммарная генерация реактивной мощности превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 33,8 МВар; 71 МВар; 53,1 МВар; 51,3 МВар соответственно. На Северобайкальском участке суммарная генерация реактивной мощности также превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 0,8 МВар; 18,7 МВар; 0,6 МВар; 3,2 МВар соответственно.

По данным летнего контрольного замера 21.06.2017 за 01:00, 07:00 часы (время московское) по южной части энергосистемы Республики Бурятия суммарное потребление реактивной мощности превысило генерацию, при этом переток из смежных энергосистем составил 32,5 МВар; 15,1 МВар соответственно. За 10:00, 18:00 часы суммарная генерация реактивной

мощности превысила потребление, при этом переток в смежные энергосистемы составил 9,6 МВар; 9,3 МВар соответственно. На Северобайкальском участке суммарное потребление реактивной мощности превысило генерацию, при этом переток из смежных энергосистем составил 3,3 МВар; 33,9 МВар; 13 МВар; 15,6 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.

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

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности по Республике Бурятия представлена в Таблице 21.

Макроэкономические показатели Республики Бурятия согласно данных Энергетической стратегии Республики Бурятия

Таблица 21

№	Наименование показателя	2018 г	2019 г	2020 г	2021 г	2022г
1	Потребление электроэнергии Республики Бурятия, млн. кВт·ч	5 481	5525	5557	5590	5654
2	Энергоемкость ВРП Республики Бурятия кг у.т./тыс.руб.	32,86	30,32	27,94	27,94	27,94
3	Электроёмкость ВРП Республики Бурятия, кВт·ч/руб.	0,023	0,022	0,020	0,019	0,019
4	ВРП, млн.рублей	233 495,3	249 489	266579	284840	284 840

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.

2.17. 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 870,2 МВт (районы, прилегающие к Транссибирской магистрали) и Северобайкальский участок с потреблением 94,9 МВт (вдоль трассы БАМ), зарегистрированным 13 декабря 2017 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 285 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. Наличие дефицитных энергетических узлов

Дефицитным энергорайоном в энергосистеме в настоящий момент является Северобайкальский энергорайон Республики Бурятия.

Проблема усугубляется тем, что в связи с дальнейшими планами развития экономики Российской Федерации планируется увеличение грузоперевозок по Байкало-Амурской магистрали.

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

- Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок): максимально допустимый переток (МДП) по контролируемому сечению состоящего из ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30), ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) составляет 217 МВт, фактический переток в максимальных зимних режимах уже вызывает превышение допустимого значения.

В 2012 г. на проектное напряжение 220 кВ была переведена одна цепь Мамаканская ГЭС – Таксимо с отпайками (4С) со строительством ПС 220 кВ Мамакан. В 2016 г. На ПС 220 кВ Северобайкальск выполнена установка двух БСК по 20 МВар. По результатам выполненных работ, МДП в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан увеличился с 55 МВт до 65

МВт. Однако данное увеличение МДП не привело к полному покрытию дефицита активной мощности в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области.

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ № 1125 от 28.11.2017 Бодайбинский и Мамско-Чуйский энергорайоны Иркутской области включены в перечень регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения.

Так, в период прохождения ОЗП 2017/2018гг. в связи с дефицитом активной мощности в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области и недостаточной пропускной способностью связи этих энергорайонов с ОЭС Сибири для исключения (снижения объема) вводимых ограничений потребления в данном узле согласована работа в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан с разрешенным вынужденным перетоком до 105 МВт.

3.3. Возможные риски нарушения электроснабжения районов Республики Бурятия

Электроснабжение Тункинского и Окинских 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 (СЦ-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 01.08.2016 № 1634-р;
- Проекту Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024;
- Схеме и программе развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2018-2022 годы, утвержденной распоряжением Правительства Республики Бурятия от 28.04.2017 № 239-р, с учетом изменений внесенных распоряжением Правительства Республики Бурятия от 13.07.2017 № 421-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;
- Стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 декабря 2009 года № 2094-р;
- 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».

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

Цель развития энергетики Республики Бурятия: полное обеспечение потребностей экономики, культуры, образования, здравоохранения и быта населения Республики Бурятия в топливно-энергетических ресурсах, не создавая ограничений экономическому и социальному развитию Республики.

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;

- решение вопросов по ликвидации «узких» мест и повышения пропускной способности существующих ВЛ;
- внедрение энергосберегающих технологий.

Главная цель реализуется через конкретные цели:

Цель № 1. Достижение душевого потребления электроэнергии, соответствующего среднему уровню по России к 2020 г.

Цель № 2. Достижение уровня энергоснабжения, обеспечивающего живучесть инфраструктуры городского хозяйства, а также минимально необходимые условия жизни населения в аварийных ситуациях.

Цель № 3. Повышение энергоэффективности промышленности, энергетики и сельского хозяйства, организация работ по энергосбережению и достижению электроёмкости ВРП на уровне электроёмкости ВВП России.

Цель № 4. Увеличение производства электроэнергии на основе возобновляемых источников энергии.

Основные стратегические направления развития энергетики Республики Бурятия предполагают решение следующих взаимосвязанных задач:

- улучшение инвестиционного и предпринимательского климата, стимулирование инновационной деятельности, развитие инфраструктуры;
- создание центра туризма на Востоке Российской Федерации;
- эффективное использование производственного, ресурсного, природного потенциала;
- модернизация инфраструктурного хозяйства;
- совершенствование механизмов природопользования, обеспечение экологической безопасности и охраны окружающей среды;
- развитие горнодобывающей промышленности на территории республики.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 5-летний период по Республике Бурятия

Прогноз изменения установленной мощности по территории Бурятской энергосистемы разработан в соответствии с данными Проекта Схемы и программы развития ЕЭС России и представлен ниже.

**Прогноз изменения установленной мощности по территории
Бурятской энергосистемы на период 2018-2022 гг., МВт**

Таблица 22

Установленная мощность всего, МВт	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022
	1384,77	1384,77	1444,77	1444,77	1494,77	1494,77
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77	148,77
Гусиноозерская ГРЭС	1190	1190	1190	1190	1190	1190
ТЭЦ Селенгинского ЦКК	36	36	36	36	36	36
ВИЭ	10	10	70	70	120	120

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

Таблица 23

№ п/п	Наименование предприятия	Место расположения (адрес)	Электропотребление, млн. кВт.ч					
			2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022
1.	ОАО «РЖД»	107174, Москва, Новая Басманная ул., д. 2	1234,0	1258,7	1271,9	1271,9	1310,1	1310,1
2.	ПАО «ТГК-14»	672090, Забайкальский край, г.Чита, ул.Профсоюзная , д.23	211,5	214,8	214,8	214,9	215,1	215,2
3.	АО "СЦКК"	671247, РБ, Кабанский р-н, п. Селенгинск	169,85	201,81	201,81	201,81	201,81	201,81
4.	ПАО «Бурятзолото»	670045, Бурятия Респ, Улан-Удэ г, Шаляпина ул, дом № 5, корпус В	126	130	130	130	128	128
5.	АО «Разрез Тугнуйский»	671353, Бурятия Респ, Мухоршибирский р-н, Саган-Нур п	88,6	96,8	96,8	96,8	96,8	96,8

6.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал АО «Желдорреммаш»	670002, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Лимонова, 2Б	66,3	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2
7.	АО "Улан-Удэнский авиационный завод"	670009, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Хоринская, 1	65,4	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
8.	ОАО "Тимлюйский цементный завод"	650000, Россия, г. Кемерово, ул. Карболитовская, дом 1, офис 104	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
9.	АО «Хиагда»	671510, Бурятия Респ, Баунтовский эвенкийский р-н, Багдарин с	52,3	62,8	72,9	77,8	77,9	79,5
10.	ООО "Тугнуйская обогатительная фабрика"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул. Тракторная 1	27,9	32,1	32,3	59,6	59,6	59,6
11.	МБУ «Горсвет»	г. Улан-Удэ, ул. Жердева, 12 А	12,5	13,7	14,2	14,8	15,4	16
12.	МУП "Управление трамвая"	г. Улан-Удэ ул. Сахьяновой 4	9,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
13.	АО "Бурятхлебпром"	г. Улан-Удэ ул. Куйбышева, 44	8,8	8,9	9	9	9	9
14.	АО "Улан-Удэнское приборостроительное объединение"	670034, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Х. Намсараева, 7	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
15.	ООО "Тугнуйское ПТУ"	671353, Республика Бурятия, Мухоршибирский р-он, п. Саган-Нур, ул. Тракторная 1	5,9	6,2	7,3	7,3	7,3	7,3
16.	ЗАО "Байкальская лесная"	г. Улан-Удэ ул. Ключевская, 21	5,43	6,32	6,50	6,60	6,70	6,80

	компания"							
17.	ООО "Бурятмяс пром"	670013, РБ, г. Улан-Удэ, ул. Пугачева, 38	4,3	5	5	5,5	5,5	5,5
18.	АО "Молоко Бурятии"	г. Улан-Удэ ул. Боевая, 6	3,4	4	4,5	4,5	4,5	4,5
19.	ООО «Аэропорт Байкал»	670018, г. Улан- Удэ, Аэропорт, д.10	1,9	2,1	2,4	2,6	2,9	3,2

**Сведения о заявках на технологическое присоединение
энергопринимающих устройства потребителей в 2017 году**

Таблица 24

№	Наименование категорий присоединения	Напряжение присоединения, кВ	Кол-во поданных заявок на ТП	
			шт.	на общую мощность, кВт
1	до 15 кВт, всего	0,4	4 798	53 764,28
		6-20.	23	287,00
		35-110	0	0,00
2	в т.ч. физ.лица	0,4	4 112	47 781,04
		6-20.	10	150,00
3	от 15 до 150 кВт, всего	0,4	332	17 457,13
		6-20.	62	5 689,18
		35-110	0	0,00
4	от 150 до 670 кВт	0,4	38	11 433,67
		6-20.	58	20 022,65
		35-110	0	0,00
5	более 670 кВт	0,4	2	5 037,3
		6-20.	10	15 659,00
		35-110	1	15 000,00
		220	0	0,00
	ВСЕГО		5 324	144 350

Наиболее крупные заявители указаны в Приложении № 2.

Прогноз потребления электроэнергии Республики Бурятия

Таблица 25

Показатель	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление (проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы), млн. кВт.ч	5479	5481	5525	5557	5590	5654
Рост, %	1,6	0,0	0,8	0,6	0,6	1,1

4.3. Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период

Прогноз потребления тепловой энергии на 5-летний период с выделением крупных действующих потребителей представлен в Таблице 26.

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

Таблица 26

№ п/п	Потребление тепловой энергии, по г. Улан-Удэ тыс. Гкал	2017 г. факт	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1	От Улан-Удэнской ТЭЦ-1, Улан-Удэнской ТЭЦ-2 г. Улан-Удэ (с учетом собственных потребителей), в т.ч.:	1985,3	2000,3	2017,9	2035,5	2050,5	2072,4
1.1.	Улан-Удэнский ЛВРЗ – филиал ОАО «Желдорреммаш»	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)	77,6 (вода)
1.2.		95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)	95,7 (пар)
1.3.	Улан-Удэнское отделение ОАО «РЖД»	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1
1.4.	ОАО «Улан-Удэнское производственное приборостроительное объединение»	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
1.5.	АО «Молоко Бурятии» г. Улан-Удэ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
1.6.	ЗАО «Энерготехмаш» г. Улан-Удэ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1.7.	МУП «Управление трамвая» г. Улан-Удэ	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

1.8.	ФСК (10,44 Гкал/час) г. Улан-Удэ	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3
1.9.	ТДК Удинский пассаж г. Улан-Удэ	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
1.10	Стадион ул. Свободы и манеж (1 Гкал/час, 3.44 Гкал/час) г. Улан-Удэ	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
1.11	Строительство жилья в Юго-Восточной части г. Улан-Удэ	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
2	Муниципальные котельные УУЭК г. Улан-Удэ, в т.ч.:	333,6	331,2	331,2	331,2	331,2	331,2
2.1.	Торгово-выставочный комплекс Zoom	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
2.2.	Автосервис Юго-Западная	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

В текущем отопительном сезоне потребителями г. Улан-Удэ было подано 156 заявок на присоединение к сетям централизованного теплоснабжения на общую нагрузку 23,977 Гкал/ч. Перечень заявок на подключение к тепловым сетям крупных потребителей г. Улан-Удэ представлен в Приложении № 3.

Прогноз потребления тепловой энергии по Республике Бурятия

Таблица 27

Прогноз потребления тепловой энергии Республики Бурятия	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал	7871	8052	8165	8287	8299	8311
Абсолютный прирост теплопотребления, тыс. Гкал	139	181	113	122	12	12
Среднегодовые темпы прироста, %	1,8	2,3	1,4	1,5	0,14	0,14

Прогноз отпуска теплоэнергии от ТЭС (включая котельные генерирующих компаний) на период до 2022 г., тыс. Гкал.

Таблица 28

Отпуск теплоэнергии	2017 г. факт	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
От электростанций ВСЕГО	3972,6	4204,2	4204,2	4204,2	4204,2	4204,2
Филиал «ТГК-14»- «Генерация Бурятии»	2419	2500	2500	2500	2500	2500
Филиал «ТГК-14»- «УУЭК»	449	435	435	435	435	435

АО «Селенгинский ЦКК»	873,7	1040,8	1040,8	1040,8	1040,8	1040,8
Филиал АО «Интер РАО» – «Электрогенерация» - «Гусиноозёрская ГРЭС»	230,9	228,4	228,4	228,4	228,4	228,4

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

Таблица 29

Электростанции	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022
Всего	1384,77	1384,77	1444,77	1444,77	1494,77	1494,77
ГЭС и ГАЭС						
АЭС						
Гусиноозёрская 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	10	70	70	120	120

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.

Согласно результатам конкурсного отбора, проведенным НП «Совет рынка», проектом СиПР ЕЭС России на 2018-2024 на территории Республики Бурятия предполагается строительство 7 солнечных электростанций общей мощностью 110 МВт. Указанные проекты будут реализовывать следующие компании:

- ООО «Авелар Солра Технолоджи» (1 проект со сроком реализации в 2019 году в Джидинском районе);
- ООО "ГринЭнерджиРус" (3 проекта со сроком реализации в 2021 году в Хоринском районе);

- ООО «Эко ЭнерджиРус» (3 проекта со сроком реализации 2019 году в Кабанском, Тарбагатайский районах).

Предложения по размещению объектов генерации на территории Республики Бурятия сведены в Таблице 30.

Предложения по размещению объектов генерации на территории
Республики Бурятия*

Таблица 30

Наименование компаний, 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 «Авелар Солра Технолоджи »	Джидинская СЭС - 1	-	-	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Джидинский район, с. Дырестуй	Новое строительство	2019
ООО "ГринЭнерджиРус"	Удинская - 1	-	-	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Хоринский район	Новое строительство	2021
ООО "ГринЭнерджиРус"	Удинская - 2	-	-	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Хоринский район	Новое строительство	2021
ООО "ГринЭнерджиРус"	Агинская	-	-	20	Солнечная энергия	Забайкальский край	Новое строительство	2021
ООО «Эко ЭнерджиРус »	СЭС Кабанская	-	-	15	Солнечная энергия	Республика Бурятия, Кабанский	Новое строительство	2019

						й район, с. Кабанск	тво	
ООО «Эко ЭнерджиРус »	СЭС Тарбаг атай	-	-	15	Солнечн ая энергия	Республи ка Бурятия, Тарбагат айский район, с. Тарбагат ай	Ново е строи тельс тво	2019
ООО «Эко ЭнерджиРус »	СЭС БВС	-	-	15	Солнечн ая энергия	Республи ка Бурятия	Ново е строи тельс тво	2019

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

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

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2022 года представлен в Таблице 31. Прогнозные величины баланса электроэнергии ЭС РБ на период до 2022 года, а также число часов использования установленной мощности электростанций представлены в Таблице 32.

Баланс мощности ЭС РБ на период до 2022 года

Таблица 31

№ п/ п	Мощность	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Установленная мощность	1384,77	1384,8	1444,8	1444,8	1494,8	1494,8
	ТЭС	1374,77	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8	1374,8
	СЭС	10	10	70	70	120	120
2	Ограничения мощности (+) / технически возможное превышение над	17,13	23,0	83,0	83,0	133,0	133,0

№ п/ п	Мощность	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	установленной мощностью (–)						
	ТЭС	7,13	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
	СЭС	10	10,0	70,0	70,0	120,0	120,0
3	Располагаемая мощность (1-2)	1367,64	1361,8	1361,8	1361,8	1361,8	1361,8
	ТЭС	1367,64	1361,8	1361,8	1361,8	1361,8	1361,8
	СЭС	0	0	0	0	0	0
4	Максимум потребления	965	965	972	978	985	995
5	% по отношению к предыдущему году	2,3	0,0	0,7	0,6	0,7	1,0
6	Дефицит (–) / избыток (+) (3-4)	402,64	396,8	389,8	383,8	376,8	366,8

Прогноз баланса электроэнергии ЭС РБ на период до 2022 года

Таблица 32

Показатели	Ед. измерения	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	млн. кВт*ч.	5479	5481	5525	5557	5590	5654
Выработка	млн. кВт*ч.	6273,3	5986,7	5601,5	5929,2	6073,6	6314,0
в том числе:	млн. кВт*ч.						
АЭС	млн. кВт*ч.						
ГЭС	млн. кВт*ч.						
ТЭС	млн. кВт*ч.	6272,4	5972,6	5543,0	5803,2	5947,6	6098,0
ВЭС, СЭС	млн. кВт*ч.	0,7	0,014	0,059	0,126	0,126	0,216
Сальдо перетоков электрической энергии*	млн. кВт*ч.	-0,795	-0,506	-0,077	-0,372	-0,484	-0,660

4.6. Развитие электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Предложения по развитию сети 110 кВ и выше Республики Бурятия представлены в таблицах 33.1, 33.2

**Предложения по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики
напряжением 110 кВ и выше**

Таблица 33.1

№ 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 программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
1. Мероприятия, реализация которых не связана с техническими условиями не технологическое присоединение						
1.1.	ПС 220 кВ Районная	Реконструкция ПС 220 кВ Районная с заменой АТ-2 без увеличения трансформаторной мощности	60 МВА	2020 г.	Реновация основных фондов	Проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы

№ 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 программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
2. Мероприятия, необходимые для реализации технических условий на технологическое присоединение						
2.1	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут, ПС 500 кВ Нижнеангарская	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 501 МВА (3х167 МВА) и мощностью средств компенсации реактивной мощности 180 Мвар (1хШР-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	501 МВА, ШР 180 Мвар, 465 км	2019 г.	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Иркутской области, Республики Бурятия, БАМа. Обеспечение возможности технологического присоединения новых энергопринимающих устройств ОАО «РЖД»	Проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы
			УШР 2х25 Мвар			

№ 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 программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
		расширением ПС 500 кВ Усть-Кут на одну линейную ячейку 500 кВ и установкой СКРМ 50 Мвар (2*25 Мвар).				

№ 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 программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
2.2.	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 отпайкам на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро	1×10 МВА, 1×10 МВА, 1×6,3 МВА	2018 г.	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской Области. Обеспечение технологического присоединения новых потребителей (АО «Витимэнерго»)	Проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы ТУ на ТП АО «Витимэнерго»
2.3.	ПС 220 кВ Киж	Техническое перевооружение тяговой ПС 220 кВ Киж. Установка 3-го трансформатора 40 МВА.	40 МВА	2018 г.	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	Проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 годы

№ 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 программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
2.4.	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, 12,6 МВА	2018 г.	Выполнение мероприятий необходимых для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Хиагда»	ТУ на ТП АО «Хиагда»
2.5.	ПС 110 кВ Кырен	Замена существующих силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощностью	110 кВ*	2018 г.	Выполнение мероприятий необходимых для осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств ИП Шагдаровой И.В	ТУ на ТП ИП Шагдаровой И.В.

Предложения по оснащению устройствами РЗА объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и выше

Таблица 33.2

№ 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 программу развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
1.	ПС 220 кВ Дабан	Установка защит: Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx) Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx)	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 от 28.11.2017 № 1125

2.	ПС 220 кВ Новый Уоян	Установка защит: комплект РЗ ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx), комплект РЗ ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx)	220 кВ	2018 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 от 28.11.2017 № 1125
3.	ПС 220 кВ Новый Уоян	Установка защит: комплект РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx), комплект РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx),	220 кВ	2019	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125

4.	ПС 220 кВ Северобайкальск	Установка защит: комплект РЗ ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx), комплект РЗ ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx),	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 от 28.11.2017 № 1125
5.	ПС 220 кВ Северобайкальск	Установка защит: Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx) Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx)	220 кВ	2018	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125

6.	ПС 220 кВ Ангаракан	Установка защит: комплект РЗ ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx), Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	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 от 28.11.2017 № 1125
7.	ПС 220 кВ Окусикан	Установка защит: комплект РЗ ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	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 от 28.11.2017 № 1125

8.	ПС 220 кВ Окусикан	Установка полукомплекта РЗ ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	220 кВ	2018 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени. Отсутствие полукомплекта ВЧЗ БС ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо на ПС 220 кВ Окусикан не позволяет ввести в работу ВЧЗ БС ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо на ПС 220 кВ Таксимо	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125
----	-----------------------	--	--------	---------	--	--

9.	ПС 220 кВ Перевал	Установка защит: комплект РЗ ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	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 от 28.11.2017 № 1125
----	-------------------	--	--------	---------	---	--

10.	ПС 220 кВ Перевал	Установка полукомплекта РЗ ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	220 кВ	2018 г.	Существующие устройства РЗА типа ВЧБ используются только для защиты от КЗ на землю. Межфазные КЗ ликвидируются ступенчатыми защитами с выдержкой времени. Отсутствие полукомплекта ВЧЗ БС ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо на ПС 220 кВ Перевал не позволяет ввести в работу ВЧЗ БС ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо на ПС 220 кВ Таксимо	Приказ Минэнерго России от 28.11.2017 № 1125
-----	-------------------	--	--------	---------	---	--

11.	ПС 220 Янчукан	Установка защит: комплект РЗ ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx), комплект РЗ ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx).	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 от 28.11.2017 № 1125
12.	ПС 220 кВ Ангоя	Установка защит: Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5xx) Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск - Ангоя (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ2606.5xx)	220 кВ	2018 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 от 28.11.2017 № 1125

13.	ПС 220 кВ Кичера	Установка защит: Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх) Комплект РЗ ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (ВЧЗ БС, ДЗ, ТЗНП, МФО – ШЛ 2606.5хх)	220 кВ	2018 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 от 28.11.2017 № 1125
-----	------------------	--	--------	---------	---	---

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 сведены в Таблицы 34, 35.

4.7.1 Мероприятия, необходимые для реализации ТУ на ТП

Таблица 34

№	Мероприятие	Физические величины		Срок реализации мероприятия	Обоснование
		км	МВА		
1	Строительство ВЛ 110 кВ, соединяющей проектируемую ПС 110 кВ Джилинда с ВЛ 110 кВ Романовка-Багдарин с отпайками - 6,2 км	6,2		2018	ТУ на ТП № 20.0300.501.15 от 23.10.2015 с мощностью 7000 кВт.
2	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ-110 кВ Турка-Усть-Баргузин до ПС 220 кВ «Горячинская»	0,554		2018	ТУ на ТП № 40/13-ТП-М2 от 26.06.2013 с мощностью 26,64 МВт.
3	Реконструкция ПС 35 кВ АРЗ (замена трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА)		10	2018	ТУ на ТП № 20.0300.5168.13 от 22.04.2014 с мощностью 3030 кВт, № 20.0300.652.16 от 13.06.2016 с мощностью 738 кВт.
4	Реконструкция ПС 35 кВ Таёжная (замена трансформаторов 2*4 МВА на 2*10 МВА)		20	2019	ТУ на ТП № 20.0300.4611.14 от 13.04.2015 с мощностью 1839,87 кВт, № 20.0300.2860.13 от 27.08.2013 с мощностью 1793 кВт.
5	Реконструкция ПС 35 кВ Полигон (замена трансформаторов 2*2,5 МВА на 2*4 МВА)		8	2020	ТУ на ТП № 20.0300.3848.15 от 25.04.2017 с мощностью 2000 кВт.
6	Реконструкция ПС 35 кВ Гурульба (перекатка тр-в)		12,6	2018	ТУ на ТП № 20.0300.2396.17 от 11.09.2017 с мощностью 303 кВт.
7	Реконструкция ПС 35 кВ Курумкан (перекатка тр-в)		8	2018	Фактическая нагрузка

					трансформаторно го оборудования превышает допустимую.
8	Реконструкция ПС 35 кВ Николаевская (замена трансформаторов 2*1,8 МВА на 2*2,5 МВА)		5	2019	Фактическая загрузка трансформаторно го оборудования превышает допустимую.
9	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен (замена трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*10 МВА)		20	2018	ТУ ДТП № 20.0300.4276.16 от 08.11.2017 с мощностью 300 кВт.
10	Реконструкция ПС 35 кВ Нижняя Иволга (замена трансформатора 1*2,5 МВА на 1*6,3 МВА)		6,3	2019	Фактическая загрузка трансформаторно го оборудования превышает допустимую
11	Реконструкция ПС 110 кВ Эрхирик (замена трансформатора 1*2,5 МВА на 1*6,3 МВА)		6,3	2019	Фактическая загрузка трансформаторно го оборудования превышает допустимую
12	Реконструкция ПС 35 кВ Тэгда (перекатка тр-в)		5	2018	ТУ ДТП № 20.0300.899.18 от 29.03.2018 с мощностью 280 кВт.
13	Реконструкция ПС 110 кВ Западная (модернизация системы противоаварийной автоматики в ячейке ВЛ 110 кВ СЗ-102)			2018	ТУ ДТП № 20.4000.214.10 от 03.09.2010 на 27,5 МВт (45,47 МВт).

4.7.2 Мероприятия, реализация которых не связана с ТП

Таблица 35

№	Мероприятие	Физические величины		Срок реализации меропри- тия	Обоснование
		км	МВА		
1	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиное Озеро (замена опор, замена провода) – 33,5 км	33,5		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
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Гусиное Озеро (замена опор, замена провода) – 26 км	26		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
3	Реконструкция ВЛ 35 кВ ТЖ- 376 и ЖХ-3072 (монтаж грозотроса)			2018	Акта предписания Ростехнадзора от 18.07.2014 №73/09-02-2014 п.486
4	Реконструкция ПС 110 Турка, замена КРУН-10 кВ			2019	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
5	Реконструкция ПС 110 кВ Медведчиково (замена масляных выключателей 110 кВ) - 10 шт.			2022	АКТ №690 расследования причин аварии произошедшей 25.11.2015.
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей (замена опор, замена провода без увеличения сечения)	25,9		2023	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 26.08.2015 г.
7	Реконструкция основных защит ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I и II цепи (ГГ-151, ГГ-152) и УПАСК ПС 110 кВ Гусиноозерская			2020	Акт расследования причин аварии произошедшей 10.01.2014 г
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Боргой-Петропавловка(БП-169)	28,7		2019	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствии с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 22.05.2015

9	Реконструкция ВЛ 35кВ Аэропорт-Иволга (АИ-3006) (в пролетах опор 18-87)	10,45		2019	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствии с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 23.06.2015
10	Реконструкция ВЛ 35 кВ Южная-Н.Саянтуй (ЮС-307)	11,7		2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 29.12.2011
11	Реконструкция ВЛ 35 кВ Жаргалантуй-Щучье Озеро (ЖЩО-3003)	12,5		2020	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД.
12	Реконструкция ВЛ 35 кВ Инкурская–Нурта (ИН-3026)	14,6		2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД.
13	Реконструкция ВЛ 35 кВ Михайловка – Бургуй (МБ-380)	24,2		2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 20.03.2017
14	Реконструкция ВЛ 35 кВ Хоринск-Кижинга (ХК-329)	37,2		2020	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД.
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107)	33,5		2020	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 20.07.2017
16	Реконструкция ВЛ 35 кВ Кижинга – Кодунская (КК-330)	21,2		2021	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД.

					Акт технического освидетельствования от 31.05.2013
17	Рек-ция ВЛ 110 кВ Петропавловка - Бургултай (замена опор, замена провода)	17,8		2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 15.06.2015
18	Реконструкция ВЛ 35 кВ Нижний Саянтуй–Пестерево (НСП-397)	28		2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД.
19	Реконструкция ВЛ 35 кВ Хурумша-Оронгой (ХО-3081)	19		2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД.
20	Реконструкция ВЛ 35 кВ Иволга–Хурумша (ИХ-3009)	23		2022	Повышенный износ ВЛ, множественные загнивания опор. Приведение ВЛ в соответствие с требованиями НТД. Акт технического освидетельствования от 30.06.2016
21	Реконструкция ПС 110 кВ Монгой. Замена трансформатора 1Т ТМН-2500/110/10 на ТМН-2500/110/10, находящегося на учащенном диагностическом контроле		2,5	2019	Превышение концентрации водорода в трансформаторе в 6 раз. Протоколы ХАРГ
22	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиноозерская. Замена трансформатора 1Т ТДТН-16000/110/35/10 на ТДТН-16000/110/35/10, находящегося на учащенном диагностическом контроле		1,6	2020	Превышение концентрации водорода в трансформаторе в 6 раз. Протоколы ХАРГ
23	Реконструкция УПАСК и УОН ПС 110 кВ Тимлюйская			2018-2019	Повышенный износ устройств УПАСК и УОН ввиду длительного срока эксплуатации
24	Реконструкция защит обходных выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково, ПС 110 кВ Окино-Ключи, ПС 110 кВ Гусиноозерская.			2020-2021	Моральный и физический износ используемых панелей защит, обеспечение возможности изменения уставок при включении

					присоединений через обходной выключатель
25	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 (МС3-183), 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			2020-2021	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.
26	Установка основных и реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ СТ-103, СТ-113 на ПС 110 кВ Селенгинский ЦКК и ПС 110 кВ Тимлюйская			2019-2020	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.
27	Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Онохой			2021-2022	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.
28	Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Бичура			2021-2022	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.
29	Оснащение основными защитами ВЛ 110 кВ в транзите ПС 220 кВ Татаурово – ПС 220 кВ Горячинская			2021-2022	Обеспечение возможности транзита по ВЛ 110 кВ между ПС 220 кВ Татаурово и ПС 220 кВ Горячинская
30	Реконструкция ПС 35 кВ Санномыск (перекатка тр-в)		2,6	2018	Обеспечение возможности реконструкции ПС 35 кВ Тэгда (перемещение трансформаторов между ПС 35 кВ Санномыск и ПС 35 кВ Тэгда)
31	Реконструкция ПС 110 кВ Инкурская (замена КБ)			2019	С целью обеспечения на ПС 110 кВ Инкурская экологических норм (трихлордифенил), создание возможности регулирования напряжения, повышение качества электрической энергии

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

4.8.1.1. Центры питания 35-110 кВ, нагрузка которых в режиме (n-1) превышает длительно допустимый уровень 105% с учетом действующих договоров технологического присоединения

В настоящее время по Республике Бурятия в зоне действия филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» 10 центров питания 35-110 кВ нагрузка которых в режиме (n-1) превышает длительно допустимый уровень 105% с учетом действующих договоров технологического присоединения, в том числе:

Реконструкция ПС 35 кВ АРЗ

На ПС 35 кВ АРЗ установлены силовые трансформаторы 1*6,3+1*10 МВА, максимальная нагрузка по контрольным замерам составляет 8,629 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 3,39 МВА. Объем

необходимой дополнительной мощности с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 5,405 МВА (загрузка 185,8%). Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора (2Т):

Таблица 36

Допустимый ток перегрузки, А	133,9	149,4	164,8	180,3	206
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 211,2 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 108,2 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 недостаточны и требуется замена существующего силового трансформатора 1*6,3 МВА на 1*10 МВА.

Реконструкция ПС 35 кВ Полигон

На ПС 35 кВ Полигон установлены силовые трансформаторы 2*2,5 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам составляет 2,42 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 2,063 МВА. Объем требуемой дополнительной мощности с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 1,858 МВА (загрузка 174,32%).

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 и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке 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 2х4 МВА с ПС 35 кВ Таёжная.

Реконструкция ПС 35 кВ Таёжная

На ПС 35 кВ Таёжная установлены силовые трансформаторы 2*4 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам составляет 3,62 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 4,43 МВА. Объем дополнительной необходимой мощности с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 3,85 МВА (загрузка 196,25%).

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 и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке 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.

Реконструкция ПС 35 кВ Гурульба

На ПС 35 кВ Гурульба установлены силовые трансформаторы 2*4 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам составляет 4,28 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 1,54 МВА. Объем требуемой дополнительной мощности с учетом действующих договоров на технологическое присоединение составляет 1,54 МВА (загрузка 140,5%).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 39

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 и с учетом применения схемно-режимных мероприятий по разгрузке 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 недостаточно. Требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*4 МВА на 2*6,3 МВА. Мероприятие планируется выполнить путем перемещения высвободившегося трансформатора 1х6,3 МВА с ПС 35 кВ АРЗ, и установки 1х6,3 МВА из аварийного запаса БЭ.

Реконструкция ПС 35 кВ Курумкан

На ПС 35 кВ Курумкан установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 1,8 и 4 МВА, фактическая максимальная загрузка ПС за 5 лет составляет 2,63 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,12 МВА. Объем требуемой дополнительной мощности с учетом действующих договоров на технологическое присоединение 0,86 МВА (загрузка 147,77%).

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;

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 существующего силового трансформатора мощностью 1,8 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА, мероприятие планируется выполнить путем перемещения высвободившегося силового трансформатора номинальной мощностью 4 МВА с ПС 35 кВ Гурульба.

Реконструкция ПС 35 кВ Тэгда, ПС 35 кВ Санномыск

На ПС 35 кВ Тэгда установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 1 и 1,6 МВА, фактическая максимальная загрузка ПС за 5 лет составляет 1,05 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,368 МВА. Дефицит мощности ПС 35 кВ Тэгда по факту замеров 2017 года составляет 0,298 МВА.

Загрузка ЦП в послеаварийном режиме «N-1», с учетом действующих договоров ТП, будет равна 129%. С учетом загрузки, присоединения новых потребителей к ПС 35 Тэгда необходима замена силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 2,5 МВА. На ПС 35 кВ Санномыск установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*2,5 МВА, фактическая максимальная загрузка ПС за 5 лет составляет 0,18 МВА, договоры на технологическое присоединение не заключались. Профицит мощности ПС 35 кВ Санномыск по факту замеров составляет 2,445 МВА, загрузка ПС является минимальной (2,25%).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 39

Допустимый ток перегрузки, А	21,45	23,92	26,4	28,87	33,00
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 23,39 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока 16,5 А (п.5.3.15 ПТЭ). Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимом не более 80 минут в сутки;

В целях уменьшения потерь холостого хода на ПС 35 Санномыск и обеспечения резерва мощности в режиме «N-1» на ПС 35 Тэгда планируется перемещение силовых трансформаторов между данными ПС.

Реконструкция ПС 110 кВ Кырен

На ПС 110 кВ Кырен установлены силовые трансформаторы 2*6,3 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам составляет 9,78 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 1,266 МВА. Объем требуемой дополнительной мощности с учетом действующих договоров на технологическое присоединение составляет 4,431 МВА (загрузка 170,3%).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 40

Допустимый ток перегрузки, А	43	48	53	57,9	66,2
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 38,4 А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока -34,8А (п.5.3.15 ПТЭ). Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 2 часов в сутки;

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточно, т.к. фидера связи 10 кВ на ПС 110 кВ Кырен отсутствуют и при переводе питания по стороне 35 кВ на ПС 110 кВ Зун-Мурино по ВЛ-35 кВ Зун-Мурино-Жемчуг (ЗМХ-396) загрузка 1Т (6,3 МВА) ПС 110 кВ Кырен составит 7,33 МВА (116%). Таким образом, требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*6,3 МВА на трансформаторы мощностью не менее 2*10 МВА.

Реконструкция ПС 35 кВ Нижняя Иволга

На ПС 35 кВ Нижняя Иволга установлены силовые трансформаторы 1*2,5 и 1*4 МВА, максимальная загрузка по контрольным замерам составляет 2,87 МВА, заключены договора на технологическое присоединение на мощность 0,97 МВА. Дефицит мощности с учетом действующих договоров на технологическое присоединение составляет 1,214 МВА (загрузка 148,56%).

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.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточно и требуется замена

существующих силовых трансформаторов 1*2,5 МВА на 1*4 МВА, мероприятие планируется выполнить путем перемещения высвободившегося силового трансформатора номинальной мощностью 4 МВА с ПС 35 кВ Гурульба.

Реконструкция ПС 110 кВ Эрхирик

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2,5 и 6,3 МВА, фактическая максимальная нагрузка ПС за 5 лет составляет 2,29 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,879 МВА. Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 - 74%. Дефицит с учетом заключенных договоров ТП – 0,549 МВА, нагрузка ПС в режиме n-1 – 121%.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 42

Допустимый ток перегрузки, А	16,25	18,12	20,00	21,87	25,00
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 16,63А, данное значение превысит значение длительно допустимого тока – 13,1 А. Длительность перегрузки составит 24 часа в сутки при допустимой не более 2 часов в сутки.

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки по существующим линиям связи с переводом нагрузки со 2-ой секции шин невозможно, в связи с низкой пропускной способностью фидера 10 кВ № Э-4. Требуется замена существующего силового трансформатора 1*2,5 на 1*6,3 МВА.

Реконструкция ПС 35 кВ Николаевская

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 1,8 и 2,5 МВА, фактическая максимальная нагрузка ПС за 5 лет составляет 2,07 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,5 МВА. Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 – 115% (38,2 А). Фактический дефицит мощности составляет – 0,18 МВА. Дефицит с учетом заключенных договоров ТП – 0,47 МВА, нагрузка ПС в режиме n-1 – 137,8% (45,8 А).

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 43

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 недостаточно. Требуется замена существующего силового трансформатора мощностью 1,8 МВА на трансформатор мощностью 2,5 МВА.

Реконструкция ПС 35 кВ Центральная

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*10 МВА, фактическая максимальная нагрузка ПС составляет 8 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 1,7 МВА, поданы заявки на осуществление ТП на мощность 1,5 МВА. Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 - 77%. С учетом заключенных договоров ТП нагрузка ПС составит 9,7 МВА. Дефицит с учетом заключенных договоров и поданных заявок на ТП составит 1,2 МВА, нагрузка ПС в режиме n-1 составит 112% или 175,8 А при номинальном токе трансформатора 157 А.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 43.1

Допустимый ток перегрузки, А	204,1	227,7	251,2	274,8	314
Допустимая длительность перегрузки, с	7200	4800	2700	1200	600

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания недостаточны. Требуется замена существующих силовых трансформаторов 2*10 МВА на 2*16 МВА.

Реконструкция ПС 35 кВ Дивизионная

На ПС установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью 2*4 МВА, фактическая максимальная нагрузка ПС составляет 4,8 МВА, заключены договоры на технологическое присоединение на мощность 0,1 МВА. Фактическая нагрузка ПС в режиме n-1 – 120% (80,83 А) при номинальном токе трансформатора 66 А.

Допустимые отклонения от номинальных значений тока установленного трансформатора:

Таблица 43.2

Допустимый ток перегрузки, А	77,3	84,5	93,3	104	113,8	130
Допустимая длительность перегрузки, с	10800	7200	4800	2700	1200	600

Применение схемно-режимных мероприятий по переводу существующей нагрузки на другие центры питания невозможны. Требуется замена существующего силового трансформатора 2*4 МВА на 2*6,3 МВА.

4.8.1.2. Реконструкция ВЛ 35-110 кВ

Реконструкция ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107), ВЛ 110 кВ Петропавловка – Бургултай (ПБу-170)

Основной целью реконструкции ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) является предотвращение перерывов в электроснабжении Джидинского, Кяхтинского и Бичурского районов Республики Бурятия. Объект введен в

эксплуатацию в 1967 году. Из-за физического и морального износа ВЛ 110 кВ Селендума – Джида (СД-107) находится в неудовлетворительном техническом состоянии (износ 82%), требуется постоянный ремонт т.к. деревянные опоры имеют загнивание выше нормы.

Мероприятия проекта предполагают замену деревянных опор на металлические анкерные опоры и металлические многогранные промежуточные опоры.

Для предотвращения перерывов в электроснабжении потребителей Джидинского района в Инвестиционной программе развития запланирована реконструкция ВЛ 110 кВ Петропавловка – Бургултай. Необходимость выполнения мероприятия обусловлена высокой степенью загнивания древесины деревянных опор.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106) (замена опор, замена провода)- 33,5 км

В соответствии с данными контрольных замеров максимальная передаваемая в нормальном режиме работы мощность по ВЛ составляет 44 МВт (максимальный ток 214 А). В 10-летней перспективе с учётом развития прилегающей сети до 2024 г. в соответствии с проведенным ООО «ПМК Сибири» анализом при разработке проектной документации на реконструкцию ВЛ 110 кВ ГО ГРЭС – Селендума (ГС-106) ожидается увеличение перетока мощности по линии до 56,4 МВт (268 А). При проведении анализа предполагалось увеличение перетока мощности в Монголию.

Сечение провода реконструируемой ВЛ определено в соответствии с п. 1.3.25 ПУЭ для нормального режима работы в перспективной схеме 2024 г. и принято равным 185 мм².



Рисунок 5. Южные сети ВЛ 110 кВ ГРЭС - Селендума

При аварийном отключении автотрансформаторов АТ-1, АТ-2 на Гусиноозерской ГРЭС (АТ-1, АТ-2, заведены под один выключатель В-220 АТ-1,2, В-110 АТ-1,2) при включенном в работу Блоке 1 Гусиноозерской ГРЭС и отказе или выведенной из работы АРОТ ВЛ 110 кВ ГС-106, возможно повреждение ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное озеро (ГС-106) ввиду недостаточной пропускной способности последней, величина протекающего в аварийном режиме тока составит 486 А, что превысит допустимую величину 330 А.

Отключение нагрузки в данном режиме неэффективно, т. к. не приводит к снижению токовой загрузки ВЛ 110 кВ ГС-106, а деление сети или отключение линии может привести к возникновению изолированного района с избытком мощности с последующим повышением частоты и возможным отключением блока № 1 Гусиноозерской ГРЭС. Для недопущения перегрузки оборудования необходимо действие противоаварийной автоматики на разгрузку либо на отключение блока 1 и его выделение на собственные нужды. Следует отметить, что при использовании провода большего сечения (АС-240) указанная перегрузка не возникает.

Возникновение вышеуказанных аварийных ситуаций приводит к погашению потребителей г. Гусиноозерска на величину до 16 МВт.

Основной целью реконструкции ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106) является предотвращение перерывов в электроснабжении города Гусиноозерск, Джидинского, Кяхтинского и Закаменского районов Республики Бурятия. Объект введен в эксплуатацию в 1965 году. Из-за физического и морального износа, ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума с отпайкой на ПС Гусиное Озеро (ГС-106) находится в неудовлетворительном техническом состоянии (износ 82%), требуется постоянный ремонт т.к. деревянные опоры имеют загнивание выше нормы.

Мероприятия проекта предполагают замену деревянных опор на металлические анкерные опоры и металлические многогранные промежуточные опоры, а также замену провода АС 120 - 59,5 км.

С реализацией проекта ожидается сокращений числа аварийных отключений и сокращение затрат на эксплуатацию за счет снижения износа и уменьшения числа выездов аварийных бригад, прирост отпуска электроэнергии.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Боргой – Петропавловка(БП-169)

ВЛ 110 Боргой – Петропавловка (БП-169) введена в эксплуатацию в 1969 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов линии, что может повлечь за собой перерывы в электроснабжении. Для предотвращения перерывов в электроснабжении Джидинского района требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Замена изношенных деревянных опор и проводов предотвратит перерывы в электроснабжении потребителей Джидинского района Республики Бурятия.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей (замена опор, замена провода)

Основной целью реконструкции ВЛ-110 кВ Бургултай-Торей является надежное и бесперебойное электроснабжение Джидинского района Республики Бурятия. Объект введен в эксплуатацию в 1969 году. Из-за физического и морального износа, ВЛ 110 кВ Бургултай-Торей находится в неудовлетворительном техническом состоянии (износ 82%), требуется постоянный ремонт т.к. деревянные опоры имеют загнивание выше нормы.

Мероприятия проекта предполагают замену деревянных опор на металлические анкерные опоры и металлические многогранные промежуточные опоры, а также замену провода АС 120 – 25,9 км.

Реконструкция ВЛ 35кВ Аэропорт-Иволга (АИ-3006) (в пролетах опор 18-87)

ВЛ 35кВ Аэропорт-Иволга (АИ-3006) введена в эксплуатацию в 1981 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения пригорода г. Улан-Удэ, в том числе международного аэропорта «Байкал» требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Хоринск-Кижинга (ХК-329)

ВЛ 35 кВ Хоринск-Кижинга (ХК-329) введена в эксплуатацию в 1972 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Кижингинского района требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Жаргалантуй-Щ Озеро (ЖЩО-3003)

ВЛ 35 кВ Жаргалантуй-Щ Озеро (ЖЩО-3003) введена в эксплуатацию в 1977 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания

деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Селенгинского района требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Южная-Н.Саянтуй (ЮС-307)

ВЛ 35 кВ Южная-Н.Саянтуй (ЮС-307) введена в эксплуатацию в 1961 г. Ввиду очень длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения пригорода г. Улан-Удэ требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Инкурская–Нурта (ИН-3026)

ВЛ 35 кВ Инкурская–Нурта (ИН-3026) введена в эксплуатацию в 1978 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Закаменского района требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Михайловка – Бургуй (МБ-380)

ВЛ 35 кВ Михайловка – Бургуй (МБ-380) введена в эксплуатацию в 1960 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Закаменского района требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Иволга–Хурумша (ИХ-3009)

ВЛ 35 кВ Иволга–Хурумша (ИХ-3009) введена в эксплуатацию в 1985 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания

деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Селенгинского и Иволгинского районов требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов. Причем для исключения ограничения потребителей в ремонтных схемах на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Иволга требуется увеличение сечения провода ВЛ 35 кВ Иволга–Хурумша (ИХ-3009).

Замена изношенных деревянных опор и проводов обеспечит надежность электроснабжения потребителей Селенгинского и Иволгинского районов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Нижний Саянтуй–Пестерево (НСП-397)

ВЛ 35 кВ Нижний Саянтуй–Пестерево (НСП-397) введена в эксплуатацию в 1980 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения пригорода г. Улан-Удэ и Тарбагатайского района требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

Замена изношенных деревянных опор и проводов обеспечит надежность электроснабжения пригорода г. Улан-Удэ и Тарбагатайского района.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Хурумша-Оронгой (ХО-3081)

ВЛ 35 кВ Хурумша-Оронгой (ХО-3081) введена в эксплуатацию в 1985 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Селенгинского и Иволгинского районов требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов. Причем для исключения ограничения потребителей в ремонтных схемах на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Иволга требуется увеличение сечения провода ВЛ-35 кВ Хурумша-Оронгой (ХО-3081).

Замена изношенных деревянных опор и проводов обеспечит надежность электроснабжения потребителей Селенгинского и Иволгинского районов.

Реконструкция ВЛ 35 кВ Кижинга-Кодунская (КК-330)

ВЛ 35 кВ Кижинга-Кодунская (КК-330) введена в эксплуатацию в 1969 г. Ввиду длительного срока эксплуатации деревянные опоры и провода линии сильно изношены. Наблюдается нарастание износа, повышение степени загнивания деревянных опор, повышение степени износа проводов, арматуры и изоляции линии, что влечет за собой снижение надежности электроснабжения.. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей Кижингинского района требуется реконструкция ВЛ с заменой деревянных опор и проводов.

4.8.1.3. Мероприятия по модернизации устройств РЗ и ПА

Таблица 44

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации	Стоимость с НДС, с инд. дифл., тыс. рублей
1	Реконструкция основных защит ВЛ 110 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Гусиноозерская I и II цепь (ГГ-151, ГГ-152) и УПАСК ПС 110 кВ Гусиноозерская	2021	8 717
2	ПС 110 кВ Западная, модернизация системы ПА	2019	3 542
3	Реконструкция УПАСК и УОН ПС 110 кВ Тимлюйская	2018-2019	1 951
4	Реконструкция защит обходных выключателей 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково, ПС 110 кВ Окино-Ключи, ПС 110 кВ Гусиноозерская.	2020-2021	7 276
5	Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ ПС 110 кВ Медведчиково	2020-2021	17 912
6	Установка основных и реконструкция 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	2019-2020	25 820

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации	Стоимость с НДС, с инд. дифл., тыс. рублей
7	Реконструкция 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) ПС 110 кВ Онохой	2021-2022	9 260
8	Реконструкция резервных защит ВЛ 110 кВ Мухоршибирь – Бичура (МШБ-149) и ВЛ 110кВ Окино-Ключи – Бичура (ОКБ-150) ПС 110 кВ Бичура	2021-2022	5 738
9	Оснащение основными защитами ВЛ 110 кВ в транзите ПС 220 кВ Татаурово – ПС 220 кВ Горячинская.	2021-2022	23 149

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 4х4х1,2). 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) Модернизация системы противоаварийной автоматики на ПС 110 кВ Западная в ячейке ВЛ 110 кВ СЗ-102 (ПАО «МРСК Сибири») будет произведена согласно ТУ на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» ВЛ 110 кВ СЗ-102, ПС 110 кВ Западная ПАО «МРСК Сибири» от 29.11.2012 г.

3) 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 разъёмов.)

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.

4) 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.

5) 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 быстродействию, 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.

б) 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 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 основных и резервных защит на микропроцессорные.

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

7) В качестве 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) 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.

8) 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.

9) Оснащение основными защитами ВЛ 110 кВ в транзите ПС 220 кВ Татаурово – ПС 220 кВ Горячинская.

На сегодняшний день не представляется возможным замыкание транзита ВЛ 110 кВ между ПС 220 кВ Татаурово и ПС 220 кВ Горячинская. Постоянно должен обеспечиваться раздел на любом из участков данного транзита. Оснащение ВЛ с двухсторонним питанием основными быстродействующими обязательно в соответствии с ПУЭ.

Необходимо оснащение основными быстродействующими защитами ВЛ 110 кВ Татаурово- Прибайкальская (ТП-128), ВЛ 110 кВ Прибайкальская – Нестерово (ПН-129), ВЛ 110 кВ Нестерово – Котокель (НК-130), ВЛ 110 кВ Котокель – Турка (КТ-155), ВЛ 110 кВ Турка – Горячинская.

Целью реализации проекта является:

- Уменьшение времени отключения аварийных режимов, с целью продления срока службы первичного оборудования 110 кВ;
- Отсутствие необходимости погашения потребителей Прибайкальского района и Байкальской экономической зоны при выводе в ремонт оборудования 110 кВ;
- Возможность подключения потребителей I категории в данном районе.

4.8.1.4. Мероприятия по реконструкции ПС 35 - 110 кВ.

Реконструкция ПС 110 кВ Медведчиково (замена маслянных выключателей 110 кВ) - 10 шт.

Проект реализуется с целью предотвращения перерывов в электроснабжении г.Улан-Удэ, а также предотвращения электротравматизма персонала при эксплуатации и оперативных переключениях (частые аварийные отключения). Также требуется замена изношенных масляных выключателей марки ВМТ-110 кВ на элегазовые 110 кВ. В 2015 г произошло технологического нарушение, связанное с износом выключателей ВМТ 110

Замена изношенных выключателей позволит существенно повысить надежность электроснабжения г.Улан-Удэ и Иволгинского района Республики Бурятия.

Дата ввода в эксплуатацию – 1988 г. Количество заменяемых выключателей – 10 шт.

Повышение надежности электроснабжения г. Улан-Удэ путем реконструкции ПС 35-110 кВ с заменой ОД-КЗ на элегазовые выключатели

Реконструкция ПС 35-110 кВ городского кольца с заменой ОД - КЗ 35-110 кВ на элегазовые выключатели необходима в связи с высоким физическим износом и образованием дефектов вследствие длительного срока эксплуатации. Поскольку ОД-КЗ имеет низкую надёжность и при неправильной работе отделителя без электроснабжения может оказаться большая часть потребителей г. Улан-Удэ. Необходима их замена на элегазовые выключатели, которые имеют более высокую надежность и отключающую способность.

Запланировано замена 27 ОД-КЗ на общую сумму 176 млн. руб.

Мероприятия по реконструкции ПС 35 - 110 кВ

Таблица 45

№	Наименование объекта, на котором планируется реконструкция	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 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	3	18,7							3	18,7

№	Наименование объекта, на котором планируется реконструкция	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 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
2	ПС 110 кВ БФМ		0,9			3	18,7					3	18,7
3	ПС 110 кВ Шишковка		0,9			3	18,7					3	18,7
4	ПС 110 кВ Октябрьская		0,9					3	18,7			3	18,7
5	ПС 110 кВ Энергетик		0,9					3	18,7			3	18,7
6	ПС 110 кВ Верхняя березовка		0,9					3	18,7			3	18,7
7	ПС 110 кВ ПТФ		0,9							3	18,7	3	18,7
8	ПС 35 кВ Бурятцелинстрой		0,9							3	18,7	3	18,7
9	ПС 35 кВ Грязнуха		0,9							3	18,7	3	18,7

Мероприятия по замене основного оборудования ПС 35-110 кВ находящихся на учащенном диагностическом контроле

Замена трансформаторов необходима в связи с превышением концентрации газов. На данный момент 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). Данные трансформаторы находятся на учащенном диагностическом контроле.

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 предотвращение перерывов в электроснабжении потребителей г. Гусиноозерск, Баунтовского района, 4-х поселков и 17-ти объектов социального назначения.

**Мероприятия по замене основного оборудования ПС 35-110 кВ
находящихся на учащенном диагностическом контроле**

Таблица 46

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации	Стоимость с НДС, с инд. дифл., тыс. рублей
1	Реконструкция ПС 110 кВ Монгой. Замена трансформатора 1Т ТМН-2500/110/10 на ТМН-2500/110/10	2019	4 750
2	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиноозерская. Замена трансформатора 1Т ТДТН-16000/110/35/10 на ТДТН-16000/110/35/10	2020	19 100

Реконструкция ПС 110 кВ Инкурская (замена КБ)

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 2017гг (последние 6 лет) выявлено постепенное падение суммарной нагрузки потребителей (12,05 МВА в 2012г., 10,02 МВА в 2017г.). 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 3,13 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.

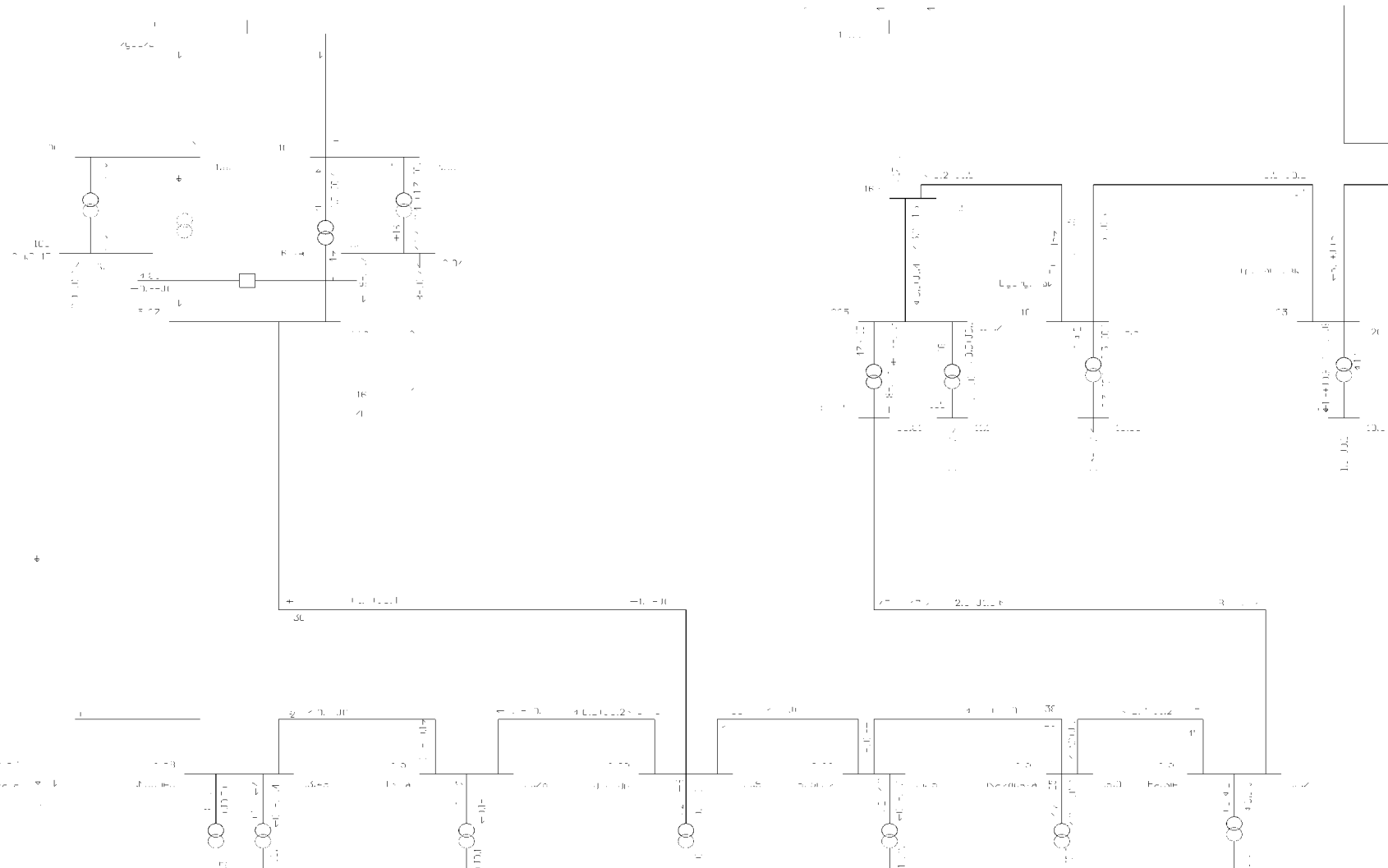
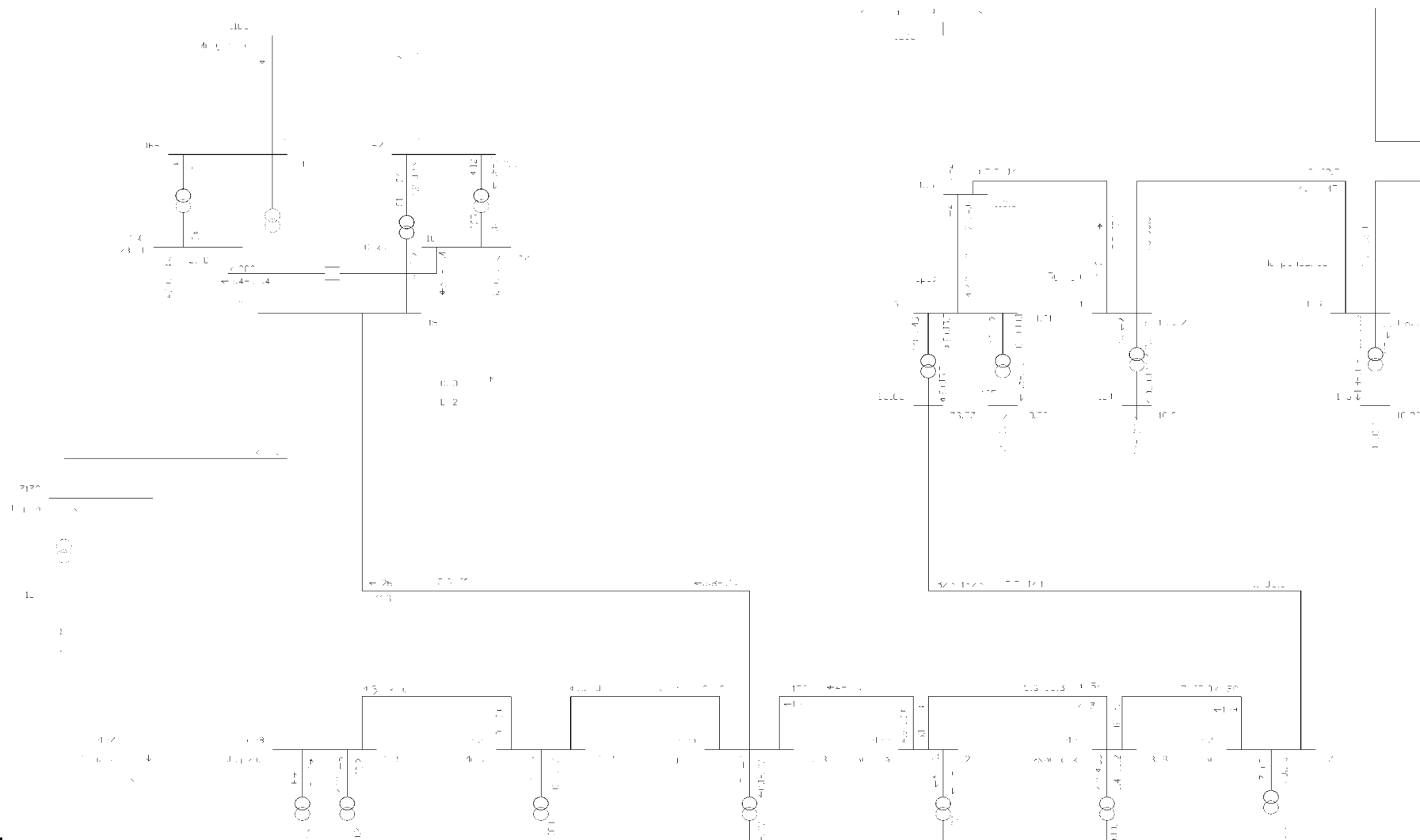


Рис. 7 – Ремонтный режим: ВЛ 110 кВ Селендума – Инкурская с отпайкой на ПС Торей (СИ-166) отключена, питание ПС 110 кВ Инкурская по кольцу 35 кВ от ПС 110 кВ Торей, погашены потребители ПС 35 кВ Нурта, Санага, КБ-2 на ПС 110 кВ Инкурская отключена. Нагрузка на ПС 110 кВ Инкурская по 6 кВ (КЗ зима 2017 мах) составляет 7,9 МВт. Напряжение на шинах 6 кВ падает до 3,4 кВ



Вывод: Включенная КБ-2 дает возможность увеличить нагрузку на ПС 110 кВ Инкурская до 4,4 МВт при условии поддержания оптимального напряжения на шинах 6 кВ и других ПС 35 кВ в кольце Инкурская – Торей.

4.8.1.5. Создание цифрового участка электрической сети.

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».

Выбор обусловлен высокой степенью готовности ПС к «цифровизации». Введена в эксплуатацию в 1991г. 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). Перечень отпаяк от ВЛ (с разбивкой по каждой ВЛ) прилагается.

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 пилотного проекта

Таблица 47

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации
1	Проектирование реконструкции распределительных сетей от ПС 110 кВ Прибайкальская	2018
2	«Модернизация системы связи и системы видеонаблюдения на ПС 110 кВ Прибайкальская и ОДГ Прибайкальского РЭС» (в т.ч. модернизация	2020

№	Наименование мероприятия	Сроки реализации
	оперативного ПТК для обеспечения диспетчерского, технологического и ситуационного управления)	
3	«Модернизация систем учета розничного рынка электроэнергии (0,4 кВ и ниже)»	2019-2020
4	«Реконструкция с установкой реклоузеров на ВЛ 6-10 кВ Прибайкальский РЭС (7шт.)»	2019
5	«Реконструкция распределительных сетей от ПС 110 кВ Прибайкальская (с применением телеуправляемых разъединителей (18шт.))»	2019
6	«Реконструкция ВЛ 110 кВ Мостовка-СЛПБ (ЛМ-155), ВЛ 110 кВ СЛПБ-Татаурово (МЛ-144), ВЛ 110 кВ Татаурово-Прибайкальская (ТП-128) от ПС 110 кВ Прибайкальская с организацией ВОЛС до ОДГ Прибайкальского РЭС и ДС ЦУС в г.Улан-Удэ протяженностью 60 км»	2019-2020
7	«Установка системы телемеханики на ПС 110 кВ Прибайкальская	2019-2020
8	«Строительство ВЛ 10 кВ от ВЛ 10кВ "П-2 Микрорайон" до ВЛ 10 кВ "П-20 РРС" в Прибайкальском районе протяженностью 0,3 км»	2019

В результате проделанной работы получим высокоавтоматизированный участок распределительных электрических сетей. Как следствие, снижение потерь электроэнергии до уровня технических потерь, снижение аварийности в собственных сетях до 0, повышение надежности электроснабжения потребителей.

4.8.2. Общие основные проблемные вопросы энергосистемы

Возможные причины нарушения электроснабжения

Одной из причин нарушения электроснабжения в энергосистеме Республики Бурятия является отсутствие резервирования электрических сетей 110 кВ и ниже.

Значительная территория республики обеспечивается протяженными радиальными линиями электропередач без необходимого резервирования, вследствие чего происходят частые отключения потребителей.

Дефицит энергетических мощностей

Дефицитным энергорайоном в энергосистеме в настоящий момент является: Северобайкальский участок БАМ.

Согласно проекту СиПР ЕЭС России на 2018-2024 гг. 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 Чаянтро (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, что в свою очередь приведет к покрытию дефицита мощности.

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%.

4.8.3. Проблемные вопросы в электросетевом комплексе 220 кВ

Мощность, передаваемая по транзиту Северобайкальского энергорайона ЭС, ограничена 205 МВт по сечению Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) по критерию обеспечения запаса статической устойчивости электропередачи по активной мощности в послеаварийных режимах. Источники генерации на Северобайкальском участке отсутствуют. Нет резерва для подключения новых потребителей в энергосистемах Республики Бурятия и Забайкальского края, что является основным препятствием экономического развития региона.

Решением проблемы Северобайкальского энергорайона являются:

- 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 (включено в проект СиПР ЕЭС России 2018-2024 гг. (2019 - год окончания строительства));

- сооружение ПС 500 кВ Усть-Кут;
- сооружение транзита 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут – ПС 220 кВ Пеледуй – ПС 220 кВ Сухой Лог – ПС 220 кВ Мамакан – ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут №2.

4.8.4. Ограничение пропускной способности сети 220 кВ

Энергорайон Северобайкальского участка энергосистемы Республики Бурятия.

Характеристика энергорайона: Северобайкальский участок включает в себя подстанции 220 кВ: ПС 220 кВ Дабан, ПС 220 кВ Северобайкальск, ПС 220 кВ Кичера, ПС 220 кВ Ангоя, ПС 220 кВ Новый Уоян, ПС 220 кВ Ангаракан, ПС 220 кВ Янчукан, ПС 220 кВ Перевал, ПС 220 кВ Окусикан, ПС 220 кВ Таксимо, ПС 110 кВ Таксимо-тяговая, ПС 110 кВ Ирокинда, ПС 110 кВ Кедровская, ПС 110 кВ Таксимо-110.

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 энергорайона 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 Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) входят следующие элементы сети:

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

Существенное влияние на величину максимально допустимых перетоков в контролируемом сечении Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) оказывают ВЛ 500 кВ, 220 кВ на участке от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Киренга, поэтому при определении максимально допустимых перетоков необходимо учитывать состояние данных ВЛ. Основными потребителями на территории Северобайкальского участка являются ОАО «РЖД», ресурсодобывающие предприятия и жилищно-коммунальный сектор. Присутствуют потребители всех категорий надежности электроснабжения. Численность населения 48,6 тысяч человек.

Источники генерации на Северобайкальском участке отсутствуют.
Баланс Северобайкальского участка представлен в таблице 35.

Баланс Северобайкальского участка БАМ

Таблица 48

Составляющие баланса	Летний режим	Зимний режим
Потребление Северобайкальского участка и ПС 220 кВ Улькан, ПС 220 кВ Кунерма энергосистемы Иркутской области	83,4 МВт – максимальное[1] на 06.05.2017. 57,0 МВт – по летнему контрольному замеру (02-00ч (мск) 21.06.2017 г.)	128,5 МВт – максимальное на 13.12.2017. 94,0 МВт – по зимнему контрольному замеру (21-00ч (мск) 20.12.2017 г.).
Переток в КС Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) в нормальной схеме	223 МВт (на момент максимума потребления) 67 МВт (на момент летнего контрольного замера)	224 МВт (на момент максимума потребления) 173 МВт (на момент зимнего контрольного замера 2017 года)
МДП в КС Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) в нормальной схеме	205 МВт с учетом НК 217 МВт (нерегулярные колебания)	205 МВт с учетом НК 217 МВт
МДП в КС Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) в наиболее тяжелой ремонтной схеме	190 МВт с учетом НК 202 МВт	190 МВт с учетом НК 202 МВт
Переток в КС Таксимо – Мамакан в нормальной схеме	94 МВт (на момент максимума потребления) -8 МВт (на момент летнего контрольного замера переток в сторону ПС 220 кВ Таксимо)	75 МВт (на момент максимума потребления) 69 МВт (на момент зимнего контрольного замера 2017 года)
МДП в КС Таксимо – Мамакан в нормальной схеме (на Мамаканской ГЭС 2 ГГ и более в работе)	65 МВт	105 МВт ¹
Переток в энергосистему Забайкальского края от ПС 220 кВ Таксимо	6,0 МВт (на момент максимума потребления) 1,2 МВт (на момент летнего контрольного замера)	0 МВт (на момент максимума потребления) 0 МВт (на момент зимнего контрольного замера 2016 года)

В режимах максимального потребления переток активной мощности в контролируемом сечении Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) составляет 229 МВт (06.03.2017). В нормальной схеме переток в контролируемом сечении превышает МДП+НК (217 МВт = 205 МВт +

¹ В осенне-зимний период 2017-2018 гг. в соответствии с «Решением о работе в вынужденном режиме в контролируемом сечении Таксимо – Мамакан» утверждённым Заместителем Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко 03.01.2017 г. для нормальной схемы допустим переток вынужденного режима равный АДП.

12 МВт), назначенный по не превышению 8% запаса статической апериодической устойчивости по активной мощности в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 220 кВ Якурим – Ния, на величину 12 МВт. Для исключения превышения МДП+НК требуется ввод ГАО в объеме 12 МВт в нормальной схеме.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией (далее – СРС), приводящей к нарушению допустимых параметров электроэнергетического режима, является аварийное отключение любой из ВЛ 220 кВ на участке от Усть-Илимская ГЭС до ПС 220 кВ Мамакан в режимах максимального потребления в нормальной схеме. В данной СРС имеет место снижение величины МДП+НК в контролируемом сечении Иркутск – Бурятия (Северобайкальский участок) до 202 МВт (190 МВт + 12 МВт). Для исключения превышения МДП+НК в послеаварийном режиме требуется ввод ГАО в объёмах до 27 МВт.

4.9. Мероприятия по развитию электрических сетей энергосистемы Республики Бурятия. Обеспечение технологического присоединения потребителей.

Строительство ПС 110 кВ Джилинда (12,6 МВА) со строительством ВЛ 110 кВ (8 км): 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 – Багадрин с отпайками (РБ-125). В соответствии с заключенным договором ТП, мероприятия по строительству ВЛ 110 кВ до границ земельного участка выполняет «Бурятэнерго», а строительство ВЛ 110 кВ в границах земельного участка и подстанцию 110/10 кВ выполняет АО «Хиагда».

Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Турка-Усть-Баргузин до ПС 220 кВ Горячинская: строительство данной линии необходимо для обеспечения выдачи мощности в сеть 110 кВ от ПС 220 кВ Горячинская и обеспечения надежного электроснабжения потребителей. При выводе в ремонт или аварийном отключении ВЛ 110 кВ Татаурово-Прибайкальская (ТП-128) питание потребителей ПС 110 кВ Прибайкальская, ПС 110 кВ Нестерово, ПС 35 кВ Итанца осуществляется по ЛЭП 35кВ МИ-324 (Мандрик - Итанца), ИП-3063 (Итанца - Прибайкальская), при этом ПС 110 кВ Турка, ПС 110 кВ Берег, ПС 110 кВ Котокель остаются без напряжения. Для решения данной ситуации филиалом ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» запланировано строительство отпайки ВЛ 110 кВ от существующего транзита ВЛ 110 кВ

«Татаурово-Усть-Баргузин» до ПС 220 кВ Горячинская, которая планируется вторым источником питания.

4.10. 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 2021 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.

4.11. 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.

С реализацией «Генеральной схемы газоснабжения и газификации Республики Бурятия», утвержденной в 2009 году, возможен перевод котельных на газовое топливо. Общий потенциальный годовой объем потребления объектами теплоэнергетики определен в объеме 1 900 млн. куб.метров природного газа.

4.12. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований на территории Республики Бурятия

По состоянию на 01 апреля 2017 года из 275 городских округов и поселений в Республике Бурятия схемы теплоснабжения разработаны в 2 городских округах, 18 городских и 64 сельских поселениях, что составляет 100 % от требуемого объема.

4.13. 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 погодоведомого;
- 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.

4.14. 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.

4.15. 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 следующие стратегические документы:

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

- Схему и программу развития электроэнергетики Республики Бурятия на 2018-2022 годы, утвержденную распоряжением Правительства Республики Бурятия от 29.04.2017 № 239-р (в части источников тепловой энергии);

- Стратегию социально-экономического развития Республики Бурятия на период до 2025 года.

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 2022 года в разрезе источников тепловой энергии ТЭЦ -1, ТЭЦ-2 предоставлены в Приложении № 5.

Прогноз дефицита тепловой мощности

Таблица 46

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022
Установленная мощность ТЭЦ-2, Гкал/час	380	380	380	380	380
Присоединенная тепловая нагрузка по техусловиям, Гкал/час	411,9	420,1	424,0	425,5	425,5
Перспективная тепловая нагрузка за год, Гкал/час (ТЗ 2013-2018, ИТ)	11,9	8,2	3,9	1,5	0,0
Дефицит тепловой мощности от присоединенной по техусловиям, Гкал/час	-31,9	-40,1	-44,0	-45,5	-45,5

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 сооружения источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла и альтернативных вариантов сооружения котельных.

4.16. Прогноз развития электросетевого хозяйства на территории Республики Бурятия

Проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы для возможности подключения перспективных потребителей. Предусмотрено строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская - Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя.

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 2018-2022 года на Улан-Удэнской ТЭЦ-1 запланирована реконструкция турбоагрегата ст.№6.

Приложение № 1

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
1.	ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (АО-41)
2.	ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38)
3.	ВЛ 220 кВ Выдрино - БЦБК (ВБ-272)
4.	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260)
5.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь (ГС-255)
6.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь (ГС-256)
7.	ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ДС-34)
8.	ВЛ 220 кВ Заиграево – Кижa (ЗК-281)
9.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Кижa (КПЗ-283)
10.	ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37)
11.	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)
12.	ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261)
13.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273)
14.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Выдрино с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-274)

№ п/п	Наименование линии
15.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС I цепь (МГ-251)
16.	ВЛ 220 кВ Мысовая – Гусиноозерская ГРЭС II цепь (МГ-252)
17.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская - Новоильинск (НПЗ-282-284)
18.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (УА-39)
19.	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (УЯ-40)
20.	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)
21.	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44)
22.	ВЛ 220 кВ Посольская – Мысовая (ПМ-275)
23.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 1 (РГ-295)
24.	ВЛ 220 кВ Районная – Гусиноозерская ГРЭС № 2 (РГ-296)
25.	ВЛ 220 кВ Районная – Заиграево (РЗ-279)
26.	ВЛ 220 кВ Районная – Новоильинск (РН-280)
27.	ВЛ 220 кВ Районная – Северная (РС-297)
28.	ВЛ 220 кВ Районная – Татаурово (РТ-278)
29.	ВЛ 220 кВ Петровск-Забайкальская – Саган-Нур (СПЗ-262)
30.	ВЛ 220 кВ Северная – Посольская с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (СП-277)
31.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (СА-36)
32.	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (СК-35)
33.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257)
34.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)
35.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47)
36.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Мысовая с отпайкой на ПС Селенгинский ЦКК (ТМ-276)
37.	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан (в эксплуатации ОАО «ИЭСК»)
38.	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)
39.	ВЛ 220 кВ Янчукан-Перевал (ЯП-42)
40.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)
41.	ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Петровск-Забайкальская (ВЛ-583)
42.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская I цепь
43.	ВЛ 220 кВ Татаурово – Горячинская II цепь

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 Кижя	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 обслуживают филиал ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» и региональная распределительная электросетевая компания АО «Улан-Удэ Энерго».

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:

- 25665,945 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 0,4-110 кВ;
- 72,1 км кабельных линий электропередачи (КЛ) напряжением 0,4-35 кВ;
- 190 понизительных подстанций напряжением 35-110 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ общей мощностью 2583,9 МВА.

В состав филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Бурятэнерго» входят 3 производственных отделения (ПО) и 19 районов электрических сетей (РЭС).

Электросетевая компания АО «Улан-Удэ Энерго» осуществляет передачу электрической энергии по сетям 0,4-35 кВ и подключение новых потребителей к распределительным сетям компании.

В ремонтно-эксплуатационном обслуживании АО «Улан-Удэ Энерго» находятся:

- 1267,5 км воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 0,4-35 кВ;
- 970,68 км кабельных линий электропередачи (КЛ) напряжением 0,4-10 кВ;
- 11 понизительных подстанций напряжением 35/6-10 кВ и трансформаторные подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ общей мощностью 448,18 МВА.

В состав АО «Улан-Удэ Энерго» входят 3 района электрических сетей (РЭС)

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-146)	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	ВЛ 110 кВ Онохой – Курба (ОК-139)	36,446
10	ВЛ 110 кВ Районная – Бурятфермаш с отпайкой на ПС ЗММК (РЗМ-116)	4,294
11	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика I цепь (РМ-161)	8,486
12	ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод с отпайкой на ПС Птицефабрика II цепь (РМ-162)	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-I I цепь (РТ-104)	7,518
16	ВЛ 110 кВ Районная – Улан-Удэнская ТЭЦ-I 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 - Вознесеновка (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

№ п/п	Диспетчерское наименование	Протяженность по цепям, км
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
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 Берг (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-193)	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 – Тимлюйская с отпайкой на ПС Кабанская I цепь (СТ-103)	29,350
63	ВЛ 110 кВ Селенгинский ЦКК – Тимлюйская 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»

№ п/п	Наименование подстанции	Принадлежность
51.	ПС 110 кВ СЛПБ	ПАО «МРСК Сибири»
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

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

N п/п	Дата подачи заявки	Наименова ние Заявителя	Наименование, адрес объекта	Заявляемая мощность кВт	Центр питания, линия по стороне 110 – 35 кВ
1.	10.03.2016	ООО «ДРУЗА»	ЛЭП 10 кВ ТП 10/0,4 кВ для электроснабжения горнообогатительного комплекса "Эгитинский", 670000, Республика Бурятия, Еравнинский р-н, с. Комсомольское, кадастровый номер земельного участка 03:05:060105:0042, в 5 км на северо-запад от с. Комсомольское	1 500,00	ПС 110 кВ Комсомольская
2.	19.01.2017	Инвестици онная Компания «ТЯН ЧЭН», ООО	Жилая застройка и объекты инфраструктуры 104 квартала, 670031, Республика Бурятия, г Улан-Удэ, мкр. 104, кадастровый номер земельного участка 03:24:034405:30, 03:24:000000:51189; 03:24:000000:51192; 03:24:034405:27; 03:24:000000:63480	4 112,00	ПС 110 кВ Медведчиково
3.	04.04.2017	АО "У- УАЗ"	ПС 110 кВ УУАЗ	15 000,00	ПС 220 кВ Районная, ВЛ 110 кВ Районная – Машзавод I, II цепь (РМ-161, РМ-162)
4.	31.01.2017	ООО "Дюпон- Инвест"	Многоквартирные жилые дома, п. Энергетик	1 037,90	ПС 110 кВ Энергетик
5.	03.02.2017	ИП Кашина Эльвира Михайлов на	Торгово-деловой центр, ул. Ботаническая д. 35 Д,	800,00	ПС 110 кВ Верхняя Березовка
6.	07.02.2017	ООО "Управлен ие капитальн	Торговый центр, ул. Борсоева д.87,	1 500,00	ПС 110 кВ Западная

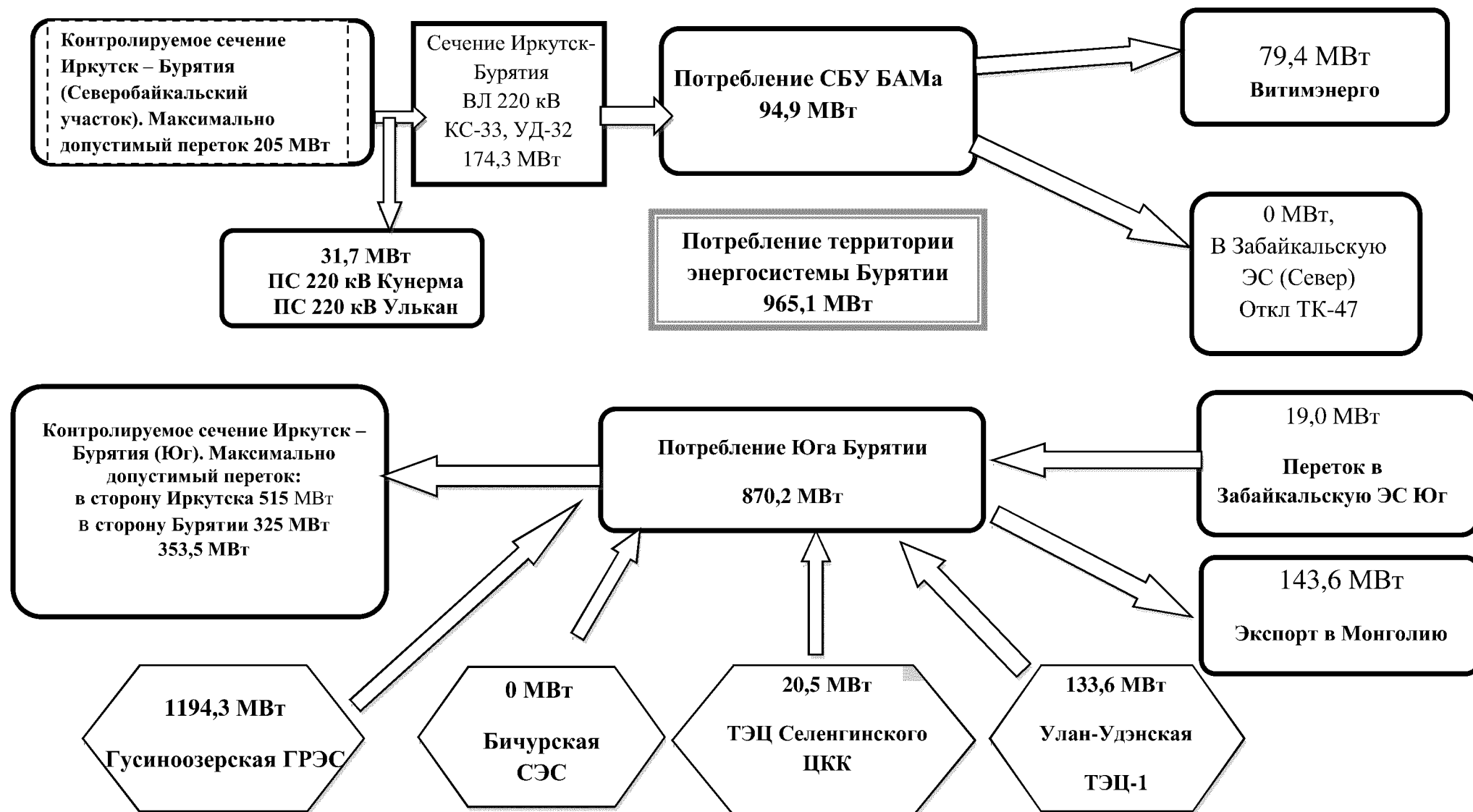
		ого строительс тва -3"			
7.	17.04.2017	Бредний Вадим Витальеви ч ИП	Окт 110 микрорайон	1 500,00	ПС 110 кВ Медведчиково
8.	19.04.2017	МТК- Дженькей	Производственная база, пос. Тальцы	3 000,00	ПС 110 кВ Птицефабрика
9.	04.05.2017	ООО "Промстро ймеханиза ция"	Завод по производству асфальта, ул. Домостроительная д.8А,	1 700,00	ПС 110 кВ Южная
10.	16.05.2017	ООО "Рем"	Многokвартирный жилой дом, Пржевальского д.8,	852,00	ПС 35 кВ КТП-1
11.	16.05.2017	ГК "Ростех"	Здание перинатального центра, ул. Пирогова	2 719,00	ПС 35 В КТП-11
12.	27.06.2017	ООО "Бест Плюс"	Многokвартирные жилые дома, 115 мкр.	672,10	ПС 110 кВ Медведчиково
13.	14.09.2017	ООО "Бест Плюс"	Многokвартирные жилые дома, 115 мкр	1 878,00	ПС 110 кВ Медведчиково
14.	07.12.2017	ООО БурГражда нСтрой	Многokвартирные жилые дома ул. Корабельная,	925,30	ПС 35 кВ Горсад
15.	17.06.2011	ООО "Промсерв ис"	ПС 35 кВ Стеклозавод	6000,00	ПС 110 кВ Западная
16.	25.07.2012	АО "Хиагда"	ПС 110 кВ Джилинда	7000,00	ПС 220 кВ Районная
17.	30.04.2013	АО "Улан- УдэЭнерго "	ПС 110 кВ Бурводстрой	2000,00	ПС 110 кВ Бурводстрой
18.	29.03.2013	ОАО "Промгра жданстрой "	ТП 10 кВ	589,20	ПС 220 кВ Районная
19.	28.10.2014	"Желдорэн ерго"- филиал ООО "Энергопр омсбыт"	ПС 220 кВ Дабан, ПС 220 кВ Северобайкальск, ПС 220 кВ Кичера, ПС 220 кВ Ангоя, ПС 220 кВ Новый Уоян, ПС 220 кВ Янчукан, ПС 220 кВ Ангаракан, ПС 220 кВ Перевал, ПС 220 кВ Окусикан, ПС 110 кВ	102260,00	ПС 500кВ Нижнеангарская

			Таксимо-тяговая		
20.	15.04.2014	ПАО "МРСК Сибири	ПС 35 кВ Таёжная	8760,00	ПС 220 кВ Районная
21.	14.12.2012	АО "Улан- УдэЭнерго "	ЛЭП 10 кВ	2400,00	ПС 110 кВ Энергетик
22.	15.01.2014	МАОУ ДОД "ДЮСШ № 4"	ЛЭП 10 кВ, ТП 10 кВ	1500,00	ПС 110 кВ Верхняя Березовка
23.	26.04.2013	АО "Улан- УдэЭнерго "	Существующие присоединения ф. 10 и ф. 13 ПС - 35/10 кВ "АРЗ"	3030,00	ПС 110 кВ Южная
24.	21.01.2015	МУ " Улан- УдэСтройз аказчик"	ЛЭП 10 кВ, ТП 10 кВ (582 зем. участка)	1400,00	ПС 110 кВ Энергетик
25.	05.12.2014	ООО "СмитИнв ест"	ЛЭП 0,4 кВ к ПС 35 кВ Таежная	1200,00	ПС 220 кВ Районная
26.	12.12.2014	ГК "Ростех"	КЛ 6 кВ к ПС 35 кВ КТП- 11	1219,70	ПС 110 кВ Октябрьская
27.	28.01.2016	ОАО "РЖД"	ПС 220 кВ Киж (установка 3 трансформатора)	4090,00	ПС 220 кВ Петровск- Забайкальская
28.	11.01.2016	АО "Улан- Удэ Энерго"	ЛЭП 10 кВ Ф.4, Ф.5 от ПС 110 кВ Шишковка, питающие РП-22	903,00	ПС 110 кВ Шишковка
29.	18.12.2015	АО "Улан- Удэ Энерго"	ЛЭП 10 кВ Ф.5 от ПС 35 кВ АРЗ	738,00	ПС 110 кВ Южная
30.	03.02.2014	АО "Улан - Удэ Энерго"	ВЛ 10 кВ Ф.3 ПС 35 кВ Полигон	2000,00	ПС 110 кВ Октябрьская
31.	25.04.2016	РУЗКС ВВО- филиал ФКП "УЗКС МО РФ"	Технические здания и стационарные рабочие позиции для размещения стационарного специализированного комплекса из состава 14Ц227	670,00	ПС 110 кВ Новая

32.	10.01.2014	АО "Улан-Удэ Энерго"	Опора ВЛ 10 кВ № 4 (ф. № 5 РП "Верхняя Березовка")	1740,00	ПС 110 кВ Верхняя Березовка
33.	08.10.2017	ООО "Закаменск-Лес"	ВЛ 6 кВ для электроснабжения лесозавода	1101,00	ПС 110 кВ Инкурская
34.	30.11.2016	ОАО "РЖД"	ПС 220 кВ Новоильинск	970,00	ПС 220 кВ Районная
35.	01.04.2016	ООО "Энергосеть"	Индивидуальные жилые дома	895,00	ПС 110 кВ Бурводстрой

Приложение № 4

Баланс мощности энергосистемы Бурятии на час прохождения максимума потребления территории 13.12.2017



Тепловые балансы по источникам тепловой энергии

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-1 до 2022г.

Показатель	2017 факт	2018	2019	2020	2021	2022
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	688,2	694,4	701,1	710,0	712,2	713,2
Располагаемая мощность, Гкал	688	688	688	688	688	688
Избыток(+), Дефицит (-), мощности, Гкал	-0,2	-6,4	-13,1	-22,0	-24,2	-25,2

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

Тепловой баланс по источнику Улан-Удэнская ТЭЦ-2 до 2022г.

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	400,0	411,9	420,1	424,0	425,5	425,5
Располагаемая мощность, Гкал	380	380	380	380	380	380
Избыток(+), Дефицит (-), мощности, Гкал	-20,0	-31,9	-40,1	-44,0	-45,5	-45,5

Тепловой баланс по источнику Гусиноозерская ГРЭС до 2022г.

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	55,828	45,769	42,425	44,587	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0	45,26
Располагаемая мощность, Гкал (-/ +)	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3	224,3
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	168,67	178,73	182,07	179,91	180,5	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3	180,3

Тепловой баланс по источнику Селенгинский ЦКК до 2022г.

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Итого
Прогнозная нагрузка, Гкал/ч	126,67	138,67	147,66	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71	151,71
Располагаемая мощность, Гкал	214	243	243	296	296	296	296	296	296	296	296
Избыток (+) Дефицит (-) мощности, Гкал	87,33	104,33	95,34	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29	144,29

Учитывается аварийная бронь в количестве 10% от установленной мощности

Расчет электрических режимов работы магистральной и распределительной электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Целью выполняемых расчетов установившихся режимов являются:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;
- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Расчеты потокораспределения мощности, уровней напряжения и потерь мощности выполнялись при нормальной схеме сети, а также при отключении отдельных элементов схемы для длительных режимов работы электростанций и условий годового максимума и минимума нагрузки.

В энергосистеме Республики Бурятия максимальные нагрузки соответствуют осенне-зимнему периоду. Режим минимальной нагрузки в энергосистеме соответствует весенне-летнему периоду.

При выполнении расчетов электрических режимов были выявлены проблемы с уровнями напряжений и токовой загрузкой в электрических сетях 35-110 кВ по некоторым направлениям развития, рассмотренным ниже.

В 2018 году в нормальных режимах максимальных нагрузок уровень напряжений в большинстве узлов остается в пределах допустимых значений.

Обоснование необходимости увеличения установленной мощности силовых трансформаторов в рамках технологического присоединения

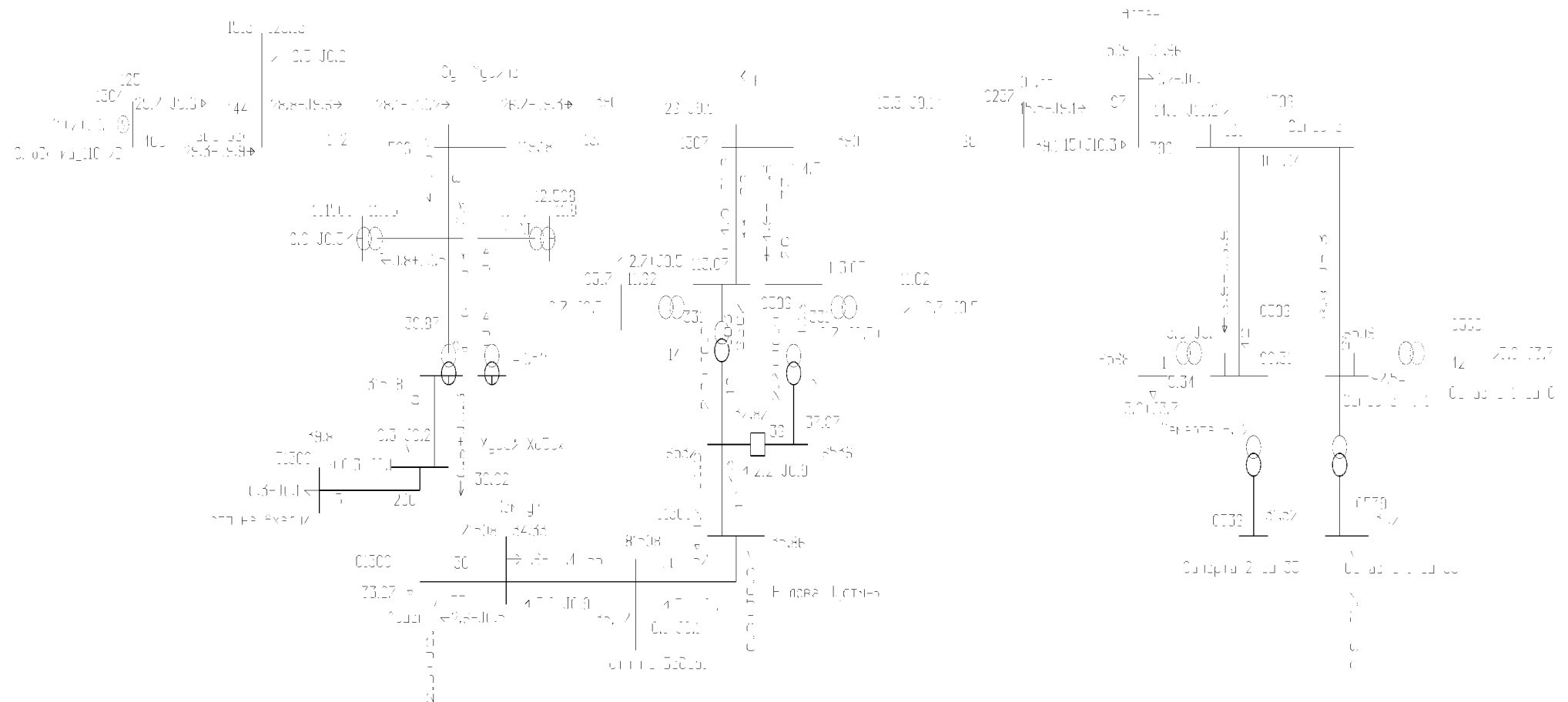


Рисунок 9. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Кырен в зимний период 2018 г.

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

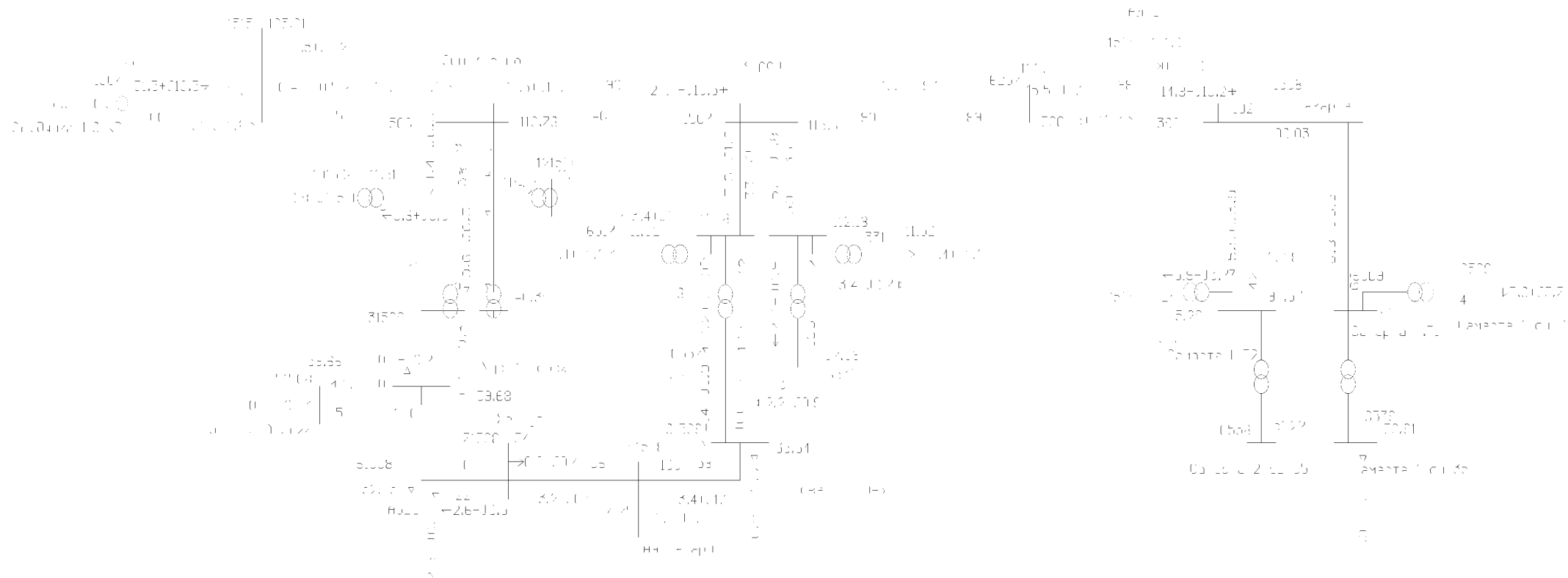


Рисунок 10. Нормальный режим питания ПС 110 кВ Кырен в зимний период с учетом перспективного развития до 2022 г. (увеличение нагрузки на 1,5 МВт)

390 – допустимый ток; 89 – рабочий ток; 101,8 – напряжение;
121508 – номер узла в схеме замещения; 23,8+18,7 – переток мощности

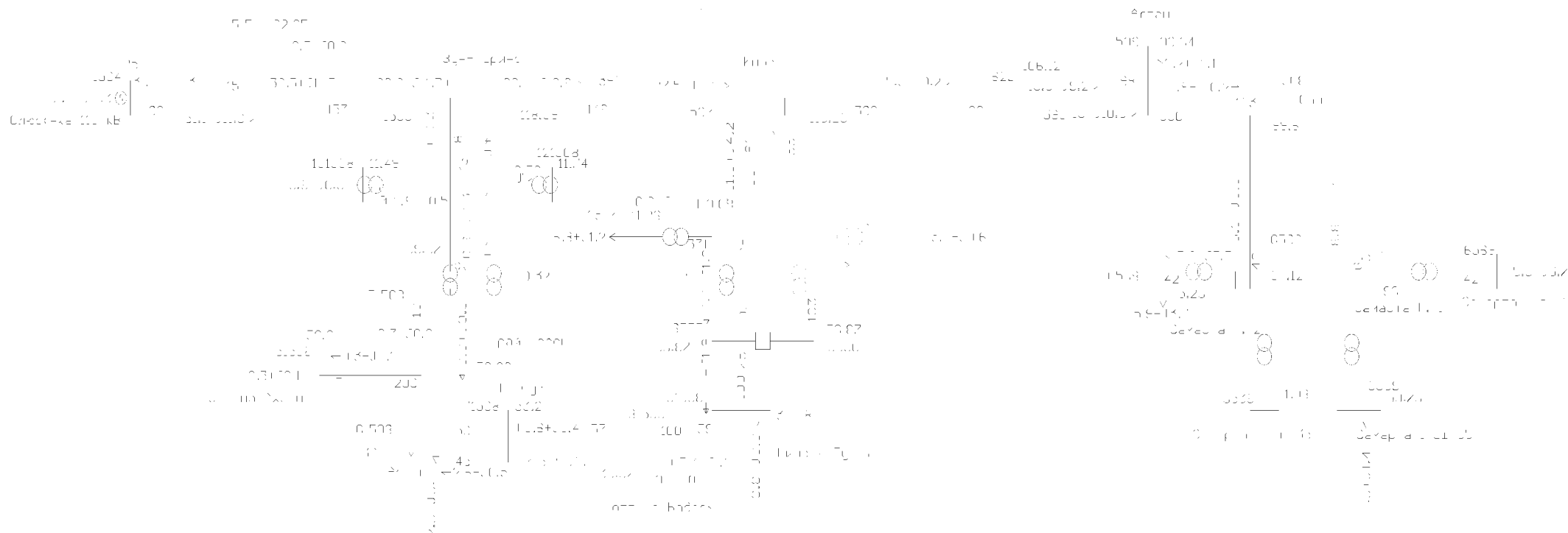


Рисунок 11. Послеаварийный режим питания 1Т ПС 110 кВ Кырен при отключении 2Т в зимний период с учетом перспективного развития до 2022 г.

После применения схемно-режимных мероприятий: перевод питания шин 35 кВ ПС 110 кВ Кырен на ПС 110 кВ Зун-Мурино по ВЛ 35 кВ ЗМХ-396, нагрузка 1Т ПС 110 кВ Кырен составит 6,8 МВА (108 %). Фидера связи 10 кВ отсутствуют. Необходима замена силовых трансформаторов 1Т, 2Т ПС 110 кВ Кырен 2х6,3 МВА на трансформаторы мощностью не менее 10 МВА.