



**У К А З**  
**ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ**

10 августа 2017 года

№ 140-уг

Иркутск

**Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики  
Иркутской области на 2018-2022 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», руководствуясь статьей 59 Устава Иркутской области,

**ПО С Т А Н О В Л Я Ю:**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Иркутской области на 2018-2022 годы (прилагается).

2. Признать утратившими силу:

1) указ Губернатора Иркутской области от 17 октября 2016 года № 257-уг «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2017-2021 годы»;

2) указ Губернатора Иркутской области от 22 декабря 2016 года № 314-уг «О внесении изменений в главу 1 раздела III схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2017 - 2021 годы».

3. Настоящий указ подлежит официальному опубликованию на «Официальном интернет-портале правовой информации ([www.pravo.gov.ru](http://www.pravo.gov.ru))».

4. Настоящий указ вступает в силу с 1 января 2018 года.

С.Г. Левченко

УТВЕРЖДЕНО

указом Губернатора Иркутской области  
от 10 августа 2017 года 140-уг

## **СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2018-2022 ГОДЫ**

### **ВВЕДЕНИЕ**

Основанием для выполнения настоящей работы является государственный контракт № 1/2017 от 06 февраля 2017 года с Областным государственным казенным учреждением «Центр энергоресурсосбережения» (далее — Заказчик), Приложение № 1 к указанному контракту — Техническое задание «Выполнение работ на разработку схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на период 2018-2022 годы» (далее — Техническое задание), Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 (в редакции Постановлений Правительства Российской Федерации от 12 августа 2013 года № 691, от 17 февраля 2014 года № 116, от 23 января 2015 года № 47, от 16 февраля 2015 года № 132).

Основными целями работы по формированию схемы и программы перспективного развития электроэнергетики (далее — СиПР) являются:

- создание эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие Иркутской области;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики;
- эффективное использование энергетических ресурсов на территории Иркутской области.

Основными задачами работы по формированию СиПР являются:

- разработка предложений по вводам новых и модернизации существующих объектов генерации (с учетом демонтажей) по энергосистеме Иркутской области (далее — ЭС) на пятилетний период по годам;
- разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по ЭС (по объемам и срокам реконструкции действующих и вводам новых электросетевых объектов) по годам на пятилетний период для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;
- обеспечение развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области, определение направлений развития, оценка состояния;
- обоснование оптимальных направлений развития электрических сетей ЭС для обеспечения гарантированного электроснабжения

потребителей и эффективного функционирования электрических сетей с учетом динамики спроса на электрическую мощность, перспективы развития генерирующих мощностей;

- обоснование направлений развития генерации, в том числе когенерации;
- обеспечение баланса между производством и потреблением в ЭС, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Основными принципами формирования СиПР являются:

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПР, основанная на оптимизации режимов работы ЭС;
- применение новых технологических решений;
- скоординированность СиПР и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;
- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

При выполнении работы учтены и использованы следующие материалы:

- Проект схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы;
- Подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Иркутской области на 2014-2020 годы» Государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Иркутской области на 2014-2020 годы» от 24 октября 2013 года № 446-пп;
- Стратегия развития топливно-энергетического комплекса Иркутской области до 2015-2020 годов и на перспективу до 2030 года, одобренная распоряжением Правительства Иркутской области от 12 октября 2012 года № 491-рп;

- Схемы выдачи мощности электростанций, выполненные проектными организациями (при их наличии);
- Схемы внешнего электроснабжения потребителей, выполненные проектными организациями (при их наличии)
- Модернизация железнодорожной инфраструктуры Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожной магистралей с развитием пропускных и провозных способностей.

Оформление работы выполнено в соответствии со следующими нормативно-техническими документами (НТД):

- Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 года № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;
- Поручение Президента Российской Федерации по итогам заседания Комиссии при Президенте Российской Федерации по модернизации и технологическому развитию экономики России 23 марта 2010 года (пункт 5 Перечня поручений от 29 марта 2010 года № Пр-839) предусмотреть в рамках схем и программ перспективного развития электроэнергетики максимальное использование потенциала когенерации и модернизацию систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований.
- Система мероприятий и структура финансирования подпрограммы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Иркутской области на 2014-2020 годы» Государственной программы Иркутской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства Иркутской области на 2014-2020 годы» от 24 октября 2013 года № 446-пп;
- Правила устройства электроустановок, утвержденные приказом Минэнерго России от 8 июля 2002 года № 204;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 года № 229;
- Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 277;



- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281;
- РД 153-34.3-20.409-99 Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению.

В работе использованы и учтены отчетные данные за 2012-2016 годы; расчетный срок — 2022 год.

## РАЗДЕЛ I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕГИОНА

Иркутская область как субъект Российской Федерации (РФ) входит в состав Сибирского Федерального округа (СФО) и расположена в центре Азиатского материка на юге Восточной Сибири, в бассейнах верхнего течения рек Ангары, Лены и Нижней Тунгуски. Площадь территории Иркутской области — 774,8 тыс. км<sup>2</sup>, что составляет 4,52 процента от площади Российской Федерации (на 1 января 2016 года). По площади область занимает второе место среди регионов Сибири и пятое место в России.

Протяженность области с запада на восток — 1 500 км, с юга на север — 1 400 км. Крайняя северная точка находится на широте 64°9' с. ш., южная — 51°8' с. ш., западная — 95°37' в. д., восточная — 119°10' в. д. Территория области значительно удалена от всех морей и океанов. Приблизительные расстояния по воздушной линии от Иркутска до Балтийского моря 4,5 тыс. км, до Ледовитого океана — 3 тыс. км, до Японского моря — 2,5 тыс. км, до Индийского океана — 3,5 тыс. км.

Область расположена примерно на середине железнодорожного пути от Москвы до Владивостока, значительно удалена от основных промышленных центров страны и от морских путей. Через область проходят важные железнодорожные, водные и воздушные пути, обеспечивающие связи Восточной Сибири и Дальнего Востока с другими экономическими районами России и странами Азиатско-Тихоокеанского региона.

Находясь в центре Азиатского материка, область занимает выгодное географическое положение. На юге, юго-востоке и востоке она граничит с Республикой Бурятия, Забайкальским краем, на севере и северо-востоке — с Республикой Саха (Якутия), на северо-западе и западе — с Красноярским краем, на юго-западе — с Республикой Тыва. В пределах области расположена часть акватории оз. Байкал с островом Ольхон. Протяженность границ составляет 7 240 км, из них сухопутная — 6 720, водная — 520 км.

Удобное географическое положение на путях в Монголию и Китай, в бассейн Амура и к берегам Тихого океана, а также через бассейн Лены в Якутию и на северо-восток Сибири, сыгравшее в прошлом положительную роль в росте Иркутска как крупного экономического, политического и культурного центра Сибири, имеет и теперь важное значение для устойчивого развития области.

Иркутская область имеет достаточно разветвленную и развитую транспортную инфраструктуру, представленную различными видами транспорта. Через южные районы области проходит Транссибирская железная дорога, а через центральные — Байкало-Амурская железнодорожная магистраль (БАМ). Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет порядка 2 500 км.

Вдоль Транссиба проходит автодорога федерального значения и нефтепровод из Западной Сибири в город Ангарск. По Иркутской области проходит нефтепровод Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО). Ведется строительство автомагистрали вдоль БАМа. Протяженность автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием составляет более 12 тыс. км.

Воздушные междугородние и международные перевозки осуществляются в основном двумя аэропортами, расположенными в городах Братск и Иркутск.

Административным центром Иркутской области является город Иркутск.

На современной карте Иркутской области — 467 муниципальных образований, из них: 32 муниципальных района, десять городских округов, 63 городских поселения, 362 сельских поселения. На территории Иркутской области находятся 1 562 населенных пункта, из которых 22 города. Наиболее крупные города: Иркутск, Ангарск, Братск.

Численность постоянного населения Иркутской области на 1 января 2017 года составила 2 408 907 чел., или 12,47 процента от численности населения Сибирского федерального округа (СФО), в том числе:

- городского населения — 1 900 330 человека;
- сельского населения — 508 571 человек.

Таким образом, на 1 января 2017 года удельный вес городского населения составил 78,88 процента, а плотность населения — 3,11 чел./км<sup>2</sup>.

Динамика численности населения (по данным Иркутскстата) за период до 2017 годы представлена в таблице 1.

Таблица 1. Динамика численности постоянного населения Иркутской области на начало года

Год	Численность постоянного населения, чел.		
	всего	в том числе:	
		городское	сельское
1995	2748073	2180638	567435
2000	2644022	2105627	538395
2005	2524080	2001976	522104
2006	2492143	1977368	514775
2007	2467383	1959382	508001
2008	2455410	1949006	506404
2009	2448287	1943991	504296
2010	2440391	1937638	502753
2011	2427954	1932306	495648
2012	2424355	1929039	495316
2013	2422026	1925617	496409
2014	2418348	1919317	499031

Год	Численность постоянного населения, чел.		
	2015	2414913	1906452
2016	2412800	1905217	507583
2017	2408901	1900330	508571

Из таблицы 1 видно, что численность населения постоянно снижается. За период наблюдений с 1995 по 2017 год численность населения уменьшилась на 12,66 процента, или 339 172 человек.

Прогноз численности постоянного населения на период до 2022 года (по данным Иркутскстата) приведен в таблице 2.

Таблица 2. Прогноз численности населения на начало года

Год	Численность постоянного населения, чел.								
	всего			в том числе:					
	всего	в том числе:		всего	в том числе:		всего	в том числе:	
		муж- чины	жен- щины		муж- чины	жен- щины		муж- чины	жен- щины
2018	2404713	1112867	1291846	1901385	865474	1035911	503328	247393	255935
2019	2401029	1111770	1289259	1899634	864884	1034750	501395	246886	254509
2020	2396317	1110206	1286111	1897079	863982	1033097	499238	246224	253014
2021	2391291	1108545	1282746	1894259	863033	1031226	497032	245512	251520
2022	2385981	1106791	1279190	1891290	862091	1029199	494691	244700	249991

Из таблицы 2 видно, что численность населения Иркутской области будет снижаться, причем численность сельского населения — опережающими темпами по сравнению с численностью городского населения. Численность городского населения снизится на 0,53 процента, сельского — на 1,72 процента. Из таблицы 2 видно, что количество женщин в суммарном объеме населения превышает количество мужчин, данное распределение сохранится на протяжении всего рассматриваемого периода.

В таблице 3 представлено прогнозируемое распределение населения по возрастным группам на перспективу до 2022 года (по данным Иркутскстата).

Таблица 3. Прогнозная численность населения по отдельным возрастным группам, человек

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	Отноше- ние 2022/ 2018, %
Прогнозная численность постоянного населения, всего, в том числе:	2404713	2401029	2396317	2391291	2385981	99,22
моложе трудоспособного возраста	529703	537772	543539	548466	553713	104,53
в трудоспособном возрасте	1330567	1314465	1301170	1288948	1277798	96,03

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	Отноше- ние 2022/ 2018, %
старше трудоспособного возраста	544443	548792	551608	553877	554470	101,84

Из таблицы 3 видно, что к концу рассматриваемого периода численность населения моложе трудоспособного возраста увеличится на 4,53 процента, а численность населения младше трудоспособного возраста — на 1,84 процента. Численность трудоспособного населения снизится на 3,97 процента, или 52 769 человек, что может привести к дефициту кадров на рынке труда.

В таблице 4 представлен перечень наиболее крупных населенных пунктов Иркутской области (по данным Иркутскстата) с указанием численности постоянного населения на 1 января 2016 года.

Таблица 4. Перечень наиболее крупных населенных пунктов Иркутской области с указанием численности постоянного населения на 1 января 2016 года

Населенный пункт	Численность населения, чел.	Населенный пункт	Численность населения, чел.
Иркутск	623 424	Тайшет	33 587
Братск	234 147	Зима	31 283
Ангарск	226 776	Железногорск-Илимский	23 979
Усть-Илимск	82 820	Вихоревка	21 459
Усолье-Сибирское	78 569	Слюдянка	18 302
Черемхово	51 338	Бодайбо	13 419
Шелехов	47 378	Свирск	13 127
Усть-Кут	42 498	Байкальск	12 901
Тулун	41 987	Киренск	11 436
Саянск	38 957	Бирюсинск	8 484
Нижнеудинск	34 049	Алзамай	6 136

Наиболее экономически развитые районы Иркутской области сосредоточены в Иркутско-Ангарской зоне, в городах с высоким экспортным потенциалом. Экономическое благополучие области в целом складывается за счет крупных городов (Иркутск, Братск, Ангарск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Шелехов), где проживает более 50 процентов населения области.

По многим видам производимой продукции Иркутская область сохраняет ведущие позиции в России. Основными направлениями специализации Иркутской области являются металлургия (производство алюминия и ферросплавов), горнодобывающая и нефтехимическая промышленность, лесопромышленный комплекс и транспорт. Сельское хозяйство и сфера обслуживания развиты слабо.

Промышленность области сконцентрирована в Иркутске и ряде районных центров. Наиболее крупными потребителями электроэнергии являются:

Братский алюминиевый завод, АО «Ангарская нефтехимическая компания», Иркутский авиационный завод, Иркутский алюминиевый завод, филиалы ОАО «Группа «Илим» в городе Братске и городе Усть-Илимске, АО «Саянскхимпласт» (крупнейший производитель ПВХ в России), Коршуновский горно-обогатительный комбинат.

В общероссийском разделении труда Иркутская область выделяется как крупная энергетическая база, дающая 6,2 процента вырабатываемой в России электроэнергии, как поставщик слюды, поваренной соли, золота, алюминия, древесины, химической и нефтехимической, целлюлозно-бумажной продукции, пушно-мехового сырья.

Динамика производства валового регионального продукта (ВРП) Иркутской области (по данным Иркутскстата<sup>1</sup>) представлена в таблице 5.

Таблица 5. Динамика производства валового регионального продукта Иркутской области

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016 оценка
ВРП в основных ценах, млн руб.	737971,6	805197,5	916317,5	1013542,3	1127392,5
Индекс физического объема ВРП, в % к предыдущему году	109,4	102,0	104,8	100,4	102,6
ВРП на душу населения, руб./чел.	304545,5	332700,5	379171,6	419885,1	467254,8

Из таблицы 5 видно, что объем валового регионального продукта растет, что совместно со снижением численности населения сказывается на объеме ВРП на душу населения. Рост валового регионального продукта на душу населения за период с 2012 по 2016 год составил 53,42 процента.

Структура валового регионального продукта Иркутской области по видам экономической деятельности (по данным Иркутскстата<sup>1</sup>) представлена в таблице 6 и на рисунке 1.

Таблица 6. Структура валового регионального продукта Иркутской области по видам экономической деятельности

Вид экономической деятельности	Ед. изм.	Значение по годам				
		2012	2013	2014	2015	2016 оценка
Валовой региональный продукт в основных ценах	млн руб.	737971,6	805197,5	916317,5	1013542,3	1127392,5
	%	100,0	100,0	100	100	100

<sup>1</sup> — Производство валового регионального продукта Иркутской области за 2015-2016 годы приводится в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Иркутской области на 2017 год и плановый период 2018 и 2019 годов, утвержденным распоряжением Правительства Иркутской области от 5 октября 2016 года.

Вид экономической	Ед.	Значение по годам				
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	%	5,6	5,6	5,8	5,9	5,4
Рыболовство, рыбоводство	%	0,0	0,0	0	0	0
Добыча полезных ископаемых	%	15,7	18,0	19,6	24,3	23,8
Обрабатывающие производства	%	13,4	13,7	12,4	13,4	12,7
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	%	6,6	6,0	5,6	5,2	5,3
Строительство	%	6,7	6,5	7,0	6,4	4,7
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	%	10,6	9,9	9,5	9,1	8,6
Гостиницы и рестораны	%	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Транспорт и связь	%	17,2	14,7	16,3	12,7	15,7
Финансовая деятельность	%	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	%	6,8	7,3	6,8	7,5	6,5
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; социальное страхование	%	7,0	7,1	6,4	5,7	6,3
Образование	%	3,9	4,2	3,9	3,5	4,2
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	%	4,5	4,7	4,6	4,4	4,5
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	%	1,0	1,3	1,1	1,1	1,2

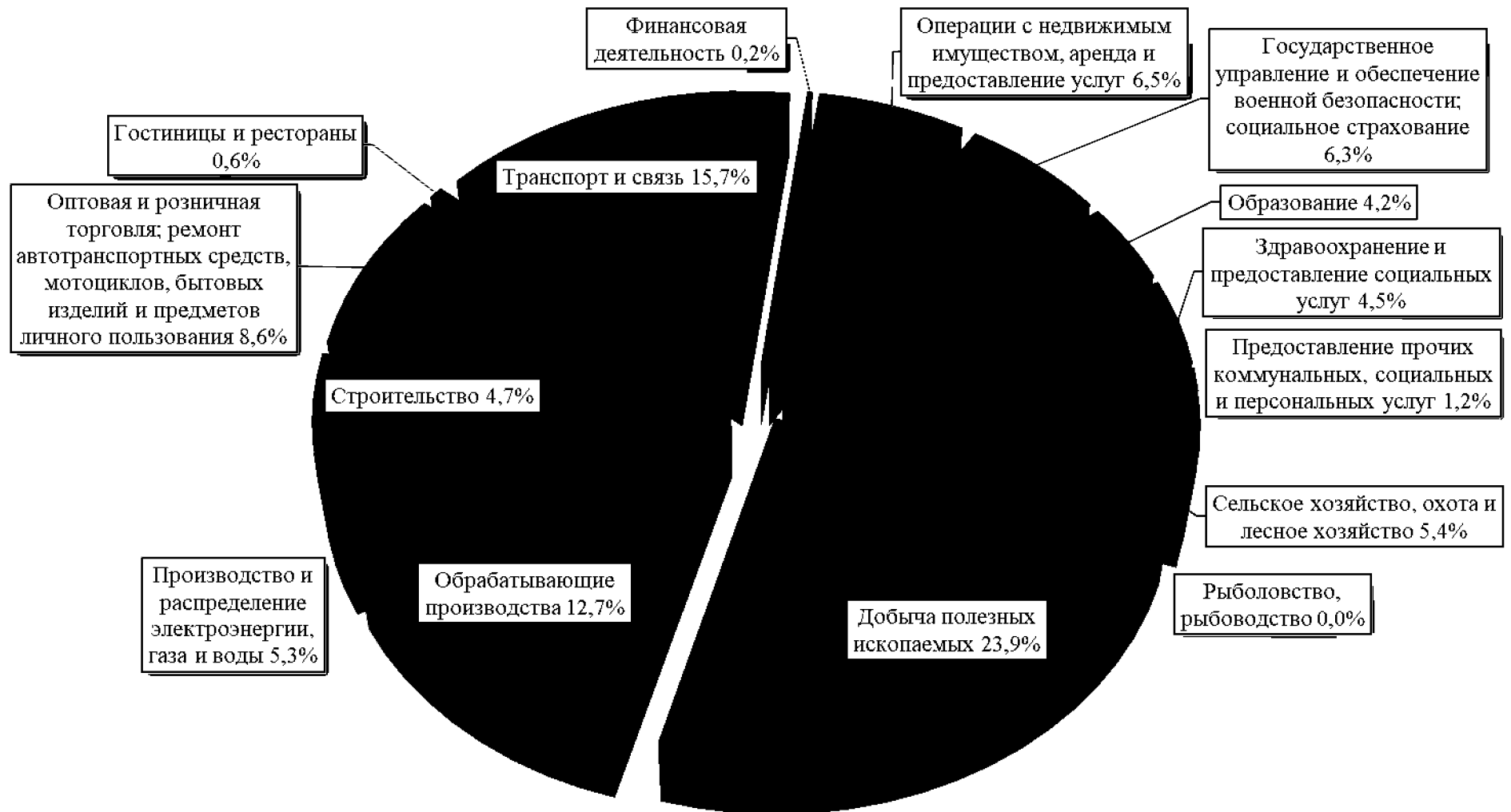


Рисунок 1. Структура ВРП Иркутской области по видам экономической деятельности

Динамика индексов производства Иркутской области по видам экономической деятельности (по данным Иркутскстата) представлена в таблице 7.

Таблица 7. Индексы производства по видам экономической деятельности в Иркутской области, в процентах к предыдущему году

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Индекс промышленного производства	112,9	102,5	104,4	105,8	105,7
Добыча полезных ископаемых, в том числе:	133,2	109,7	110,9	113,6	110,7
добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	149,4	114,5	115,6	118,8	114,6
добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	105,3	98,0	97,1	95,8	94,7
Обрабатывающие производства, в том числе:	101,0	102,8	102,5	101,6	101,9
производство пищевых продуктов, включая напитки	108,1	96,7	98,9	98,7	98,0
текстильное и швейное производство	115,9	115,2	90,4	51,7	105,1
производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	104,8	88,5	92,8	78,6	70,7
обработка древесины и производство изделий из дерева	111,9	118,7	97,6	95,6	105,2
целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	100,6	92,5	111,4	107,3	105,0
производство кокса, нефтепродуктов	102,9	103,0	98,2	91,2	100,5
химическое производство	101,5	101,0	106,3	91,9	82,9
производство резиновых и пластмассовых изделий	125,9	128,5	96,5	97,0	93,4
производство прочих неметаллических минеральных продуктов	103,1	104,0	106,6	85,1	105,3
металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	106,8	100,6	102,8	114,6	100,3
производство машин и оборудования	126,2	106,9	129,9	39,1	116,7
производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	117,6	111,7	83,3	90,4	108,6
производство транспортных средств и оборудования	76,9	104,0	101,4	120,3	110,4
прочие производства	92,4	112,7	118,0	210	139,3
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	111,2	87,5	93,3	95,5	101,1

Анализ изменения индексов производства показывает, что добыча полезных ископаемых, несмотря на рост индекса в 2016 году, показывает отрицательную динамику за рассматриваемый период. В то же время целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность, производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования, металлургическое производство и производство готовых



металлических изделий, а также производство транспортных средств и оборудования демонстрируют положительную динамику изменения индексов производства за рассматриваемый период.

## **РАЗДЕЛ II. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА ПРОШЕДШИЙ ПЯТИЛЕТНИЙ ПЕРИОД**

### **II-1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ИНФОРМАЦИЯ ПО ГЕНЕРИРУЮЩИМ, ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМ И СБЫТОВЫМ КОМПАНИЯМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В РЕГИОНЕ, А ТАКЖЕ СТАНЦИЯМ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Иркутская энергосистема является одной из крупнейших энергосистем России и входит в состав объединенной электроэнергетической системы (ОЭС) Сибири, обеспечивая централизованное электроснабжение основных потребителей области. Электроснабжение отдаленных изолированных потребителей осуществляется от децентрализованных энергосистем на базе электростанций.

Иркутскую энергосистему условно можно разделить на пять энергорайонов: Усть-Илимский, Братский, Бодайбинский, Иркутско-Черемховский и Тулунско-Зиминский.

Производство электроэнергии в области осуществляется на 15 ТЭС (4 160,7 МВт) и четырех ГЭС (9 088,4 МВт). Из них 12 ТЭС входят в состав ПАО «Иркутскэнерго», одна ТЭС принадлежит ООО «Теплоснабжение» (город Байкальск, бывшая ТЭЦ Байкальского целлюлозно-бумажного комбината), две ТЭС входят в состав филиалов ОАО «Группа «Илим» в городе Братске и городе Усть-Илимске.

Из четырех ГЭС три крупнейшие — Братская (4 500 МВт), Усть-Илимская (3 840 МВт) и Иркутская (662,4 МВт) принадлежат ПАО «Иркутскэнерго». Мамаканская ГЭС мощностью 86 МВт, расположенная в поселке Мамакан Бодайбинского района, работает в составе АО «Витимэнергосбыт».

Иркутская энергосистема включает две генерирующие компании, работающие на ОРЭМ, одного производителя электрической энергии розничного рынка, две действующие электростанции промышленных предприятий, 29 электросетевых компаний и три гарантирующих поставщика электрической энергии.

Генерирующие компании представляют ПАО «Иркутскэнерго» и АО «Витимэнергосбыт». ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» с 1 сентября 2015 года является станцией розничного рынка.

Электростанциями промышленных предприятий являются ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Братске и ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске.

Наиболее крупные электросетевыми организации представлены следующими компаниями: ОАО «Иркутская электросетевая компания» (сокращенное наименование — ОАО «ИЭСК»), ОАО «Российские железные дороги» (сокращенное наименование — ОАО «РЖД»), АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «Братская электросетевая компания» (сокращенное наименование — АО «БЭСК»).

Гарантирующими поставщиками электрической энергии на территории Иркутской области являются ООО «Иркутская Энергосбытовая компания», АО «Витимэнергосбыт», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Основной особенностью структуры генерирующих мощностей Иркутской энергосистемы является большая доля ГЭС — 68,6 процента в суммарной мощности электростанций. Большая часть (97,99 процента) генерирующих мощностей входит в состав ПАО «Иркутскэнерго», 0,64 процента — АО «Витимэнергосбыт», 0,18 процента — ООО «Теплоснабжение», 1,18 процента приходится на электростанции промышленных предприятий: две ТЭЦ ОАО «Группа ИЛИМ».

В 2016 году электростанциями Иркутской энергосистемы было выработано 49,316 млрд кВт·ч электроэнергии, в том числе:

- ГЭС — 37,365 млрд кВт·ч (75,8 процента);
- ТЭС — 11,951 млрд кВт·ч (24,2 процента), в том числе электростанциями промышленных предприятий — 0,90 млрд кВт·ч.

Выработка электрической энергии на душу населения Иркутской области в 2016 году составила 20,43 тыс. кВт·ч/чел.

Гидроэлектростанции Ангарского каскада Братская ГЭС и Иркутская ГЭС имеют водохранилища многолетнего регулирования, а Усть-Илимская ГЭС — сезонного регулирования.

В электроэнергетический комплекс Иркутской области входят также 25 линий электропередачи класса напряжения 500 кВ, две из которых временно работают на напряжении 220 кВ, 74 линии электропередачи класса напряжения 220 кВ, 273 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ. Количество трансформаторных подстанций в энергосистеме Иркутской области составляет 297 ед., в том числе:

- ПС 500 кВ (включая РУ 500 кВ, ПП 500 кВ, не учитывая УПК Тыреть 500 кВ) — 8 ед.;
- ПС 220 кВ — 44 ед.;
- ПС 110 кВ — 245 ед.

Суммарная мощность трансформаторов энергосистемы Иркутской области по состоянию на 1 января 2017 года составила 36 727,7 МВА.

## II-2. ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ И СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ОСНОВНЫМ ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ

Динамика электропотребления в Иркутской области неравномерная, значительное влияние на уровень электропотребления оказывает температура наружного воздуха, кроме того, на электропотреблении области отражается изменение объемов промышленного производства.

Динамика потребления электроэнергии на территории Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 8 и на рисунке 2.

Таблица 8. Динамика потребления электроэнергии в Иркутской области за последние 5 лет

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2012-2016
Электропотребление, млн кВт·ч	54 708,4	53 412,4	52 819,7	52 467,1	53 209,36	-
Абсолютный прирост (снижение) электропотребления, млн кВт·ч	-	-1 296	-592,7	-352,6	742,26	-1 499,04
Среднегодовые темпы прироста (снижения), %	-	-2,4	-1,1	-0,67	1,41	-2,74

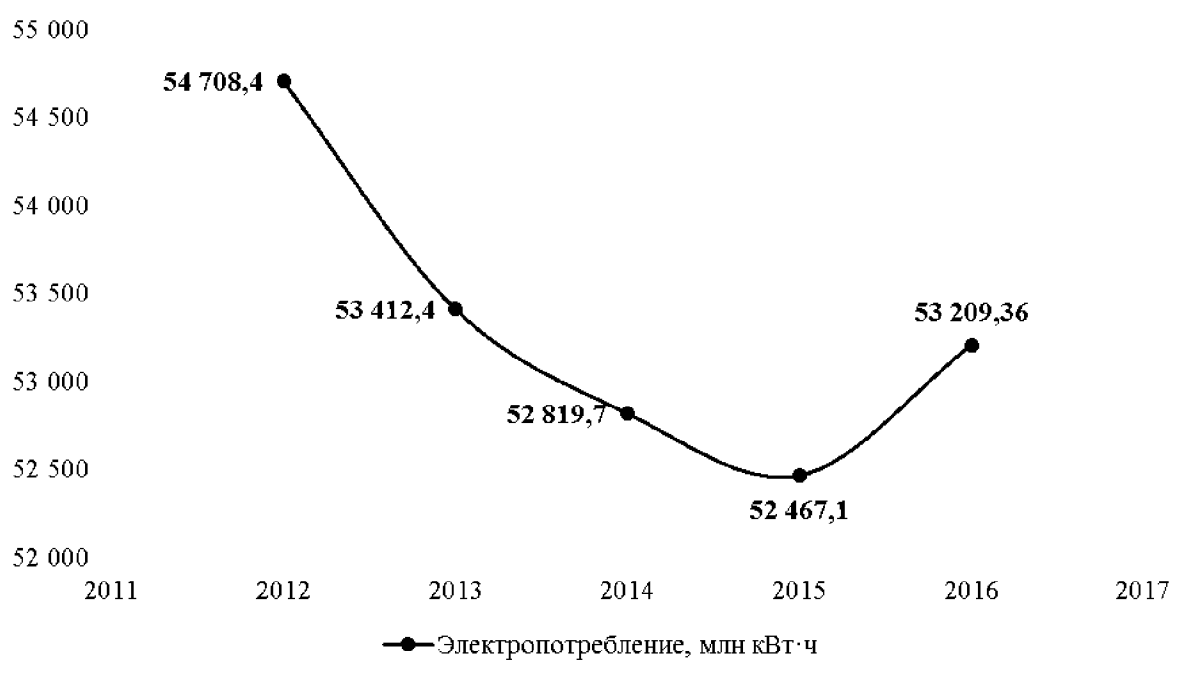


Рисунок 2. Динамика потребления электроэнергии в Иркутской области

Из приведенных данных следует, что в 2012 году зафиксирован максимум электропотребления за последние 5 лет на уровне 54 708,4 млн кВт·ч, что обусловлено увеличением выработки продукции и услуг крупными компаниями, такими как Восточно-Сибирская железная дорога, Братский завод ферросплавов и золотодобывающие предприятия. Также на увеличении электропотребления сказывалось и снижение температуры наружного воздуха по сравнению с другими годами рассматриваемой ретроспективы.

В 2013 году произошло снижение электропотребления, связанное с сокращением потребления таких крупных предприятий, как ОАО «РУСАЛ Братск» и Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в городе Шелехове.

Тенденция снижения потребления электроэнергии продолжилась и в 2015 году. На снижении электропотребления сказалось сокращение объемов промышленного производства и жилищного строительства, повышение средней за отопительный период температуры воздуха в регионе.

В 2016 году происходит рост электропотребления до уровня 53 209,4 млн кВт·ч, что на 1,41 процента выше уровня 2015 года, что обусловлено ростом промышленного производства и потребления электроэнергии населением, однако уровня 2012 года потребление региона не достигает и падение потребления за отчетный период составило 2,74 процента.

Структура электропотребления Иркутской области по видам экономической деятельности за 2012-2016 годы (по данным Иркутскстата) представлена в таблице 9.

В общем объеме потребления электроэнергии Иркутской области доля обрабатывающих производств составляет 56,4 процента, на долю добычи полезных ископаемых приходится 4,8 процента, на долю транспорта и связи — 7,2 процента, на сельское хозяйство, охоту и лесное хозяйство приходится 1,2 процента, население потребляет 9,2 процента.

Таблица 9. Структура электропотребления Иркутской области по видам экономической деятельности

Показатель	2012		2013		2014		2015		2016	
	млн кВт·ч	% от потребления	млн кВт·ч	% от потребления	млн кВт·ч	% от потребления	млн кВт·ч	% от потребления	млн кВт·ч	% от потребления
Выработано электроэнергии	62 046,8	-	56 424,8	-	55 074,4	-	47 950,9	-	49 316,0 3	-
Получено из-за пределов области	-	-	-	-	-	-	4 516,2	-	3 893,33	-
Отпущено за пределы области	7 338,4	-	3 012,4	-	2 254,7	-	-	-	-	-
Потреблено, в том числе по видам деятельности:	54 708,4	100	53 412,4	100	52 819,7	100	52 467,1	100	53 209,4	100
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	652,1	1,12	757,9	1,34	766,3	1,36	803,1	1,52	654,9	1,2
Добыча полезных ископаемых	1 511,1	2,61	1 655,2	2,93	2 370,1	4,21	2 469,1	4,68	2 562,7	4,8
Обрабатывающие производства	31 495,7	54,34	30 746,5	54,35	29 085,3	51,70	26 895,8	51,01	30 256,4	56,4
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	5 008,8	8,64	4 627,1	8,18	5 395,7	9,59	6 415,7	12,17	2 708,4	5,1
Потреблено населением	7 991,6	13,79	7 987,0	14,12	6 641,0	11,80	4 793,7	9,09	4 937,5	9,2
Оптовая и розничная торговля	1 005,2	1,73	927,6	1,64	1 165,1	2,07	1 007,4	1,91	1 133,1	2,1
Строительство	405,0	0,70	328,6	0,58	334,8	0,60	238,7	0,45	282,4	0,5
Транспорт и связь	3 569,4	6,16	3 339,5	5,90	3 521,1	6,26	3 482,8	6,60	3 858,8	7,2
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	383,0	0,66	385,5	0,68	528,7	0,94	317,9	0,60	337,5	0,6
Прочие виды деятельности	1 888,8	3,26	1 905,3	3,37	1 978,7	3,52	1 888,4	3,58	1 907,3	3,6
Потери в электросетях общего пользования	4 054,0	6,99	3 911,1	6,91	4 473,1	7,95	4 418,0	8,38	5 000,1	9,3

Потери в электросетях в 2016 году составили 9,3 процента от объема потребленной электроэнергии или 10,1 процента от объема произведенной электроэнергии. Основные причины потерь электроэнергии связаны с превышением нормативного срока эксплуатации сетей и электрооборудования на территории Иркутской области, изменением структуры нагрузок и их значительной рассредоточенности по территории области, недостаточным оснащением системы современными средствами регулирования и распределения потоков мощности и энергии.

### **II–3. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РЕГИОНЕ С УКАЗАНИЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ**

Значительная доля электропотребления Иркутской области (около 70 процентов) приходится на электроемкие производства и транспорт, среди которых выделяются следующие наиболее крупные потребители:

- 1) ОАО «РУСАЛ Братск»;
- 2) Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в городе Шелехове;
- 3) Восточно-Сибирская железная дорога — филиал ОАО «РЖД»;
- 4) АО «Ангарская нефтехимическая компания»;
- 5) Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске;
- 6) Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Братске;
- 7) ООО «Братский завод ферросплавов»;
- 8) АО «Саянскхимпласт».

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Иркутской области с указанием потребления электрической энергии за последние 5 лет представлен в таблице 10.

Таблица 10. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Иркутской области

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения (адрес)	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч				
				2012	2013	2014	2015	2016
1.	Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске	665776, Иркутская обл., г. Усть-Илимск	Лесохозяйственная заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее, производство и реализация целлюлозно-бумажной и лесохимической продукции, продукция деревообработкой изделий из нее	908,7	886,1	892,5	887,1	896,0
2.	Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Братске	665718, Иркутская обл., г. Братск	Лесохозяйственная, заготовка, переработка и реализация древесины и изделий из нее, производство и реализация целлюлозно-бумажной и лесохимической продукции, продукция деревообработки и изделий из нее	1 258,3	1 287,0	1 531,9	1 614,8	1 648,8
3.	ООО «Братский завод ферросплавов»	665707, Иркутская обл., г. Братск	Производство ферросилиция марок ФС65, ФС75 (ГОСТ 1415-93), микро-кремнезем и др.	836,9	887,3	813,6	837,7	842,2
4.	Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в городе Шелехове	666020, Иркутская обл., г. Шелехов	Производство: алюминия первичного, катанки алюминиевой, порошка алюминиевого, пудры алюминиевой	7 234,3	6 835,0	6 798,2	7 027,3	7 048,1
5.	ОАО «РУСАЛ Братск»	665716, Иркутская обл., г. Братск	Производство алюминия сырца, катанка алюминиевая, чушки первичного алюминия, слитки алюминиевые цилиндрические	17 361,1	17 190,6	17 203,5	16 985,5	17 016,8
6.	АО «Ангарская нефтехимическая компания»	665830, Иркутская обл., г. Ангарск	Нефтепереработка, химическая продукция, бензины автомобильные, дизтопливо, авиационное топливо, керосины, мазуты товарные, масла смазочные	1 296,5	1 305,2	1 305,0	1 308,2	929,7

№ п/п	Наименование потребителя	Место расположения	Вид деятельности	Годовой объем электропотребления, млн кВт·ч				
7.	АО «Ангарский электролизный химический комбинат»	665804, Иркутская область, г. Ангарск	Производство обогащенного гексафторида урана для ядерной энергетики	367,2	352,8	336,5	314,5	290,7
8.	ООО «Усольехимпром»	665470, Иркутская обл., г. Усолье-Сибирское	Производство химической продукции товаров народного потребления, смола ПВХ, карбид, хлор, монокристаллы	60,4	15,3	6,2	4,4	3,0
9.	АО «Саянскхимпласт»	665358, Иркутская обл., г. Саянск-1	Производство химической продукции (ПВХ суспензионный, сода каустическая)	735,1	736,7	750,5	592,6	456,5
10.	ООО «Компания «Востсибуголь»	664674, г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора, 6	Добыча угля	187,0	181,1	159,0	164,3	159,8
11.	Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал ПАО «Корпорация «Иркут»	664020, г. Иркутск, ул. Новаторов, 3	Производство авиационной техники, ТНП, стали	117,4	117,8	117,2	111,6	118,2
12.	Восточно-Сибирская железная дорога — филиал ОАО «РЖД»	664003, г. Иркутск, ул. К. Маркса, 7	Грузовые и пассажирские перевозки	3 177,2	3 182,2	3 196,0	3 172,0	3 431,1
13.	ОАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	г. Железногорск-Илимский, Нижнеилимский район	Добыча железной руды открытым способом, производство концентрата железных руд	459,9	463,7	421,7	378,2	357,4



#### II–4. ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ МАКСИМУМА НАГРУЗКИ И НАЛИЧИЕ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ КРУПНЫХ УЗЛОВ НАГРУЗКИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ

В рамках рассматриваемого пятилетнего периода наибольший максимум нагрузки соответствует 2012 году и составляет 8 051 МВт. Начиная с 2012 года происходит постепенное падение максимума нагрузки. Наименьшее значение за рассматриваемый период зафиксировано в 2015 году и составляет 7 571 МВт. Снижение было связано с экономической обстановкой, снижением производства и соответствовало общей динамике изменения максимума нагрузки по ЕЭС России. В 2016 году отмечен рост максимума нагрузки на 4,82 процента относительно 2015 года до величины 7 936 МВт, однако за весь рассматриваемый период снижение собственного максимума нагрузки составляет 1,43 процента.

Динамика изменения собственного максимума нагрузки в часы прохождения годовых максимумов потребления мощности ЭС Иркутской области за последние 5 лет представлена в таблице 11 и на рисунке 3.

Таблица 11. Динамика изменения собственного максимума нагрузки ЭС Иркутской области за последние 5 лет

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2012-2016
Собственный максимум нагрузки, МВт	8 051	7 918	7 670	7 571	7 936	-
Абсолютные прирост (снижение) максимума нагрузки, МВт	-	-133	-248	-99	365	-115
Среднегодовые темпы прироста/снижения, %	-	-1,65	-3,13	-1,29	4,82	-1,43

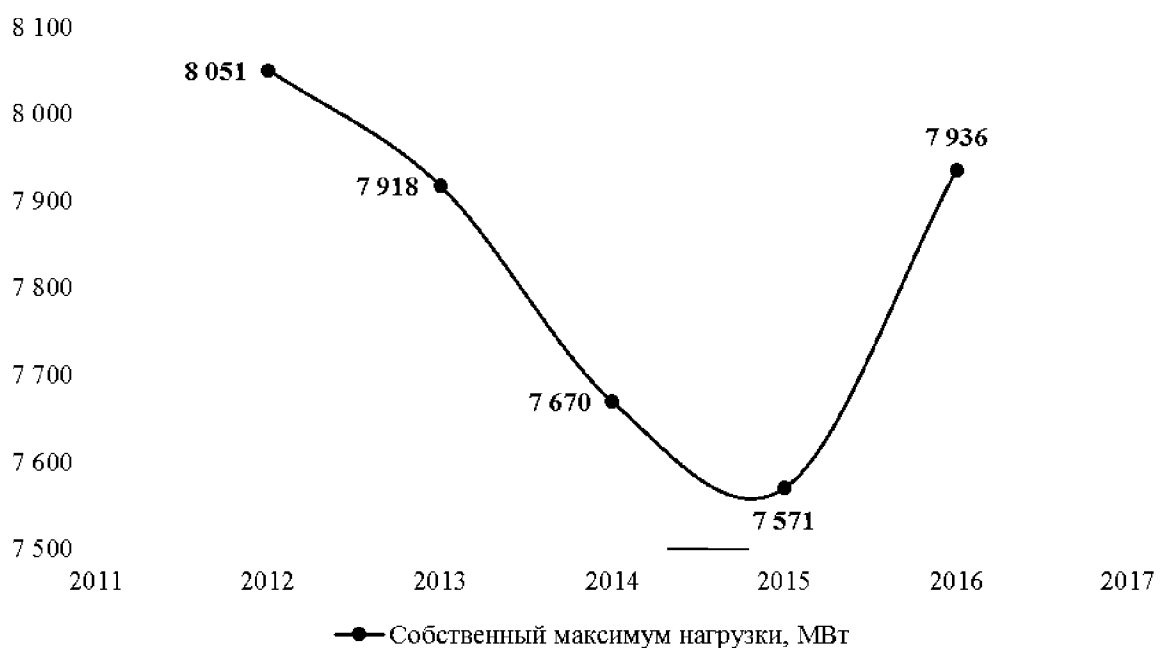


Рисунок 3. Динамика изменения собственного максимума нагрузки, МВт

Годовой максимум потребления мощности энергосистемы Иркутской области в 2016 году зафиксирован в 14:00 (мск) 18 января 2016 года и составил 7936 МВт. Резерв мощности Иркутской энергосистемы составил 1268,3 МВт.

Сведения о наличии резерва мощности на электростанциях Иркутской энергосистемы по станциям на час максимума по операционной зоне Иркутского РДУ представлены в таблице 12.

Таблица 12. Наличие резервов мощности на электростанциях Иркутской энергосистемы по станциям

Показатель	Значение на час собственного максимума ЭС, МВт
Резерв, всего, в том числе:	1 268
ТЭС, в том числе:	408
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»	66
Иркутская ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	33
Иркутская ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»	90
Иркутская ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго»	11
Иркутская ТЭЦ-11 ПАО «Иркутскэнерго»	32
Ново-Иркутская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	4
Усть-Илимская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	90
Ново-Зиминская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	82
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	0
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	0
Иркутская ТЭЦ-12 ПАО «Иркутскэнерго»	0
Иркутская ТЭЦ-16 ПАО «Иркутскэнерго»	0
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	0
ГЭС, в том числе:	860
Иркутская ГЭС	0
Братская ГЭС	493
Усть-Илимская ГЭС	367
Мамаканская ГЭС <sup>2</sup>	0
Электростанции промышленных предприятий	0

В настоящее время энергосистема Иркутской области является избыточной по мощности. Однако, анализ изменения собственного максимума нагрузок в энергосистеме показывает, что на его величину влияет целый комплекс факторов. В связи с этим обеспечение резерва в энергосистеме должно осуществляться с учетом наиболее вероятных сценариев загрузки мощностей.

<sup>2</sup> — Резерв мощности Мамаканской ГЭС является сезонным: гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, а в период с 1 февраля по 10 мая 7,3 МВт.

**II–5. ДИНАМИКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В РЕГИОНЕ, СТРУКТУРА ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ ОСНОВНЫМИ ГРУППАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ**

Динамика производства и потребления тепловой энергии в Иркутской области (по данным Иркутскстата) представлена в таблице 13 и на рисунке 4.

Таблица 13. Динамика производства и потребления тепловой энергии в Иркутской области за последние 5 лет

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2012-2016
Производство тепловой энергии, млн Гкал	44,1	41,8	40,1	40,6	38,2	-
Абсолютный прирост (снижение) производства, млн Гкал	-	-2,3	-1,7	0,5	-2,4	-5,9
Среднегодовые темпы прироста (снижения), %	-	-5,2	-4,1	1,3	-5,9	-13,4
Потребление тепловой энергии, млн Гкал	38,6	36,4	35,0	35,4	33,0	-
Абсолютный прирост (снижение) теплотребления, млн Гкал	-	-2,2	-1,4	0,4	-2,4	-5,6
Среднегодовые темпы прироста (снижения), %	-	-5,7	-3,9	1,1	-6,9	-14,6



Рисунок 4. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Иркутской области

По потреблению тепловой энергии Иркутская область находится среди ведущих в этой сфере в СФО и РФ.

В период с 2012 по 2016 годы потребление тепловой энергии в области снизилось на 14,6 процента, что обусловлено влиянием двух основных факторов.

Первый фактор связан с негативными процессами в экономике страны, наблюдавшимися с 2009 года, на фоне которых произошло некоторое сокращение уровня потребления и производства тепловой энергии по сравнению с предыдущими годами. В этот период наблюдался спад промышленного производства в Иркутской области, уменьшение потребления тепловой энергии на транспорте, в сельском хозяйстве и других сферах.

Другим фактором снижения потребления тепловой энергии за рассматриваемый период является повышение температур наружного воздуха (наиболее высокие за последние 5 лет).

Отпуск тепловой энергии потребителям Иркутской области осуществляется от различных источников:

- 12 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»;
- ТЭЦ ООО «Теплоснабжение» (бывшая ТЭЦ БЦБК);
- две ТЭЦ промышленных предприятий (ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Братске, ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске);
- 1 010 отопительных и промышленных котельных на органическом топливе, в том числе 880 муниципальных;
- около 300 электробойлерных;
- большое количество теплоутилизирующих установок (ТУУ) и индивидуальных отопительных печей.

Из 1 010 котельных 631 работает на угле (62,5 процента), 33 — на жидком топливе (3,3 процента), 147 — на дровах и щепе (14,6 процента), 190 — на электрической энергии (18,8 процента), девять — на газе (0,9 процента).

Протяженность тепловых сетей составляет 3 914,80 км, в том числе 2 359,41 км муниципальных.

Динамика изменения количества котельных и тепловых сетей Иркутской области с 2012 года по 2016 год представлена в таблице 14.

Таблица 14. Динамика изменения количества котельных и тепловых сетей на территории Иркутской области

Основные фонды	Ед. изм.	2012	2013	2014	2015	2016
Котельные	шт.	1 071	1 050	1 041	1 038	1 010
в т. ч. муниципальные	шт.	965	923	910	906	880
Тепловые сети	км	3 804,4	3 817,0	3 837,0	3 777,5	3 914,80
в т. ч. муниципальные	км	2 448,5	2 427,6	2 324,7	2 343,3	2 359,41

Сведения об источниках теплоснабжения с группировкой по их мощностям на конец 2016 года (по данным Иркутскстата) представлены в таблице 15.

Таблица 15. Сведения об источниках теплоснабжения Иркутской области с группировкой по их мощностям

Муниципальное образование (район, город)	Введено источников теплоснабжения за 2016 год				Ликвидировано источников теплоснабжения за 2016 год				Число источников теплоснабжения на конец 2016 года			
	всего	в т. ч. мощностью, Гкал/ч			всего	в т. ч. мощностью, Гкал/ч			всего	в т. ч. мощностью, Гкал/ч		
		до 3	от 3 до 20	от 20 до 100		до 3	от 3 до 20	от 20 до 100		до 3	от 3 до 20	от 20 до 100
Иркутская область, всего, в том числе:	15	9	5	1	21	14	4	-	848	631	166	30
Ангарск	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-
Иркутск	-	-	-	-	2	2	-	-	42	13	22	1
Бодайбо	-	-	-	-	-	-	-	-	12	4	6	2
Братск	-	-	-	-	-	-	-	-	13	3	4	2
Зима	-	-	-	-	-	-	-	-	9	6	3	-
Нижнеудинск	1	1	-	-	2	2	-	-	33	24	8	1
Алзамай	-	-	-	-	-	-	-	-	12	12	-	-
Саянск	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Тайшет	-	-	-	-	2	-	-	-	29	26	1	2
Бирюсинск	-	-	-	-	-	-	-	-	6	4	1	1
Юрты	-	-	-	-	-	-	-	-	4	3	-	1
Тулун	-	-	-	-	-	-	-	-	22	12	9	1
Усть-Илимск	-	-	-	-	1	1	-	-	7	3	1	1
Усолье-Сибирское	-	-	-	-	-	-	-	-	5	4	-	-
Усть-Кут	2	-	2	-	3	1	2	-	17	2	12	3
Черемхово	-	-	-	-	-	-	-	-	11	10	-	-
Свирск	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	2	2
Шелехов	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1	-	-
Ангарский район	1	-	1	-	-	-	-	-	5	4	1	-
Бодайбинский район	-	-	-	-	-	-	-	-	13	6	7	-
Балаганский район	1	1	-	-	-	-	-	-	40	38	2	-
Братский район	-	-	-	-	1	1	-	-	57	56	1	-
Вихоревка	-	-	-	-	-	-	-	-	6	3	1	2
Жигаловский район	-	-	-	-	-	-	-	-	12	12	-	-

Муниципальное образование	Введено источников теплоснабжения за 2016 год				Ликвидировано источников теплоснабжения за 2016 год				Число источников теплоснабжения на конец 2016 года			
	1	1	-	-	-	-	-	-	29	27	2	-
Заларинский район	-	-	-	-	-	-	-	-	20	18	2	-
Зиминский район	-	-	-	-	-	-	-	-	33	17	16	-
Иркутский район	-	-	-	-	-	-	-	-	11	9	1	1
Казачинско-Ленский район	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9	-	-
Катангский район	-	-	-	-	-	-	-	-	33	33	-	-
Качугский район	-	-	-	-	-	-	-	-	3	1	2	-
Киренский район	1	1	-	-	-	-	-	-	10	8	2	-
Киренск	-	-	-	-	3	1	2	-	10	1	9	-
Мамско-Чуйский район	-	-	-	-	-	-	-	-	30	29	1	-
Куйтунский район	-	-	-	-	-	-	-	-	24	14	9	1
Нижеилимский район	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Железногорск-Илимский	2	2	-	-	1	1	-	-	44	44	-	-
Нижеудинский район	-	-	-	-	-	-	-	-	4	3	1	-
Ольхонский район	-	-	-	-	1	1	-	-	6	3	3	-
Слюдянский район	-	-	-	-	-	-	-	-	10	5	4	1
Слюдянка	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Байкальск	3	3	-	-	1	-	-	-	52	50	2	-
Тайшетский район	1	-	1	-	-	-	-	-	30	29	1	-
Тулунский район	-	-	-	-	-	-	-	-	40	30	8	2
Усольский район	-	-	-	-	-	-	-	-	10	2	6	2
Усть-Илимский район	-	-	-	-	-	-	-	-	8	3	5	-
Усть-Кутский район	-	-	-	-	2	2	-	-	14	13	1	-
Усть-Удинский район	-	-	-	-	-	-	-	-	8	7	-	1
Черемховский район	1	-	-	1	-	-	-	-	3	1	1	1
Чунский район	1	-	1	-	1	1	-	-	17	16	1	-
Шелеховский район	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1	-	1
Аларский район	-	-	-	-	-	-	-	-	4	2	2	-
Баяндаевский район	-	-	-	-	-	-	-	-				

Муниципальное образование	Введено источников теплоснабжения за 2016 год				Ликвидировано источников теплоснабжения за 2016 год				Число источников теплоснабжения на конец 2016 года			
Боханский район	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	1	-
Нукутский район	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	1	-
Осинский район	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	-	-
Эхирит-Булагатский район	-	-	-	-	1	1	-	-	6	2	3	1
Данные, не вошедшие в итоги районов	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	1	-



Структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Иркутской области в период с 2012 по 2016 год представлена в таблице 16.

Таблица 16. Структура отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Иркутской области, млн Гкал

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Отпуск тепловой энергии, всего, в том числе:	44,1	41,8	40,1	40,6	38,2
ТЭС, в том числе:	30,3	27,5	25,6	26,2	26,6
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	22,9	21,0	20,2	20,6	19,8
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», город Байкальск	1,2	0,7	0,2	0,2	0,2
ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске	3,4	3,5	3,51	3,5	3,5
ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Братске	2,2	1,5	1,7	1,9	3,1
котельные	14,4	14,46	14,45	14,44	11,6

К основным потребителям тепловой энергии относятся промышленный комплекс, жилищно-коммунальный комплекс и бюджетная сфера Иркутской области, имеющие отопительно-вентиляционные нагрузки, нагрузки горячего водоснабжения и технологические нагрузки промпредприятий.

Структура потребления тепловой энергии по основным категориям потребителей в период с 2012 по 2016 год представлена в таблице 17.

Таблица 17. Структура потребления тепловой энергии по основным категориям потребителей, млн Гкал

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Теплопотребление, всего, в том числе:	38,6	36,4	35,0	35,4	33,0
промышленность	19,7	17,8	17,2	17,4	16,4
прочие отрасли	4,2	4,6	4,1	4,2	3,8
ЖКХ, в том числе:	14,8	14,0	13,7	13,8	12,8
население	11,95	11,52	11,3	11,4	10,5
комбыт	2,8	2,5	2,4	2,4	2,3

В период подготовки к отопительному периоду 2016-2017 годов заменено 57,1 км ветхих тепловых сетей или 111 процентов от плана по замене (51,6 км).

В 2016 году введено в эксплуатацию 15 новых теплоисточников и приобретено шесть модульных автоматизированных угольных котельных «Терморобот».

Доставлено до места 93,0 тыс. тонн угля или 98 процентов от потребности и 14,6 тыс. тонн нефтепродуктов или 94 процента от потребности.

В 2016 году реализованы первоочередные мероприятия по модернизации объектов теплоснабжения и подготовке к отопительному сезону объектов коммунальной инфраструктуры, находящихся в муниципальной собственности, в рамках подпрограммы «Модернизация объектов коммунальной инфраструктуры Иркутской области на 2014-2018 годы» в 86 муниципальных образованиях.

В рамках федеральной целевой подпрограммы «Охрана озера Байкал и социально-экономическое развитие Байкальской природной территории на 2012-2020 годы» государственной программы Российской Федерации «Охрана окружающей среды» на 2012-2020 годы реализуется мероприятие по техническому перевооружению котельной город Свирск: строительство водогрейной очереди с двумя котлами СН-750.

**II–6. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в регионе, включая системы теплоснабжения крупных муниципальных образований, с указанием их потребности в тепловой энергии, источников ее покрытия, как собственных, так и внешних объектов тепловой генерации, включая ТЭЦ региональных энергосистем, а также типов используемых установок тепловой генерации с указанием их тепловой и электрической мощности и года ввода в эксплуатацию**

Ниже приведены величины годового потребления тепловой энергии наиболее крупными промышленными потребителями (по данным предприятий) за отчетный год:

- Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске — 5 228 тыс Гкал;
- Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Братске — 3 109 тыс Гкал;
- АО «Ангарская нефтехимическая компания» — 3 078 тыс Гкал;
- ОАО «Ангарский завод полимеров» — 1 184 тыс Гкал;
- АО «Саянскхимпласт» — 588 тыс Гкал;
- ООО «Усольехимпром» — 4 397 тыс Гкал;
- ОАО «РУСАЛ Братск» — 171 тыс Гкал (66,5 Гкал/ч);
- Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в городе Шелехове — 111 тыс Гкал;
- АО «Ангарский электролизный химический комбинат» — 129 тыс Гкал;
- ОАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат» — 155 тыс Гкал;
- ОАО «Иркутсккабель» — 104 тыс Гкал.

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области с описанием источников покрытия их нагрузки представлен в таблице 18.

Таблица 18. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Иркутской области с описанием источников покрытия их нагрузки

Источник	Потребители
Иркутская ТЭЦ-6, участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6 (Братск)	1. Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Братске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Иркутская ТЭЦ-9, участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, Иркутская ТЭЦ-10 (Ангарск)	1. АО «Ангарский электролизный химический комбинат» 2. АО «Ангарская нефтехимическая компания» 3. ОАО «Ангарский завод полимеров» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Иркутская ТЭЦ-11 (Усолье-Сибирское)	1. ООО «Усольехимпром» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Иркутская ТЭЦ-12 (Черемхово)	1. Филиал «Разрез «Черемховуголь» ООО «Компания «Востсибуголь» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Иркутская ТЭЦ-16 (Железногорск-Илимский)	1. ОАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Ново-Иркутская ТЭЦ (Иркутск)	1. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (Шелехов)	1. Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в городе Шелехове 2. ЗАО «Кремний» 3. ОАО «Иркутсккабель» 4. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Усть-Илимская ТЭЦ (Усть-Илимск)	1. Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города
Ново-Зиминская ТЭЦ (Саянск)	1. АО «Саянскхимпласт» 2. Жилищно-коммунальный сектор и бюджетная сфера города

Наибольшая доля потребления тепловой энергии приходится на основные города Иркутской области, в которых сформировались крупные централизованные системы теплоснабжения на базе источников

ПАО «Иркутскэнерго»: Иркутск, Шелехов, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово, Саянск, Братск, Усть-Илимск и Железногорск-Илимский.

Динамика потребления тепловой энергии городами Иркутской области от источников ПАО «Иркутскэнерго» представлена в таблице 19.

Таблица 19. Динамика потребления тепловой энергии городами Иркутской области от источников ПАО «Иркутскэнерго», млн Гкал

Город	2012	2013	2014	2015	2016
Ангарск	6,08	5,61	5,59	5,39	5,41
Братск	4,67	4,23	3,62	3,27	3,26
Иркутск	4,70	4,41	4,80	4,50	4,25
Усолье-Сибирское	1,27	0,95	0,82	0,78	0,80
Усть-Илимск	1,52	1,43	1,35	1,29	1,43
Саянск	1,58	1,51	1,48	1,36	1,32
Шелехов	0,74	0,70	0,71	0,59	0,56
Железногорск-Илимский	0,48	0,46	0,45	0,42	0,44
Черемхово	0,32	0,30	0,30	0,30	0,33
Итого:	21,36	19,60	19,12	17,89	17,79

Динамика потребления тепловой энергии системами теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области (по данным Иркутскстата) годы представлена в таблице 20.

Таблица 20. Динамика потребления тепловой энергии системами теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области, тыс Гкал

Муниципальное образование (район, город)	2012	2013	2014	2015	2016
Иркутская область, всего, в том числе:	27 185,76	25 214,73	24 475,66	19 150,58	19 799,00
Иркутск	7 790,82	7 186,06	6 824,98	5 624,02	2 916,18
Ангарск	3 965,29	3 598,81	3 537,00	2 842,85	157,75
Бодайбо	194,85	191,40	211,56	160,79	6 065,72
Братск	3 276,80	3 123,24	3 010,03	2 216,91	2 307,44
Зима	241,07	219,53	262,46	200,16	194,52
Нижнеудинск	150,67	155,40	156,21	133,89	137,55
Алзатай	11,90	11,72	12,09	11,71	11,91
Саянск	3 055,45	2 923,31	2 892,54	1 779,55	1 771,16
Тайшет	271,12	245,89	241,12	191,70	201,73
Бирюсинск	45,71	48,65	48,14	46,93	46,64
Юрты	23,01	21,72	22,65	22,19	21,42
Тулун	323,18	305,07	298,23	220,66	214,61
Усолье-Сибирское	1 470,30	1 180,57	1 073,02	781,88	795,40
Усть-Илимск	1 310,02	1 210,00	1 196,06	884,43	974,72
Усть-Кут	657,58	618,35	624,69	555,73	443,34
Черемхово	411,47	373,97	373,93	308,98	343,09
Свирск	153,83	135,02	134,13	93,77	93,55

Муниципальное образование (район, город)	2012	2013	2014	2015	2016
Шелехов	751,30	717,95	729,70	662,36	664,52
Ангарский район	16,69	13,11	9,47	11,49	10,57
Балаганский район	20,48	18,73	16,78	13,59	17,28
Бодайбинский район	121,73	123,82	121,03	94,29	98,36
Братский район	248,38	239,54	219,67	43,06	45,00
Вихоревка	196,23	187,66	167,19	136,33	94,96
Жигаловский район	17,35	16,47	14,01	15,38	9,46
Заларинский район	82,17	80,06	82,58	73,40	69,96
Зиминский район	46,66	48,37	34,65	29,56	28,88
Иркутский район	127,63	126,78	120,52	101,48	115,32
Казачинско-Ленский район	93,49	103,58	121,48	73,43	53,77
Катангский район	13,09	11,32	11,77	10,98	10,11
Качугский район	22,80	20,67	25,08	19,75	20,21
Киренский район	139,43	111,53	118,71	21,60	20,85
Киренск	105,39	77,52	85,65	59,95	45,48
Куйтунский район	28,54	21,24	25,18	33,25	28,73
Мамско-Чуйский район	116,56	110,81	108,27	73,37	64,24
Нижнеилимский район	790,00	729,32	722,87	118,34	158,94
Железногорск-Илимский	585,01	542,87	541,31	457,86	443,95
Нижнеудинский	52,22	39,92	27,10	24,10	24,46
Ольхонский	11,20	11,70	9,63	8,69	10,35
Слюдянский район	403,34	378,33	367,81	14,64	14,20
Слюдянка	170,20	162,51	168,58	133,71	128,04
Байкальск	214,93	208,47	180,84	301,51	269,69
Тайшетский район	57,66	53,31	57,18	55,21	54,31
Тулунский район	38,31	32,87	24,73	16,32	24,93
Усольский район	89,78	86,92	85,94	65,45	126,40
Усть-Илимский	94,22	69,40	77,10	66,96	71,21
Усть-Кутский	37,01	35,82	36,03	32,60	43,31
Усть-Удинский район	19,09	19,49	19,53	17,36	16,87
Черемховский район	119,27	124,80	121,28	64,90	71,63
Чунский район	159,80	149,36	144,61	121,27	114,41
Шелеховский район	10,92	11,04	9,06	14,94	9,79
Аларский	4,32	4,32	4,32	4,32	38,83
Баяндаевский	2,28	3,03	3,52	4,20	4,81
Боханский	9,77	4,50	5,63	3,03	6,35
Нукутский	7,02	7,04	6,60	6,45	6,42
Осинский	1,31	1,48	1,60	1,90	1,81
Эхирит-Булагатский	46,41	44,75	41,33	2,39	15,63
п Усть-Ордынский	-	-	-	33,81	16,23
Данные, не вошедшие в итоги районов	32,49	94,65	32,06	31,22	32,02

**II–7. СТРУКТУРА УСТАНОВЛЕННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С ВЫДЕЛЕНИЕМ ИНФОРМАЦИИ ПО ВВОДАМ, ДЕМОНТАЖАМ И ДРУГИМ ДЕЙСТВИЯМ С ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ В ПОСЛЕДНЕМ ГОДУ**

По состоянию на 1 января 2017 года установленная мощность электростанций Иркутской области составляет 13 249,1 МВт.

Структура установленной электрической мощности в Иркутской области с разбивкой по типам электростанций представлена в таблице 21 и на рисунке 5.

Таблица 21. Структура установленной электрической мощности в Иркутской области на начало года, МВт

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Установленная мощность, всего, в том числе:	13 157,1	13 182,1	13 255,1	13 296,1	13 249,1	13 249,1
ГЭС (включая Мамаканскую ГЭС)	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС (включая электростанции промышленных предприятий и розничного рынка)	4 068,7	4 093,7	4 166,7	4 207,7	4 160,7	4 160,7

Как видно из таблицы 21, установленная мощность ГЭС в Иркутской области остается неизменной, установленная мощность ТЭС изменяется в пределах 2-3 процента.



Рисунок 5. Структура установленной электрической мощности

В 2016 году изменений установленной мощности электростанций Иркутской области не происходило.

**II–8. СОСТАВ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СТАНЦИЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ГРУППИРОВКОЙ ПО ПРИНАДЛЕЖНОСТИ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ КОМПАНИЯМ, С ПОИМЕННЫМ ПЕРЕЧНЕМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПРЕВЫШАЕТ 5 МВт**

Энергосистема Иркутской области входит в состав ОЭС Сибири и включает в себя 15 действующих ТЭС и четыре ГЭС, объединенных на параллельную работу электрическими сетями напряжением 500, 220, и 110 кВ. В состав энергосистемы Иркутской области входят электростанции ПАО «Иркутскэнерго», АО «Витимэнергосбыт», ООО «Теплоснабжение» и две электростанции промышленных предприятий.

Состав (перечень) электростанций (включая электростанции промышленных предприятий и прочие электростанции) Иркутской области мощностью более 5,0 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям и информация об основном энергетическом оборудовании действующих электростанций представлены в таблице 22.

Таблица 22. Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
<b>СТАНЦИИ ПАО «ИРКУТСКЭНЕРГО»</b>				
1	Иркутская ГЭС	662,4	-	1959
2	Братская ГЭС	4500	-	1966
3	Усть-Илимская ГЭС	3840	-	1979
4	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	166	675,8	1955
5	Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ (ТЭЦ-5)	18	346,7	1962
6	Иркутская ТЭЦ-6	270	1529,3	1965
7	Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12	460,3	1961
8	Иркутская ТЭЦ-9	540	2402,5	1959
9	Иркутская ТЭЦ-10	1110	563	1962
10	Иркутская ТЭЦ-11	350,3	1285	1959
11	Иркутская ТЭЦ-12	12	227,8	1932
12	Иркутская ТЭЦ-16	18	249	1965
13	Ново-Иркутская ТЭЦ	708	1729,1	1975
14	Усть-Илимская ТЭЦ	515	1363,5	1978
15	Ново-Зиминская ТЭЦ	260	818,7	1983
<b>СТАНЦИИ АО «ВИТИМЭНЕРГОСБЫТ»</b>				
16	Мамаканская ГЭС	86	-	1963

№	Наименование	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
СТАНЦИИ ООО «ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ»				
17	ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», город Байкальск	24	421,85	1965
СТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ				
18	ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Братске	113	-	1966
19	ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске	44,4	-	1979

Суммарное количество агрегатов электростанций ПАО «Иркутскэнерго» представлено в таблице 23.

Таблица 23. Суммарное количество агрегатов электростанций Иркутской энергосистемы

Объекты	Турбо (гидро) агрегаты	
	Кол-во, шт.	Мощность, МВт
ТЭЦ	76	4 160,7
ГЭС	46	9 088,4
ИТОГО:	122	13 249,1

Суммарная установленная мощность гидрогенераторов Иркутской области почти в два раза превышает установленную мощность генераторов ТЭЦ, несмотря на значительное превышение количества генераторов ТЭЦ над количеством гидрогенераторов, что позволяет сделать вывод о высокой единичной мощности генераторов ГЭС.

Статистическое распределение генераторов электростанций ЭС Иркутской области относительно превышения срока нормативной эксплуатации (на основании данных о дате ввода в эксплуатацию) представлено в таблице 24.

Таблица 24. Состояние генераторов электростанций ЭС Иркутской области по превышению срока нормативной эксплуатации

Наименование	Нормативный срок службы генератора, лет		Состояние генераторов	
			Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
Электростанции всех собственников	Турбо-	30	18,5	81,5
	Гидро-	40	10,9	89,1

Оборудование большинства электростанций энергосистемы Иркутской области имеет сроки эксплуатации более 30 лет, т. е. эксплуатируется за пределами нормативных сроков службы.



## II–9. СТРУКТУРА ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ТИПАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ВИДАМ СОБСТВЕННОСТИ

Суммарная собственная выработка электроэнергии электростанциями Иркутской области в 2016 году составила 49 316,03 млн кВт·ч. По сравнению с 2015 годом выработка электроэнергии сократилась на 2,85 процента или на 1 365,1 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций представлена в таблице 25 и на рисунке 6.

Таблица 25. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций Иркутской области

Показатель	2015, млн кВт·ч	2016, млн кВт·ч	2016/2015, %
Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	47 950,9	49 316,03	102,85
ГЭС	35 922,9	37 364,64	104,01
ТЭС, в том числе:	12 028,0	11 951,39	99,36
электростанции промышленных предприятий	706,4	846,39	119,81

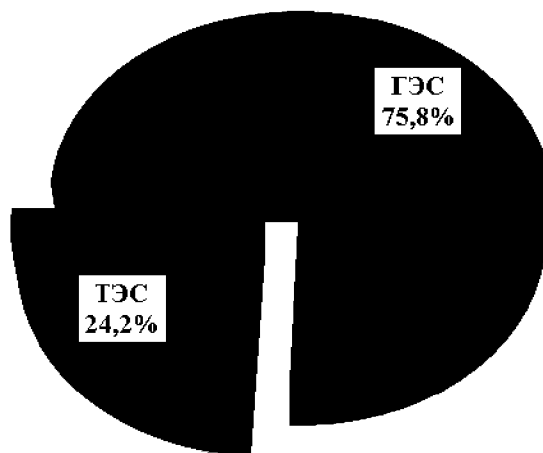


Рисунок 6. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций

В 2016 году доля ГЭС в суммарной выработке электроэнергии области составила 75,77 процента, доля ТЭС ПАО «Иркутскэнерго» — 22,41 процента, электростанции промышленных предприятий — 1,83 процента. При этом доля предприятий ПАО «Иркутскэнерго» (ГЭС и ТЭС) составила 98,18 процента.

Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области представлена в таблице 26.

Таблица 26. Структура выработки электроэнергии в разрезе электростанций Иркутской области

Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Доля от суммарной выработки за 2016 год, %
	2012	2013	2014	2015	2016	
Иркутская ГЭС	3888,3	3562,5	3573,1	2848,74	2 859,26	5,80
Братская ГЭС	20766,9	20099,6	20484,6	16611,48	17626,37	35,74
Усть-Илимская ГЭС	20015	18801,3	19155,7	16131,83	16550,22	33,56
Мамаканская ГЭС	389	359	389,8	330,93	328,79	0,67
Итого ГЭС:	45059,2	42822,4	43603,2	35922,97	37364,64	75,77
Иркутская ТЭЦ-6	1240,3	1061,1	888,8	808,97	802,59	1,63
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	85,1	78,5	74,9	76,8	77,81	0,16
Иркутская ТЭЦ-9	2283	1890,4	1605,3	1611,17	1 771,46	3,59
Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9	358,5	313,3	298,5	318,59	224,78	0,46
Иркутская ТЭЦ-10	5523,4	3847,4	2281,7	2732,61	2 487,38	5,04
Иркутская ТЭЦ-11	890,7	790,5	691	784,86	798,97	1,62
Иркутская ТЭЦ-12	50,8	45,5	48,6	45,88	52,61	0,11
Иркутская ТЭЦ-16	72,9	73,7	73,5	70,93	68,06	0,14
Ново-Иркутская ТЭЦ	2954,2	2786,3	2662,1	2722,65	2 767,34	5,61
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	92,6	82,9	79,5	86,4	97,47	0,20
Усть-Илимская ТЭЦ	1586	977,8	971,6	1054,74	970,63	1,97
Ново-Зиминская ТЭЦ	1103,1	983	976,6	955,69	930,45	1,89
Итого ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»:	16240,6	12930,4	10652,1	11269,29	11049,55	22,40
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение», город Байкальск	231,8	127,2	77,1	52,22	55,45	0,11
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Братске	168,3	190,2	382,4	351,72	496,32	1,01
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске	346,9	354,6	359,5	354,7	350,07	0,71
Итого ТЭС промышленных предприятий и розничного рынка:	747	672	819	758,64	901,84	1,83
ВСЕГО:	62046,8	56424,8	55074,3	47950,91	49316,03	100

Анализ таблицы 26 позволяет сделать вывод, что более 69 процентов электроэнергии в Иркутской области вырабатывается двумя ГЭС: Братской и Усть-Илимской. Суммарная выработка тепловыми электростанциями составляет около 22 процентов. Наиболее крупными производителями электроэнергии из тепловых станций являются: Ново-Иркутская ТЭЦ (5,61 процента от общей выработки), Иркутская ТЭЦ-10 (5,04 процента) и Иркутская ТЭЦ-9 (3,59 процента).

## II–10. АНАЛИЗ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ЗА ПОСЛЕДНИЕ 5 ЛЕТ

Энергосистема Иркутской области большую часть периода своего существования характеризуется избыточным балансом электрической мощности и энергии. Потенциальная возможность выработки электроэнергии на ГЭС при среднемноголетней обеспеченности гидроресурсами составляет 47-48 млрд кВт·ч, на тепловых электростанциях 18-20 млрд кВт·ч. При этом часть избытков мощности и электроэнергии передается в соседние энергосистемы Красноярского края и Республики Бурятия.

Балансы электрической мощности ЭС Иркутской области за 2012-2016 годы на час собственного максимума энергосистемы представлены в таблице 27.

Таблица 27. Баланс электрической мощности ЭС Иркутской области на час собственного максимума, МВт

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Максимум нагрузки	8 051	7 918	7 670	7 571	7 936
Установленная мощность на час собственного максимума нагрузки энергосистемы, в том числе:	13 182,1	13 182,1	13 296,1	13 249,1	13 249,1
ГЭС	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4	9 088,4
ТЭС, в том числе:	4 093,7	4 093,7	4 207,7	4 160,7	4 160,7
электростанции промышленных предприятий	187,4	187,4	228,4	157,4	157,4
Резерв мощности	3 079,1	2 883,0	1 533,0	1 993,6	1 268,3
Ограничения мощности на час собственного максимума нагрузки	417,4	494,4	1 405,9	2 809,8	2 589,4
Располагаемая мощность	12 764,7	12 687,7	11 897,7	10 457,9	10 705,3
Рабочая мощность	11 348,0	11 483,9	10 344,0	8 894,0	9 379,6
Избыток (+) / Дефицит (-)	3 297,0	3 565,9	2 674,0	1 323,0	1 443,6

Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области за 2012-2016 годы представлен в таблице 28.

Таблица 28. Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области, млн кВт·ч

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Выработка электроэнергии, в том числе:	62 046,8	56 424,8	55 074,4	47 950,91	49 316,03
ГЭС	45 059,3	42 822,5	43 603,2	35 922,97	37 364,64
ТЭС, в том числе:	16 987,5	13 602,3	11 471,1	12 027,93	11 951,39
электростанции промышленных предприятий	747,0	672,0	819,0	743,41	846,39
Электропотребление на территории ЭС	54 708,4	53 412,4	52 819,7	52 467,1	53 209,36
Сальдо перетоков электроэнергии «+» прием, «-» выдача	-7 338,4	-3 012,4	-2 254,7	4 516,2	3 893,33

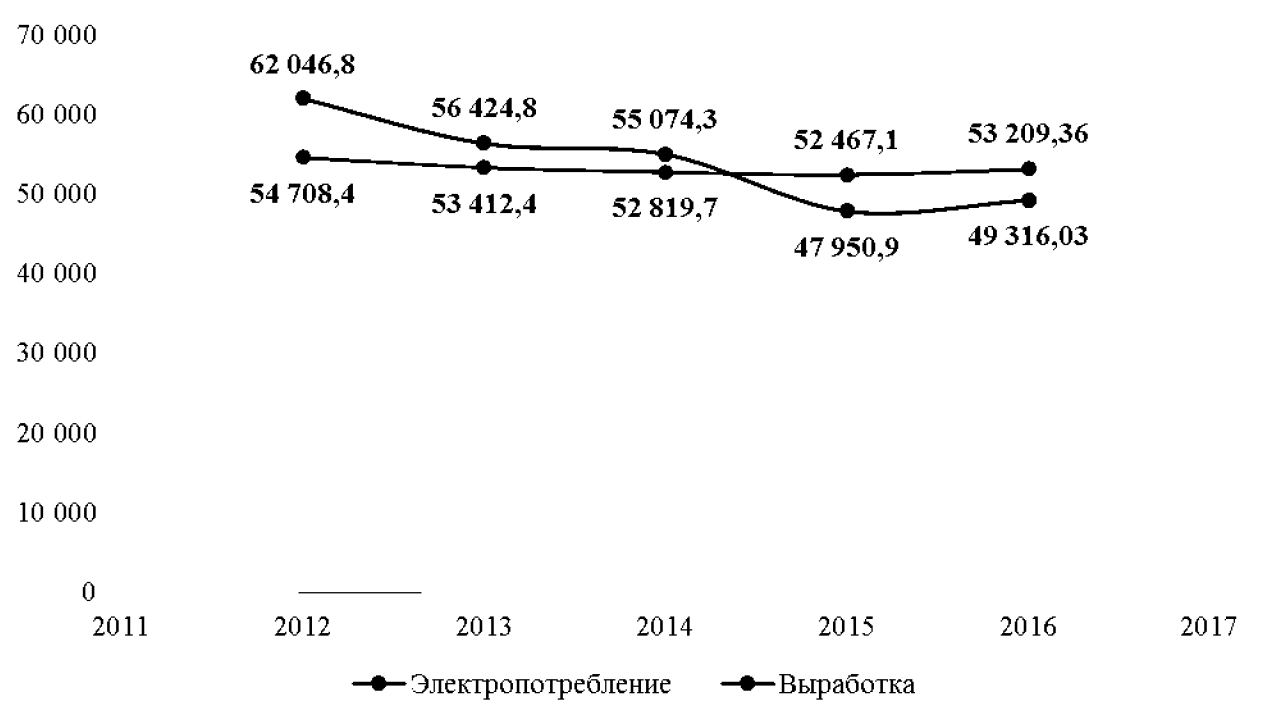


Рисунок 7. Баланс электрической энергии ЭС Иркутской области, млн кВт·ч

Максимальный уровень собственного потребления электроэнергии в энергосистеме Иркутской области в последние 5 лет наблюдался в 2012 году, когда составил 54 708,4 млн кВт·ч. С 2013 года наблюдается спад электропотребления, в 2015 году электропотребление составило 52 467,1 млн кВт·ч, что на 0,7 процента ниже чем в 2014 году. В 2016 году отмечается рост электропотребления на 1,41 процента или на 742,3 млн кВт·ч.

Анализ баланса электрической мощности и электрической энергии энергосистемы Иркутской области позволяет сделать вывод о наличии избытков и возможности обеспечения электрической энергией новых потребителей Иркутской области или передачи ее в соседние энергосистемы в 2012-2014 годах. В связи с гидрологической обстановкой в 2015 году вырос переток из соседних энергосистем, в первую очередь из энергосистемы Красноярского края в связи с увеличением выработки на Богучанской ГЭС. Имеющиеся избытки электрической энергии в 2012-2014 годах передавались в энергосистемы Красноярского края и республики Бурятия, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение потребителей не только в Иркутской области, но и за ее пределами.

В 2012 году наблюдался рост, связанный с увеличением потребления электроэнергии промышленными предприятиями. Дальнейшее снижение темпов роста максимумов нагрузки в 2013-2015 годах обусловлено аномально теплыми погодными условиями, наблюдаемыми в Иркутской области. Отмеченный рост электропотребления в 2016 году по сравнению с 2014-2015 годами связан с возвратом метеоусловий в стандартную климатическую норму.

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Иркутской области в 2016 году увеличилась на 2,85 процента или на 1 365,10 млн кВт·ч по сравнению с 2015 годом. В 2014 году вырабатываемой электроэнергии было достаточно для покрытия потребности Иркутской области, энергосистема являлась избыточной. В 2015 и 2016 годах в энергосистеме Иркутской области электропотребление по территории ЭС превысило выработку электроэнергии. Потребность в электроэнергии покрывалась за счет перетоков из соседних энергосистем.

## **II–11. ДИНАМИКА ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГО- И ЭЛЕКТРОЭФФЕКТИВНОСТИ ЗА 5 ЛЕТ (ЭНЕРГОЕМКОСТЬ ВРП, ЭЛЕКТРОЕМКОСТЬ ВРП, ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ДУШУ НАСЕЛЕНИЯ, ЭЛЕКТРОВООРУЖЕННОСТЬ ТРУДА В ЭКОНОМИКЕ)**

Энергоэффективность экономики характеризуется энергоемкостью и электроемкостью ВРП, потреблением электроэнергии на душу населения, энерговооруженностью труда в экономике.

Иркутская область является одной из наиболее энергоемких регионов страны. Это объясняется суровыми климатическими условиями, наличием большого числа энергоемких производств (алюминиевых, химических, нефтехимических, лесоперерабатывающих и др.).

Важным фактором энергоэффективности экономики являются удельный расход топлива на отпущенную тепловую энергию, снижение потерь тепловой энергии на передачу в тепловых сетях, коэффициенты полезного использования топливно-энергетических ресурсов.

Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет представлена в таблице 29.

Таблица 29. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет

п/п	Показатели	2012	2013	2014	2015	2016 оценка
1.	Численность населения Иркутской области, тыс. чел.	2 424,3	2 422,0	2 418,3	2 414,9	2 412,8
2.	Активное население на конец года, тыс. чел.	1 246	1 261	1 239,8	1 259,4	1 247,5
3.	В том числе занятое, тыс. чел.	1 148	1 156	1 130,0	1 156,3	1 137,3
4.	Производство электроэнергии, млн кВт·ч	62458,5	56946,8	55736,6	47950,9	49316,03
5.	Производство тепловой энергии, млн Гкал	43,358	40,929	41,398	40,60	38,186
6.	Производство тепловой энергии, млн т у. т.	6,194	5,847	5,914	5,800	5,455
7.	Производство электроэнергии, млн т у. т.	7,682	7,004	7,257	6,243	6,421
8.	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	57971,3	56571,4	56259,9	52467,1	53209,36
9.	Потребление тепловой энергии, млн Гкал	37,046	34,334	34,639	35,400	35,044
10.	Потребление электроэнергии, млн т у. т.	7,131	6,958	6,920	6,445	6,536
11.	Потребление тепловой энергии, млн т у. т.	5,292	4,905	4,949	5,057	5,006
12.	Суммарная величина потребления тепловой энергии населением и потерь при передаче, млн т у. т.	2,314	2,227	2,274	1,849	1,963
13.	Суммарная величина потребления электроэнергии населением и потерь при передаче, млн т у. т.	1,482	1,463	1,509	1,133	1,222
14.	Расход топлива, млн т у. т.	24456	24458	24036	30170	27613
15.	ВРП, млрд руб.	737,972	805,198	907,401	1028,358	1127,392
16.	Энергоемкость ВРП млн т у. т./млн руб.	11,690	10,150	8,911	11,185	10,237
17.	Электроемкость ВРП, кВт·ч/тыс. руб.	62,216	55,466	48,465	51,020	47,196
18.	Потребление электроэнергии на душу населения, МВт·ч/тыс. чел. в год	23,916	23,357	23,267	21,73	22,05

За последние годы наблюдается тенденция снижения как энергоёмкости, так и электроёмкости валового регионального продукта (ВРП). Так, в 2016 году энергоёмкость ВРП составила 10,237 млн т у. т./млн руб., тогда как в 2012 году эта величина была равна 11,690 млн т у. т./млн руб., т. е. за рассматриваемый период энергоёмкость ВРП снизилась на 12,43 процента. За этот же период электроёмкость ВРП снизилась на 24,14 процента. Это во многом связано с проводимой модернизацией производства на многих предприятиях области, являющихся крупными потребителями энергии, также с изменением структуры ВРП в сторону преобладания не слишком энергоёмких производств, в частности, возрастание роли торговой деятельности на фоне сокращения доли промышленности в ВРП, а также реализацией мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Снижение энергоёмкости продукции — важное направление экономического развития области. Для этого необходима новая система технических, организационных и экономических мер, направленных на комплексное совершенствование процессов производства и потребления энергии.

Наиболее актуальными с точки зрения повышения энергоэффективности экономики Иркутской области являются следующие задачи:

- снижение энергоёмкости производства, в том числе за счет внедрения элементов структурной перестройки энергопотребления, связанной с освоением менее энергоёмких схем энергообеспечения, вовлечением в энергетический баланс нетрадиционных возобновляемых источников энергии, местных видов топлива, вторичных энергоресурсов;
- реализация проектов и программ энергосбережения, энергосберегающих технологий, оборудования, отвечающего мировому уровню, и т. п.

Электровооруженность труда и показатель удельного потребления электроэнергии на душу населения за рассматриваемый период изменялись слабо и оставались примерно на одном и том же уровне.

Динамика удельного расхода топлива на отпуск тепловой и электрической энергии на электростанциях и котельных Иркутской области за 2012-2016 годы представлена в таблице 30.

Таблица 30. Динамика удельного расхода топлива на отпуск тепловой и электрической энергии электростанциях и котельных Иркутской области

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Средний удельный расход топлива на котельных, кг у. т./Гкал	187,4	186,5	189,5	192,7	187,8
Средний удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на электростанциях, г у. т./кВт·ч	338,7	337,1	336,9	335,2	334,9

Показатели	2012	2013	2014	2015	2016
Средний удельный расход топлива на отпуск теплоэнергии на электростанциях, кг у. т./Гкал	142,1	141,4	140,6	141,1	141,2

В целом, с 2012 по 2016 годы удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии на электростанциях изменялся незначительно. С 2012 по 2015 годы наблюдалось снижение удельного расхода топлива на отпуск тепловой и электрической энергии от электростанций, что объясняется повышением среднесуточной температуры наружного воздуха по сравнению с ее многолетним нормативным уровнем. Снижение удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии от электростанций в 2016 году объясняется снижением выработки электрической энергии на ТЭС в конденсационном режиме.

## **II–12. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА РЕГИОНА 110 кВ и ВЫШЕ**

**II–12.1. Перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним**

Перечень основного электрооборудования энергосистемы Иркутской области включает в себя:

- электросетевые объекты (линии электропередачи, (авто) трансформаторы) напряжением 110 кВ и выше ОАО «ИЭСК» (с выделением Южных, Восточных, Центральных, Западных и Северных электрических сетей), АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «Братская электросетевая компания», ОАО «РЖД», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири, КГКУ «ДКР НП», ОАО «Тыретский солерудник», АО «АНХК», АО «АЭХК», ЗАО «Электросеть», ОАО «Энергетическая компания «Радиян», ОАО «Первенец», ОАО «Высочайший», ООО «АС «Иркутская».
- электростанции (генераторы, (авто) трансформаторы) ПАО «Иркутскэнерго» и АО «Витимэнергосбыт»;
- компенсирующие устройства ОАО «ИЭСК».

Перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ с указанием сводных данных по ним по состоянию на 1 января 2017 года представлен в Приложении I и Приложении II соответственно.

Сведения о протяженности электрических сетей и трансформаторной мощности ПС и ЭС генерирующих и сетевых компаний по классам напряжения на 1 января 2017 года представлены в таблице 31.



Таблица 31. Протяженность электрических сетей и трансформаторная мощность ПС и ЭС генерирующих и сетевых компаний по классам напряжения

Класс напряжения	Протяженность ВЛ и КЛ (в одноцепном исполнении), км	Количество трансформаторов	Трансформаторная мощность ПС и ЭС, МВА
500 кВ	3593,67	54	8407
220 кВ	5729,16	137	13891
110 кВ	7304,08	552	14429,7

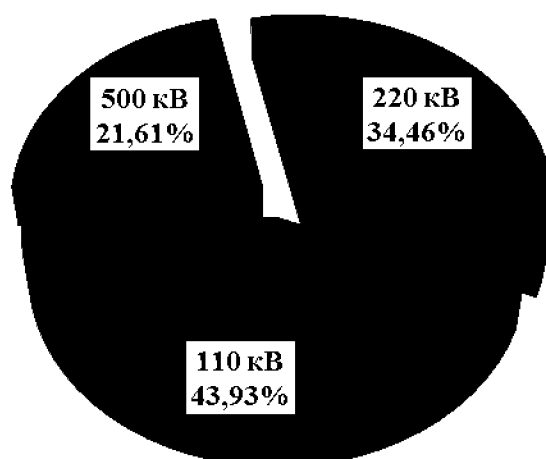


Рисунок 8. Структура протяженности ВЛ и КЛ по номинальному напряжению

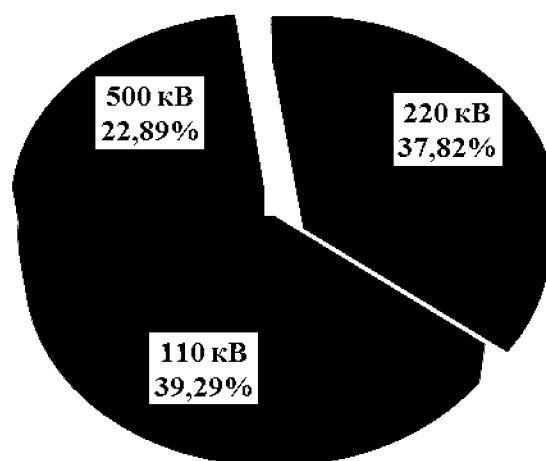


Рисунок 9. Структура трансформаторной мощности ПС по классам напряжения

Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам представлены в таблице 32.

Таблица 32. Сводные данные по ЛЭП с распределением по собственникам (в одноцепном исчислении), км

Принадлежность	110 кВ	220 кВ	500 кВ
Энергосистема, всего, в том числе:	7304,08	5729,16	3593,67
ЛЭП генерирующих и сетевых компаний	7201,14	4971,34	3383,39
ЛЭП потребителей	102,93	757,82	210,27
<b>ЛЭП СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ</b>			
ОАО «ИЭСК»	6647,81	4547,14	3163,46
АО «Витимэнерго»	435,00	424,20	
Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири			219,93
ОАО «Тыретский солерудник»	1,80		
АО «АНХК»	14,80		
АО «АЭХК»	3,79		
АО «Братская электросетевая компания»	1,60		
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	131,028		
ЗАО «Электросеть»	13,45		
ОАО «Энергетическая компания «Радан»	1,40		
ОАО «РЖД»	0,35	5	0
<b>ЛЭП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ</b>			
ЗАО «Витимэнергострой»		283,64	
АО «Первенец»	19,5		
АО «Высочайший»	29,83		
КГКУ «ДКР НП»			210,27
ООО «АС «Сибирь»	47,50		
ООО «АС «Иркутская»	0,40		
АО «Дальняя Тайга»	2,70		
ООО «Гранит Актив»	3,90		
ОАО «РУСАЛ Братск»		474,18	

**II-12.2.** Анализ технического состояния и возрастная структура электрических сетей (ЛЭП и ПС), определение объемов необходимого технического перевооружения электросетевых объектов

На основании сроков ввода в эксплуатацию проведена оценка текущего состояния (превышение срока нормативной эксплуатации) основного электрооборудования и линий электропередачи напряжением 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области с разделением по принадлежности к ОАО «ИЭСК», ПАО «Иркутскэнерго», АО «Витимэнерго», ОГУЭП «Облкоммунэнерго», АО «Братская электросетевая компания» и ОАО «РЖД».

Оценка состояния выполнена на основании Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и

СТО 56947007-29.240 января 053-2010 «Методические указания по проведению периодического технического освидетельствования воздушных линий электропередачи ЕНЭС» исходя из сроков ввода в эксплуатацию оборудования, с учетом нормируемых сроков эксплуатации, принимаемых:

- для ВЛ всех классов напряжения на деревянных, железобетонных и металлических опорах — 40 лет;
- для масляных трансформаторов и автотрансформаторов — 25 лет (в соответствии с ГОСТ 11677-85);
- для турбогенераторов — 30 лет;
- для гидрогенераторов — 40 лет.

Нормируемые сроки эксплуатации турбо- и гидрогенераторов приняты в соответствии с данными, предоставленными ПАО «Иркутскэнерго».

По состоянию на конец 2016 года наибольшее число сетей с превышенным сроком эксплуатации находится в зоне обслуживания филиала Западных, Южных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

Таблица 33. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	95,89	4,11
ЦЭС		43,43	56,57
ВЭС		95,58	4,42
ЗЭС		30,90	69,10
ЮЭС		60,65	39,35
Итого по ОАО «ИЭСК»:		65,15	34,85
АО «Витимэнерго»		59,87	40,13
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		100	0
АО «Братская электросетевая компания»		100	0
ОАО «РЖД»		100	0

В Северных электрических сетях 41 ВЛ 110 кВ, из них для 4,11 процента ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 95,89 процента не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 53 ВЛ 110 кВ, из них для 56,57 процента ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 43,43 процента не выработали нормативный срок.

В Восточных электрических сетях 16 ВЛ 110 кВ, из них для 4,42 процента ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 95,58 процента не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 45 ВЛ 110 кВ, из них для 69,10 процента ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 30,90 процента не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 26 ВЛ 110 кВ, из них для 39,35 процента ВЛ превышен свой нормативный срок эксплуатации, 60,65 процента не выработали нормативный срок.

Итого на 31 декабря 2016 года из 155 ВЛ 110 кВ ОАО «ИЭСК» нормативный срок эксплуатации превышен для 34,85 процента.

В АО «Витимэнерго» десять ВЛ 110 кВ, из них для 40,13 процента ВЛ превышен нормативный срок эксплуатации, 59,87 процента не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммунэнерго» имеется две ВЛ 110 кВ, которые не выработали нормативный срок.

В АО «Братская электросетевая компания» имеется одна ВЛ 110 кВ, которая не выработала нормативный срок.

Таблица 34. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	81,97	18,03
ЦЭС		98,35	1,65
ЗЭС		100	0
ЮЭС		74,15	25,85
Итого по ОАО «ИЭСК»:		88,62	11,38
АО «Витимэнерго»		100	0
ОАО «РЖД»		100	0

По состоянию на конец 2016 года наибольшее количество сетей 220 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в зоне обслуживания филиалов Западных, Южных и Центральные электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Северных электрических сетях 34 ВЛ 220 кВ, из них 18,03 процента выработали нормативный срок, 81,97 процента не выработали нормативный срок.

В Центральные электрических сетях четыре ВЛ 220 кВ, из них 1,65 процента выработали нормативный срок, 98,35 процента не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях три ВЛ 220 кВ, все линии не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 14 ВЛ 220 кВ, из них 25,85 процента выработали нормативный срок, 74,15 процента не выработали нормативный срок.

Итого на 31 декабря 2016 года из 55 ВЛ 220 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 11,38 процента.

В АО «Витимэнерго» одна ВЛ 220 кВ, которая не выработала нормативный срок.

Таблица 35. Превышение нормативного срока эксплуатации ВЛ 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы ЛЭС, лет	Состояние ЛЭП	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	40	37,70	62,30
ЦЭС		60,04	39,96
ЗЭС		21,10	78,90
ЮЭС		100	0
Итого по ОАО «ИЭСК»:		54,71	45,29
МЭС Сибири — филиал ПАО «ФСК ЕЭС»		67,18	32,82
КГКУ «ДКР НП»		100	0

По состоянию на конец 2016 года наибольшее количество сетей 500 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в зоне обслуживания филиалов Западных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Центральных электрических сетях три ВЛ 500 кВ, из них 39,96 процента выработали нормативный срок, 60,04 процента не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях десять ВЛ 500 кВ, из них 78,90 процента выработали нормативный срок, 21,10 процента не выработали нормативный срок.

В Северных электрических сетях пять ВЛ 500 кВ, из них 62,30 процента выработали нормативный срок, 37,70 процента не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях одна ВЛ 500 кВ, которая не выработала нормативный срок.

Итого на 31 декабря 2016 года из 19 ВЛ 500 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 54,71 процента.

В филиале ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Сибири три ВЛ 500 кВ проходящие по территории Иркутской области, одна ВЛ не выработала нормативный срок, две ВЛ выработали нормативный срок.

Более 51 процента электрических сетей 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области по состоянию на конец 2016 года находится за пределами нормативных сроков службы.

Таблица 36. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 110 кВ энергосистемы Иркутской области

Электрические сети	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	29,0	71,0
ЦЭС		26,4	73,6
ВЭС		38,0	62,0
ЗЭС		16,3	83,7
ЮЭС		47,4	52,6
Итого по ОАО «ИЭСК»:		34,6	65,4
ПАО «Иркутскэнерго»		18,75	81,25
АО «Витимэнерго»		42,9	57,1
ОГУЭП «Облкоммунэнерго»		0	100
АО «Братская электросетевая компания»		66,7	33,3
ОАО «РЖД»		32,5	67,5

В Северных электрических сетях 69 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 49 (71,0 процента) выработали свой нормативный срок, 20 (29,0 процента) не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 53 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 39 (73,6 процента) выработали свой нормативный срок, 14 (26,4 процента) не выработали нормативный срок.

В Восточных электрических сетях 50 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 31 (62 процента) выработали свой нормативный срок, 19 (38 процента) не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях 43 трансформатора напряжением 110 кВ. Из них 36 (83,7 процента) выработали свой нормативный срок, семь (16,3 процента) не выработали нормативный срок.

В Южных электрических сетях 78 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 41 (52,6 процента) выработали свой нормативный срок, 37 (47,4 процента) не выработали нормативный срок.

Итого на 31 декабря 2016 года из 293 трансформаторов 110 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 196 трансформаторов (65,4 процента).

В ПАО «Иркутскэнерго» 48 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 39 (81,25 процента) выработали свой нормативный срок, девять (18,75 процента) не выработали нормативный срок службы.

В АО «Витимэнерго» 14 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них восемь (57,1 процента) выработали свой нормативный срок, шесть (42,9 процента) не выработали нормативный срок.

В ОГУЭП «Облкоммунэнерго» четыре трансформатора напряжением 110 кВ. Все трансформаторы выработали нормативный срок.

В АО «Братская электросетевая компания» девять трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них три (33,3 процента) выработали свой нормативный срок, шесть (66,7 процента) не выработали нормативный срок.

В ОАО «РЖД» 120 трансформаторов напряжением 110 кВ. Из них 81 (67,5 процента) выработали свой нормативный срок, 39 (32,5 процента) не выработали нормативный срок.

Таблица 37. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 220 кВ энергосистемы Иркутской области

Трансформаторы	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	36,1	63,9
ЦЭС		30,8	69,2
ЗЭС		20,0	80,0
ЮЭС		34,6	65,4
Итого по ОАО «ИЭСК»:		30,5	69,5
ПАО «Иркутскэнерго»		32,2	67,8
АО «Витимэнерго»		100	0
ОАО «РЖД»		12,0	88,0

По состоянию на конец 2016 года наибольшее количество трансформаторов 220 кВ с превышением нормативного срока эксплуатации наблюдается в сетях зоны обслуживания Центральных, Западных электрических сетей ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД».

В Северных электрических сетях 36 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 23 (63,9 процента) выработали свой нормативный срок, 13 (36,1 процента) не выработали нормативный срок.

В Центральных электрических сетях 13 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них девять (69,2 процента) выработали свой нормативный срок, четыре (30,8 процента) не выработали нормативный срок.

В Западных электрических сетях пять трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них четыре (80 процента) не выработали свой нормативный срок, один (20 процента) выработал нормативный срок.

В Южных электрических сетях 26 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 17 (65,4 процента) выработали свой нормативный срок, девять (34,6 процента) не выработали нормативный срок.

Итого на 31 декабря 2016 года из 80 трансформаторов 220 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 53 трансформатора (66,25 процента).

В ПАО «Иркутскэнерго» 31 трансформатор напряжением 220 кВ. Из них 21 (67,8 процента) выработали свой нормативный срок, десять (32,2 процента) не выработали нормативный срок.

В АО «Витимэнерго» один автотрансформатор напряжением 220 кВ. Его нормативный срок службы не истек.

В ОАО «РЖД» 25 трансформаторов напряжением 220 кВ. Из них 22 (88,0 процента) выработали свой нормативный срок, три (12,0 процента) не выработали нормативный срок.

Таблица 38. Превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов 500 кВ энергосистемы Иркутской области

Трансформаторы	Нормативный срок службы трансформатора, лет	Состояние (авто) трансформаторов	
		Нормативный срок не истек, %	Нормативный срок истек, %
СЭС	25	0	100
ЦЭС		11,1	88,8
ЗЭС		75,0	25,0
ЮЭС		100	0
Итого по ОАО «ИЭСК»:		32,0	68,0
ПАО «Иркутскэнерго»		72,76	27,24

По состоянию на конец 2016 года 100 процентов превышение нормативного срока эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов 500 кВ наблюдается в сетях зоны обслуживания Северных и Центральных электрических сетей ОАО «ИЭСК».

В Северных электрических сетях шесть трансформаторов напряжением 500 кВ, из них 100 процентов выработали свой нормативный срок.

В Центральных электрических сетях девять трансформаторов напряжением 500 кВ. Из них восемь (88,9 процента) выработали свой нормативный срок, один (11,1 процента) не выработал нормативный срок.

В Западных электрических сетях четыре трансформатора напряжением 500 кВ. Из них один (25,0 процента) выработал свой нормативный срок, три (75,0 процента) не выработали свой срок.

В Южных электрических сетях три трансформатора напряжением 500 кВ, из них 100 процентов не выработали свой нормативный срок.

Итого на 31 декабря 2016 года из 22 трансформаторов 500 кВ ОАО «ИЭСК» выработали нормативный срок эксплуатации 15 трансформаторов (68,0 процента).

В ПАО «Иркутскэнерго» 32 трансформатора напряжением 500 кВ. Из них девять (28,14 процента) выработали свой нормативный срок, 23 (71,86 процента) не выработали нормативный срок.

По состоянию на конец 2016 года более 61 процента трансформаторов 110-500 кВ энергосистемы Иркутской области эксплуатируются за пределами нормативных сроков службы.



Количество сетей и основного электрооборудования 110 кВ и выше Иркутской области с превышением нормативного срока эксплуатации составляет более 50 процентов.

В настоящее время данное оборудование эксплуатируется на основании решений технических руководителей эксплуатирующих организаций, сформированных на основании оценки реального технического состояния данного оборудования и наличия необходимости продления сроков эксплуатации оборудования, срок эксплуатации которого превысил нормативный срок. Решение о необходимости технического перевооружения электросетевых объектов принимается в отношении каждого объекта техническое перевооружение которого обосновано соответствующими расчетами, а также в соответствии с существующей индивидуальной технической и экономической политикой эксплуатирующих организаций.

### **II–12.3. Оценка и анализ потерь электроэнергии на ее транспорт**

Потери электрической энергии при ее передаче в энергосистеме Иркутской области в 2016 году достигают 6,96 процента от отпуска электроэнергии в сеть. При этом уровень нормативных потерь устанавливается для каждой электросетевой компании индивидуально и утверждается Министерством Энергетики РФ. Так, самый низкий норматив технологических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в процентах от отпуска электрической энергии в сеть утвержден для ОАО «ИЭСК» на уровне 5,61 процента (фактический объем потерь за 2016 год не превысил норматив); самый высокий норматив утвержден для ОГУЭП «Облкоммунэнерго» — 16,28 процента (фактический объем потерь за 2016 год составил 20,35 процента). Для Восточно-Сибирская дирекции по энергообеспечению-структурного подразделения Трансэнерго — филиала ОАО «РЖД» установленный норматив составляет 4,62 процента, фактический объем потерь составил 3,43 процента. Для АО «Братская электросетевая компания» утвержден норматив потерь в размере 12,95 процента, фактический объем составил 12,85 процента. Для АО «Витимэнерго» норматив потерь на 2016 год утвержден в размере 11,49 процента (фактический объем потерь составил 13,89 процента).

На основании анализа данных электросетевых компаний и установленных нормативов фактический уровень потерь электроэнергии при ее передаче по сетям сетевых компаний, осуществляющих передачу основного объема электроэнергии, в отчетном 2016 году не превысил нормативных значений, утвержденных приказами Министерства Энергетики РФ.

## II–12.4. Информация о строящихся электросетевых объектах

Наиболее значимые проекты, реализация которых осуществлялась в 2016 году:

- Реконструкция ПС 500 кВ Иркутская;
- Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово;
- Реконструкция ПС 110 кВ Бытовая;
- Реконструкция ПС 110 кВ Карлук;
- Реконструкция ПС 110 кВ Урик;
- Реконструкция ПС 110 кВ Белореченская;
- Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково;
- Реконструкция ПС 110 кВ Студенческая;
- Реконструкция ПС 110 кВ Цимлянская;
- Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная;
- Реконструкция ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Тихоновка;
- Строительство ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс с РП 110 кВ Полюс;
- Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вернинская на РП Полюс;
- Строительство двух ВЛ 35 кВ для электроснабжения аэропорта города Усть-Илимска;

Информация по завершенным вводам, демонтажу и реконструкции ВЛ 110 кВ и выше по энергосистеме Иркутской области в 2016 году приведена в таблице 39.

Информация по вновь установленным и демонтированным трансформаторам 110 кВ и выше в 2016 году по энергосистеме Иркутской области приведена в таблице 40.

Таблица 39. Ввод, демонтаж и реконструкция ВЛ по ЭС Иркутской области в 2016 году

Наименование по конечным подстанциям	Диспетчерское наименование ЛЭП	Проектное напряжение, кВ	Длина, км	Количество цепей, шт	Марка провода (кабеля)	Материал опор
<b>ВВОД</b>						
Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная цепь А	110	1,451	1	АС-185/29	метал
Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная цепь Б	110	1,255	1	АС-185/29	метал
Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная А, Б	110	8,132	2	АС-185/29	метал
ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Тихоновка (оп.118-176, 220-245, 255-293)	ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Тихоновка (оп.118-176, 220-245, 255-293)	110	19,75	1	АС-120/19	ж/б
ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс	ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс	110	283	2	АС-240	н/д
Отпайка на РП 110 кВ Полюс от ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вернинская	Отпайка на РП 110 кВ Полюс от ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вернинская	110	6,9	1	АС-185	н/д
Отпайка на РП 110 кВ Полюс от ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вачинская	Отпайка на РП 110 кВ Полюс от ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вачинская	110	0,1	1	АС-240	н/д
<b>ДЕМОНТАЖ</b>						
Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Ново-Ленино с отпайками	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Ново-Ленино с отпайками	110	0,854	1	АС-185/29	метал
Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — Мегет с отпайками	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — Мегет с отпайками	110	0,913	1	АС-185/29	метал

Наименование по конечным подстанциям	Диспетчерское наименование ЛЭП	Проектное напряжение, кВ	Длина, км	Количество цепей, шт	Марка провода (кабеля)	Материал опор
Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Ново-Ленино с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — Мегет с отпайками	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Ново-Ленино с отпайками, ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — Мегет с отпайками	110	25,63	2	АС-185/29	метал
ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Тихоновка (оп.118-176, 220-245, 255-293)	ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Тихоновка (оп.118-176, 220-245, 255-293)	110	19,75	1	АС-95/16	дерево

Таблица 40. Вновь установленные и демонтированные трансформаторы по ЭС Иркутской области в 2016 году

Место установки	Дисп. №	Хозяйственная принадлежность	Тип	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ			Наличие РПН (n×%)	Завод-изготовитель	Год изготовления
					ВН	СН	НН			
Ввод										
ПС 110 кВ Карлук	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТДН-16000/110	16	115		11	115 ± 9 × 1,78%	Тольяттинский ТЗ	1996
ПС 110 кВ Урик	Т-2	ОАО «ИЭСК»	SFSZ-40000/110	40	115	38,5	11	115 ± 9 × 1,78%	Шаньдун Дачи Электрик	2016
ПС 110 кВ Белореченская	Т-1	ОАО «ИЭСК»	SFSZ-40000/110/35/10	40	115	38,5	11	РПН ВН: 115 ± 16% 9 × 1,78%; ПВВ СН: 38,5 ± 2 × 2,5%	Шаньдун Дачи Электрик	2016
ПС 110 кВ Мельниково	Т-1	ОАО «ИЭСК»	SFSZ-40000/110	40	115	38,5	6,6	РПН 115 ± 9 × 1,78	Лунэн, КНР	2016
ПС 220 кВ Бытовая	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТРДЦН-63000/220	63	230	11	11	РПН 230 ± 12 × 1,0	ЗТЗ	1984
ПС 110 кВ Хлорная	Т-1	ОАО «Группа Илим» в городе Братске	ТРДЦН-80000/110У1	80	110	10,5	10,5	19 × 2%	ООО «Эльмаш (УЭТМ)»	2015

Место установки	Дисп. №	Хозяйственная принадлежность	Тип	Номинальная	Номинальное напряжение, кВ			Наличие РПН (n×%)	Завод-изготовитель	Год изготовления
ПС 110 кВ Невельская	2Т	ОАО «РЖД»	ТДТНЖ-40000/110	40	110	27,5	11	19 × 1,8%	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	2016
ПС 110 кВ Кежемская	2Т	ОАО «РЖД»	ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	40	110	27,5	10	19 × 1,56%	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	2015
ПС 110 кВ Черная	2Т	ОАО «РЖД»	ТДТНЖ-40000/110	40	115	38,5	27,5	19 × 1,56%	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	2015
ПС 110 кВ Коршуниха	1Т	ОАО «РЖД»	ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5	6,6	19 × 1,65%	ООО «Тольяттинский Трансформатор»	2015
ДЕМОНТАЖ										
ПС 110 кВ Карлук	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-10000/110	10	115	38,5	11	115 ± 9 × 1,78%	Тольяттинский ТЗ	1985
ПС 110 кВ Урик	Т-2	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	115 ± 9 × 1,78%	Тольяттинский ТЗ	2011
ПС 110 кВ Белореченская	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-25000/110/35/10	25	115	38,5	11	РПН ВН: 115 ± 16% 9 × 1,78%; ПВВ СН: 38,5 ± 2 × 2,5%	Тольяттинский ТЗ	1984
ПС 110 кВ Мельниково	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	6,6	РПН 115 ± 9 × 1,78	Г-4616	1985

Место установки	Дисп. №	Хозяйственная принадлежность	Тип	Номинальная	Номинальное напряжение, кВ			Наличие РПН (n×%)	Завод-изготовитель	Год изготовления
					230	6,6	6,6			
ПС 220 кВ Бытовая	Т-1	ОАО «ИЭСК»	ТРДЦН-63000/220	63	230	6,6	6,6	РПН 230 ± 10 × 1,2	МТЗ	1991
ПС 110 кВ Слюдянка	Т-1	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	ТМТГ-5600/110/35/10	5,6	110	35	10	н/д	н/д	1959
ПС 110 кВ Согдиондон	Т-1, Т-2	ОГУЭП «Облкоммунэнерго»	ТМТГ-6300/110/35/10	6,3	110	35	10	н/д	н/д	1959
ПС 110 кВ Хлорная	Т-1	ОАО «Группа Илим» в городе Братске	ТРДЦН-80000/110У1	80	110	10,5	10,5	19 × 2%	ООО «Эльмаш (УЭТМ)»	2002
ПС 110 кВ Невельская	2Т	ОАО «РЖД»	ТДТНЖ-25000/110	25	110	27,5	11	19 × 1,78%	Запорожский завод	1976
ПС 110 кВ Кежемская	2Т	ОАО «РЖД»	ТДТНЭ-25000/110/27,5/10	25	110	27,5	10	19 × 1,56%	СССР	1974
ПС 110 кВ Черная	2Т	ОАО «РЖД»	ТДТНГЭ-20000/110	20	115	38,5	27,5	9 × 2,33%	Запорожье	1966
ПС 110 кВ Коршуниха	1Т	ОАО «РЖД»	ТДТНГЭ-20000/110	20	112	27,5	11	9 × 2,33%	Запорожье	1966

## II–13. ОСНОВНЫЕ ВНЕШНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СВЯЗИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ЭС Иркутской области граничит и имеет электрические связи напряжением 110 кВ и выше с ЭС Красноярского края, Республики Бурятия и Республики Саха (Якутия) ОЭС Сибири. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области представлены в таблице 41.

Таблица 41. Внешние электрические связи энергосистемы Иркутской области

п/п	U ном, кВ	Наименование объекта	Протяженность, км
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ			
1	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 — Тайшет № 1	234,1
2	500 кВ	ВЛ 500 кВ Камала-1 — Тайшет № 2	234,3
3	500 кВ	КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС — Озерная	329
4	500 кВ	ВЛ 500 кВ Ангара — Озерная	265
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Решеты — Тайшет-Запад (С-61)	15,33
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Юрты — Бирюса (С-62)	8,14
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая — Тайшет с отпайкой на ПС 110 кВ Запань тяговая (С-43)	127,3
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая — Тайшет с отпайкой на ПС 110 кВ Запань тяговая (С-46)	86,3
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ			
1	220 кВ	ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС — Ключи (ВЛ-582) <sup>3</sup>	326,4
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Выдрино — БЦБК (ВБ-272)	49,4
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Мысовая — Байкальск (МБ-273)	126,2
4	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кунерма — Северобайкальск (КС-33)	28
5	220 кВ	ВЛ 220 кВ Улькан — Дабан (УД-32)	50,8
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Таксимо — Мамакан	212
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками	212,2
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Култук — Зун-Мурино с отпайкой на ПС 110 кВ Быстрая (КЗМ-135)	62,4
С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)			
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс	297

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении Братск — Красноярск по контролируемому сечению «Красноярск — Восток» (в составе: ВЛ 500 кВ Камала-1 — Тайшет № 1, ВЛ 500 кВ Камала-1 — Тайшет № 2, ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС — Озерная, ВЛ 500 кВ Ангара — Озерная) составляет 2 400 МВт в направлении перетока на восток. Информация о допустимых перетоках по контролируемому сечению Братск — Красноярск в направлении на восток и на запад представлена в таблицах 42 и 43 соответственно.

<sup>3</sup> — Временно работает на напряжение 220 кВ.



Таблица 42. Допустимые значения перетоков в направлении на восток

Схема сети	Переток на восток					
	МДП без ПА, МВт	МДП с ПА, МВт	АДП, МВт	Критерий МДП без ПА	Критерий МДП с ПА	Критерий АДП
Нормальная схема	$\min \left\{ \begin{array}{l} 1630 \\ 2390 - 0,93 * P_{ог} \end{array} \right\}$	$\min \left\{ \begin{array}{l} 2060 \\ 1630 + 0,92 * P_{он1} \\ 2390 - 0,93 * P_{ог} \end{array} \right\}$	2390	АДТН ВЛ 500 кВ Братский ПП — Озерная (ВЛ 500 кВ Братский ПП — Тайшет (ВЛ-501)) ПАР ВЛ 500 кВ Братский ПП — Тайшет (ВЛ-501) (ВЛ 500 кВ Братский ПП — Озерная)	20% Р исходная схема	8% Р исходная схема

Таблица 43. Допустимые значения перетоков в направлении на запад

Переток на запад (МВт)		Загрузка электропередачи Братск — Иркутск	Минимальное количество включенных гидрогенераторов Братской ГЭС
МДП	АДП		
2120	2460	от 2000 до 2100	17
2150	2480	от 1600 до 2000	17
2170	2510	от 0 до 1600	16
2190	2530	от 0 до 1000	15
2150	2480	от 0 до 1600	15
2120	2460	от 0 до 1600	14

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении Иркутск — Республика Бурятия (в составе ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС — Ключи (ВЛ-582) (временно работает на напряжение 220 кВ), ВЛ 220 кВ Выдрино — БЦБК (ВБ-272)) составляет для температуры  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  и ниже 590 МВт в Бурятию и 405 МВт в Иркутск; для температуры  $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$  и выше — 440 МВт в сторону Бурятии и 365 МВт в сторону Иркутска.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении Иркутск — Республика Бурятия (Северобайкальский участок) по ВЛ 220 кВ Киренга — Улькан, ВЛ 220 кВ Киренга — Кунерма составляет 205 МВт.

Электрическая сеть 500 кВ энергосистемы Иркутской области представляет собой две параллельные линии широтного направления и предназначена для выдачи мощности Братской и Усть-Илимской ГЭС, а также для передачи мощности в Иркутско-Черемховский энергоузел.

Межсистемная связь энергосистемы Иркутской области с Республикой Саха (Якутия) осуществляется по ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полос протяженностью 297 км и построенной в габаритах 220 кВ, однако в настоящее время ВЛ эксплуатируется на напряжении 110 кВ.

#### II-14. ОБЪЕМЫ И СТРУКТУРА ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ НА ТЕРРИТОРИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ЗА 2016 ГОД

Объем потребления топлива в 2016 году (с учетом оценки на конец года расходов топлива котельными) на электростанциях и котельных Иркутской области составляет около 9,4 млн т у. т.

Структура потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области в 2016 году представлена в таблице 44.

Таблица 44. Потребление топлива на электростанциях и котельных Иркутской области за отчетный год, тыс. т у. т.

Источник	Всего	уголь	мазут	газ	дрова и прочее
ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	5 986,4	5 952,3	10,5	17,0	6,6
Котельные	2 208,9	1 128,5	254,2	190,8	635,4
Электростанции промышленных предприятий и розничного рынка	1 208,6	855,8	14,1	-	338,7
Итого:	9 403,9	7 936,6	278,8	207,8	980,7

В 2016 году в структуре потребления топлива на электростанциях и котельных Иркутской области преобладает уголь — 84,4 процента, значительную долю занимают прочие виды топлива — 10,4 процента, что объясняется наличием электростанций промышленных предприятий (ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Братске, ТЭЦ филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске), которые используют в качестве топлива отходы производственной деятельности профильных предприятий. На

электростанциях промышленных предприятий основным топливом является уголь и дрова, отходы лесопереработки и целлюлозно-бумажных комбинатов.

На источниках ПАО «Иркутскэнерго» и станции розничного рынка (ТЭЦ ООО «Теплоснабжение») используется в основном уголь, его доля составляет более 99 процентов, также используется незначительное количество мазута, газа и прочих топлив.

В структуре потребления топлива на котельных Иркутской области значительную долю занимает уголь — 51 процент, на дрова и прочие виды топлива приходится 29 процентов, оставшуюся часть составляют мазут и газ.

Основным потребителем топлива является ПАО «Иркутскэнерго», объем потребления которого в 2016 году составил 5986,4 тыс. т у. т. — 63,6 процента от общего потребления. Электростанции промышленных предприятий и котельные потребляют 1 208,6 тыс. т у. т. (12,8 процента) и 2 180,8 тыс. т у. т. (23,6 процента) соответственно.

## **II–15. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за предшествующие пять лет, отражающий все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД**

Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2012-2015 годы, отражающий все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД, представлен в таблицах 45-48.

Таблица 45. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2012 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	8 923,7	14 412,5		1 116,8	1 638,4	5 542,3				31 633,8
Ввоз	2 227,9	14 480,0	1 548,5					499,4		18 755,8
Вывоз	-400,0	-13 899,0	-10 120,0	-				-1 051,3		-25 470,3
Изменение запасов	-779,6	315,1	1,8		-0,3					-463,0
Потребление первичной энергии	9 971,9	15 308,6	-8 569,7	1 116,8	1 638,2	5 542,3	-	-551,9	-	24 456,3
Статистическое расхождение	223,6	398,9	-2,0	-	13,9	-	-	0,0	-108,0	526,4
Производство электрической энергии	-4 793,1	-5,0	-68,0	-123,8	-133,5	-5 542,3		7 682,4		-2 983,3
Производство тепловой энергии, в том числе	-4 303,4	-35,0	-440,9	-46,8	-1 382,1	-	-	-193,6	6 194,2	-207,6
Теплоэлектростанции	-3 398,8		-13,5	-37,7	-625,1			-127,9	4 044,1	-158,8
Котельные	-904,5	-35,0	-427,4	-9,2	-756,9				1 546,7	-586,4
Электрокотельные и утилизация тепла								-65,7	603,4	537,7
Преобразование топлива, в том числе	-	-14 833,4	14 082,8	-	-61,8	-	-	-115,4	-471,0	-1 398,9
(23.2) Производство нефтепродуктов		-14 833,4	14 082,8		-61,8			-115,4	-471,0	-1 398,9
Переработка газа								-		-
Обогащение угля										-
Собственные нужды				-459,6				-195,5		-655,1
Потери при передаче								-498,6	-538,8	-1 037,5
Конечное потребление энергетических ресурсов	651,9	36,3	5 006,3	486,6	46,9	-	-	6 127,3	5 292,3	17 647,6

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	1,7		13,0					80,2	73,2	168,0
Промышленность	367,8	-	168,5	212,6	34,5	-	-	4 172,2	2 752,8	7 708,4
(С) Добыча полезных ископаемых	56,1		29,8	212,6				185,9	98,8	583,1
(СА) Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	33,7							62,3	47,5	143,5
(10) Добыча каменного угля, бурого угля и торфа	33,7							22,9	16,2	72,8
(11) Добыча сырой нефти и природного газа				212,6				39,4	31,3	283,2
(СВ) Добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	22,4		29,8					122,1	51,3	225,5
(D) Обрабатывающие производства	305,2		138,7		34,5			3 758,6	2 372,4	6 609,4
(DA) Производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	2,1							17,7	38,9	58,7
(DB) Текстильное и швейное производство	0,3							0,7	0,4	1,4
(DC) Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви								-	-	-

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
(DD) Обработка древесины и производство изделий из дерева			27,1					39,9	134,1	201,2
(DE) Целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	153,1		91,5		34,5			263,7	1 287,3	1 830,1
(DG) Химическое производство	1,3		1,5					290,6	680,1	973,5
(DH) Производство резиновых и пластмассовых изделий								1,5	0,6	2,1
(DI) Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	82,4		17,6					21,9	27,3	149,2
(DJ) Metallургическое производство и производство готовых металлических изделий	2,0		1,0					3 042,0	86,8	3 131,8
(38.9) Производство машин и оборудования без производства оружия и боеприпасов	1,4							9,2	12,5	23,1

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
(DL) Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования								7,0	10,9	17,8
(DM) Производство транспортных средств и оборудования	3,2							2,4	15,4	21,0
(DN) Прочие производства	0,0							1,3	1,4	2,7
(39.9) Производство прочих материалов и веществ, не включенных в другие группировки	59,4							60,8	76,7	196,9
(E) Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	6,5	-	-	-	-	-	-	227,8	281,6	515,9
(40) Производство, передача и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды								159,7	266,4	426,2
(41) Сбор, очистка и распределение воды	6,5							68,0	15,2	89,8
(F) Строительство	8,1		23,9					49,8	21,3	103,1
(G) Оптовая и розничная торговля и ремонт	4,3							123,6	21,1	149,1

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
(Н) Гостиницы и рестораны									2,8	2,8
(I) Транспорт и связь	16,7	3,0	654,1	0,8				439,0	101,7	1 215,3
(60.1) Железнодорожный транспорт	6,4		29,8					373,1	22,6	431,9
(60.2) Прочий сухопутный транспорт	1,6		537,2	0,8				12,9	16,2	568,8
(60.3) Трубопроводный транспорт		3,0						12,2	4,7	19,9
(61) Водный транспорт	0,6		36,3					-	2,0	38,9
(62) Воздушный транспорт	1,5		50,8					-	1,8	54,1
(63) Вспомогательная и дополнительная транспортная деятельность	6,4							-	25,9	32,3
(64) Связь	1,7							16,5	11,3	29,5
(M+N+O) Сфера услуг	57,8							47,1	339,9	444,9
(99.9) Прочие виды деятельности	33,4							232,3	204,0	469,7
Население	21,2		682,0	11,4	12,3			983,0	1 775,6	3 485,4
Неэнергетическое использование	153,5	3,8	3 168,1	279,3						3 604,7



Таблица 46. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2013 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	8 215,3	16 297,7		1 862,8	1 491,2	5 267,2				33 134,2
Ввоз	2 678,5	14 286,0	1 327,4					554,8		18 846,6
Вывоз	-1 302,4	-14 743,4	-10 219,5	-				-601,0		-26 866,3
Изменение запасов	-672,4	80,3	-61,7		-3,1					-656,9
Потребление первичной энергии	8 918,9	15 920,6	-8 953,9	1 862,8	1 488,2	5 267,2	-	-46,2	-	24 457,6
Статистическое расхождение	525,2	365,6	-4,4	-	-36,0	-	-	-	-29,6	820,8
Производство электрической энергии	-3 701,1	-6,3	-70,6	-178,8	-125,1	-5 267,2		7 004,5		-2 344,7
Производство тепловой энергии, в том числе	-4 097,8	-28,9	-525,4	-49,3	-1 276,0	-	-	-181,6	5 847,2	-311,8
Теплоэлектростанции	-3 060,1		-30,5	-40,1	-568,4			-121,2	3 732,2	-88,0
Котельные	-1 037,7	-28,9	-494,9	-9,3	-707,6				1 513,2	-765,2
Электрокотельные и утилизация тепла								-60,4	601,8	541,4
Преобразование топлива, в том числе	-	-15 478,2	14 458,1	-	-55,9	-	-	-115,2	-461,8	-1 652,9
(23.2) Производство нефтепродуктов		-15 478,2	14 458,1		-55,9			-115,2	-461,8	-1 652,9
Переработка газа								-		-
Обогащение угля										-
Собственные нужды				-593,2				-244,8		-838,0
Потери при передаче								-481,1	-510,0	-991,1
Конечное потребление	594,8	41,6	4 912,7	1 041,5	67,1	-	-	5 935,6	4 904,9	17 498,2

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
энергетических ресурсов										
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	2,2		13,4					93,2	87,5	196,3
Промышленность	405,2	-	172,5	252,9	18,9	-	-	4 012,9	2 479,5	7 341,9
(С) Добыча полезных ископаемых	59,7		28,5	252,9				203,6	75,7	620,4
(СА) Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	32,6							75,4	27,9	135,9
(10) Добыча каменного угля, бурого угля и торфа	32,6							-	11,5	44,1
(11) Добыча сырой нефти и природного газа				252,9				-	16,4	269,3
(СВ) Добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	27,1		28,5					125,5	47,8	228,9
(D) Обрабатывающие производства	336,0		144,0		18,9			3 666,7	2 110,6	6 276,1
(DA) Производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	2,2							16,3	33,7	52,3
(DB) Текстильное и швейное производство	0,3							0,9	0,3	1,5
(DC) Производство кожи, изделий из кожи								-	-	-

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
и производство обуви										
(DD) Обработка древесины и производство изделий из дерева			31,9					35,5	106,0	173,4
(DE) Целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	142,2		91,3		18,9			252,5	1 148,4	1 653,2
(DG) Химическое производство	0,0		1,4					276,9	605,5	883,8
(DH) Производство резиновых и пластмассовых изделий								-	0,6	0,6
(DI) Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	92,4		17,4					21,1	21,2	152,1
(DJ) Metallургическое производство и производство готовых металлических изделий	0,6		2,1					2 985,2	82,9	3 070,8
(38.9) Производство машин и оборудования без производства оружия и боеприпасов	0,9							7,3	11,0	19,1
(DL) Производство								6,9	10,5	17,5

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
электрооборудования, электронного и оптического оборудования										
(DM) Производство транспортных средств и оборудования	14,2							2,4	16,8	33,4
(DN) Прочие производства	1,7							1,9	1,8	5,4
(39.9) Производство прочих материалов и веществ, не включенных в другие группировки	81,5							59,8	71,9	213,2
(E) Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	9,5	-	-	-	-	-	-	142,7	293,2	445,4
(40) Производство, передача и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды								90,6	282,9	373,5
(41) Сбор, очистка и распределение воды	9,5							52,1	10,2	71,8
(F) Строительство	7,3		24,4					40,4	21,9	94,0
(G) Оптовая и розничная торговля и ремонт	0,9							114,1	9,2	124,3
(H) Гостиницы и рестораны									1,7	1,7

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
(I) Транспорт и связь	14,5	3,0	642,6	1,1				410,8	150,1	1 222,0
(60.1) Железнодорожный транспорт	2,7		31,7					351,4	91,4	477,3
(60.2) Прочий сухопутный транспорт	1,9		505,6	1,1				12,6	17,7	539,0
(60.3) Трубопроводный транспорт		3,0						12,3	4,8	20,1
(61) Водный транспорт	0,6		38,6					-	0,9	40,2
(62) Воздушный транспорт	1,5		66,6					-	2,0	70,1
(63) Вспомогательная и дополнительная транспортная деятельность	6,3							-	21,9	28,1
(64) Связь	1,6							17,6	11,3	30,4
(M+N+O) Сфера услуг	38,0							47,4	246,5	332,0
(99.9) Прочие виды деятельности	32,6							234,4	191,9	458,9
Население	19,8		590,1	11,3	48,3			982,4	1 716,7	3 368,5
Неэнергетическое использование	87,0	29,3	3 177,5	558,0						3 851,7

Таблица 47. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2014 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	7 909,6	18 600,0		2 538,8	1 580,0	5 412,0				36 040,4
Ввоз	2 746,2	14 270,0	1 390,0					578,1		18 984,3
Вывоз	-1 731,3	-16 900,0	-10 270,0	-				-848,7		-29 750,0
Изменение запасов	-860,5	-172,0	-206,0		-					-1 238,5
Потребление первичной энергии	8 064,0	15 798,0	-9 086,0	2 538,8	1 580,0	5 412,0	-	-270,6	-	24 036,2
Статистическое расхождение	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Производство электрической энергии	-3 280,0	-8,0	-74,0	-207,7	-130,0	-5 412,0		7 257,0		-1 854,7
Производство тепловой энергии, в том числе	-3 970,0	-34,0	-560,0	-57,7	-1 310,0	-	-	-172,2	5 914,3	-189,6
Теплоэлектростанции	-2 880,0		-42,0	-46,2	-590,0			-115,6	3 808,6	134,8
Котельные	-1 090,0	-34,0	-518,0	-11,5	-720,0				1 500,9	-872,7
Электрокотельные и утилизация тепла								-56,6	604,8	548,2
Преобразование топлива, в том числе	-	-15 700,0	14 592,0	-	-60,0	-	-	-114,9	-460,7	-1 743,5
(23.2) Производство нефтепродуктов		-15 700,0	14 592,0		-60,0			-114,9	-460,7	-1 743,5
Переработка газа								-		-
Обогащение угля										-
Собственные нужды				-750,1				-244,8		-994,9
Потери при передаче								-504,3	-505,2	-1 009,5
Конечное потребление	814,0	56,0	4 872,0	1 523,3	80,0	-	-	5 950,2	4 948,4	18 243,9

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефте-продукты	Природ-ный газ	Прочее твердое топливо	Гидро-энергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электри-ческая энергия	Тепловая энергия	Всего
энергетических ресурсов										
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	2,2		14,0					100,9	90,6	207,7
Промышленность	427,7	-	171,0	275,8	24,0	-	-	3 990,9	2 502,4	7 391,8
(С) Добыча полезных ископаемых	59,7		28,0	275,8				215,3	80,2	659,0
(СА) Добыча топливно-энергетических полезных ископаемых	33,0							76,3	28,2	137,5
(10) Добыча каменного угля, бурого угля и торфа	33,0							23,4	10,4	66,8
(11) Добыча сырой нефти и природного газа				275,8				40,6	17,8	334,2
(СВ) Добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	28,0		28,0					127,9	52,0	235,9
(D) Обрабатывающие производства	356,0		143,0		24,0			3 624,3	2 125,0	6 272,3
(DA) Производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	2,2							15,9	34,2	52,3
(DB) Текстильное и швейное производство	0,3							1,0	0,3	1,6
(DC) Производство кожи, изделий из кожи								-	-	-

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
и производство обуви										
(DD) Обработка древесины и производство изделий из дерева			33,0					32,0	102,5	167,5
(DE) Целлюлозно-бумажное производство; издательская и полиграфическая деятельность	134,0		91,0		24,0			238,6	1 159,1	1 646,7
(DG) Химическое производство	0,0		1,0					275,8	616,7	893,5
(DH) Производство резиновых и пластмассовых изделий								-	0,6	0,6
(DI) Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	96,0		16,0					20,7	17,8	150,5
(DJ) Metallургическое производство и производство готовых металлических изделий	0,6		2,0					2 964,3	81,7	3 048,6
(38.9) Производство машин и оборудования без производства оружия и боеприпасов	0,9							5,9	10,4	17,2
(DL) Производство								6,9	10,4	17,3



Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
электрооборудования, электронного и оптического оборудования										
(DM) Производство транспортных средств и оборудования	16,0							2,5	17,8	36,3
(DN) Прочие производства	2,0							2,0	2,1	6,0
(39.9) Производство прочих материалов и веществ, не включенных в другие группировки	84,0							58,9	71,3	214,2
(E) Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	12,0	-	-	-	-	-	-	151,3	297,2	460,5
(40) Производство, передача и распределение электроэнергии, газа, пара и горячей воды								102,1	285,3	387,4
(41) Сбор, очистка и распределение воды	12,0							49,2	11,9	73,1
(F) Строительство	6,0		26,0					35,7	22,3	90,0
(G) Оптовая и розничная торговля и ремонт	0,0							109,5	8,9	118,4
(H) Гостиницы и рестораны									1,5	1,5

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
(I) Транспорт и связь	14,3	3,0	622,0	1,2				399,8	147,1	1 187,3
(60.1) Железнодорожный транспорт	2,5		32,0					356,7	84,7	475,9
(60.2) Прочий сухопутный транспорт	1,9		482,0	1,2				11,8	19,6	516,5
(60.3) Трубопроводный транспорт		3,0						12,8	5,1	20,8
(61) Водный транспорт	0,6		40,0					-	0,9	41,5
(62) Воздушный транспорт	1,5		68,0					-	2,1	71,5
(63) Вспомогательная и дополнительная транспортная деятельность	6,3							-	23,2	29,4
(64) Связь	1,6							19,7	11,6	32,8
(M+N+O) Сфера услуг	32,0							50,4	215,5	297,9
(99.9) Прочие виды деятельности	34,0							258,3	191,7	484,0
Население	24,0		590,0	11,5	56,0			1 004,9	1 768,3	3 454,8
Неэнергетическое использование	140,0	43,0	3 168,0	923,2						4 274,2

Таблица 48. Единый топливно-энергетический баланс Иркутской области (ЕТЭБ) за 2015 год (тыс. т у. т.)

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Производство энергетических ресурсов	7118,8	22761,2	12099,0	4518,7	3685,5	4418,5	0,0	0,0	0,0	54601,7
Ввоз	1326,0	13425,5	1676,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1110,5	0,0	17538,4
Вывоз	-1650,3	-22705,6	-10698,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-607,7	0,0	-35661,6
Изменение запасов	471,9	1,4	120,3	0,0	-1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	592,0
Потребление первичной энергии	7266,3	13482,5	3197,7	4518,8	3684,0	4418,5	0,0	502,9	0,0	37070,6
Статистическое расхождение	0,0	0,0	0,0	881,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-45,2	835,7
Производство электрической энергии	-3215,0	-3,2	-53,1	-323,7	-154,5	-4418,5	0,0	5983,0	0,0	-2185,1
Производство тепловой энергии, в т. ч.:	-3632,8	-26,4	-258,0	-20,9	-1585,5	0,0	0,0	-46,0	5137,7	-431,8
Теплоэлектростанции	-2775,2	0,0	-19,9	-2,2	-777,0	0,0	0,0	0,0	3329,5	-244,9
Котельные	-857,6	-26,4	-238,1	-18,6	-808,5	0,0	0,0	0,0	1758,0	-191,1
Электрокотельные и утилизация тепла	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-46,0	50,3	4,3
Преобразование топлива, в т. ч.:	-0,3	-13425,5	-272,4	-1,8	-54,8	0,0	0,0	-55,8	-247,0	-14057,7
(23.2) Производство нефтепродуктов	0,0	-13425,5	-272,4	-1,8	-54,8	0,0	0,0	-55,8	-247,0	-14057,4
Переработка газа	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Обогащение угля	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,3
Собственные нужды	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-245,4	0,0	-245,4
Потери при передаче	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-543,4	-341,5	-884,9

Наименование показателя	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Гидроэнергия и НВИЭ	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
Конечное потребление энергетических ресурсов	418,3	27,4	2614,1	3291,2	1889,1	0,0	0,0	5595,2	4594,4	18429,8
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	0,9	0,0	108,2	0,0	8,9	0,0	0,0	98,8	70,1	286,9
Промышленность	229,0	24,2	998,3	1136,3	1829,8	0,0	0,0	3556,0	2542,3	10315,9
(С) Добыча полезных ископаемых	54,5	24,2	332,8	429,5	0,3	0,0	0,0	303,7	84,7	1229,8
(D) Обрабатывающие производства	174,5	0,0	665,4	706,8	1829,5	0,0	0,0	3252,3	2457,6	9086,1
(F) Строительство	2,3	0,0	61,3	0,0	0,0	0,0	0,0	29,4	10,0	103,0
(I) Транспорт и связь	13,9	3,2	291,1	0,0	3,5	0,0	0,0	428,4	91,7	831,8
(M+N+O) Сфера услуг	65,7	0,0	92,7	0,0	33,9	0,0	0,0	893,1	372,3	1457,7
Население	16,7	0,0	887,6	10,3	4,0	0,0	0,0	589,6	1508,0	3016,3
Неэнергетическое использование	89,7	0,0	175,0	2144,6	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2418,3

## РАЗДЕЛ III. ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

### III–1. ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Энергосистема Иркутской области на протяжении всего рассматриваемого периода остается избыточной по производству электроэнергии и мощности. Другой особенностью энергосистемы является преобладающая доля выработки электроэнергии на ГЭС (75,8 процента) и, соответственно, большая зависимость выработки электроэнергии от режима водности водохранилищ.

Ограничений в передаче мощности от источников электроэнергии по магистральным электрическим сетям 500 кВ внутри области не выявлено. Особенностью объектов электропередачи 500 кВ в Иркутской области является превышение нормативного срока эксплуатации оборудования и устройств.

Особое внимание должно быть уделено проблеме электроснабжения Бодайбинского энергорайона. Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» в нормальной схеме составляет 65 МВт с учетом работающих генераторов на Мамаканской ГЭС и 44 МВт при изолированной работе Мамаканской ГЭС без учета БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск (54 МВт при включенной БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск). В зимний период гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, в период с 1 февраля по 10 мая — 7,3 МВт.

В связи с уменьшением приточности реки Мамакан в зимний период и превышением максимально допустимого перетока в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» для недопущения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений применяются:

- переход на работу в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан», при котором в нормальной схеме транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Мамакан и работе на Мамаканской ГЭС не менее двух генераторов разрешается работа с наибольшим допустимым перетоком активной мощности в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» не более 80 МВт без учета БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск и не более 105 МВт с включенной БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск;
- в нормальной схеме — ввод графиков ограничения режима потребления электрической мощности (в 2016 году на величину порядка 14,5 МВт).

В 2016 году введена в эксплуатацию ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс, образующая связь с западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия). Параллельная синхронная работа западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) и энергосистемы Иркутской области

запрещается. От РП 110 кВ Полюс обеспечено электроснабжение крупного золотодобывающего предприятия ГОК «Вернинский» АО «Первенец» с возможностью увеличения потребления мощности до 27,9 МВт.

Несоответствие отключающей способности коммутационной аппаратуры уровням токов короткого замыкания

Перечень энергообъектов энергосистемы Иркутской области, на которых отключающая способность выключателей ниже уровней токов короткого замыкания для существующей сети за 2016 год. В связи с наличием мероприятий по снижению уровня токов КЗ (представлены в таблице 1) энергоузлы (энергорайоны), на территории которых имеются выключатели, отключающая способность которых не соответствует текущим уровням токов короткого замыкания, отсутствуют.

Таблица 49. Перечень энергообъектов энергосистемы Иркутской области, на которых отключающая способность выключателей ниже уровней токов короткого замыкания для существующей сети за 2016 год

Наименование энергообъекта	Диспетчерское наименование выключателя	Отключающая способность, кА	Уровень токов КЗ, кА	Мероприятия по снижению уровня токов КЗ	Уровень токов КЗ после проведенных мероприятий, кА
ПС 500 кВ Иркутская	МВ-110 1 Вс МСР-1	18,4	29,3	В нормальной схеме ПС 500 кВ Иркутская включен МВ-110 МВР-1 (МВ-110 МВР-2, МВ-110 МВР-3, МВ-110 МВР-4, МВ-110 МВР-6 отключены) и замкнут транзит по ВЛ 35 кВ ШП-7 и ВЛ 35 кВ ШП-8	14,7
	МВ-110 2 Вс МСР-1	25	29,3		16,1
	МВ-110 7Т	25	27,7		18,3
	МВ-110 8Т	25	27,7		18,3
	МВ-110 ШП-9Б	25	25,2		16,6
	МВ-110 ШП-10Б	25	-		-
	МВ-110 ШП-11Б	25	29,2		21,0
	МВ-110 ШП-12Б	25	25,3		16,8
	МВ-110 ВЛ Бл-5	25	25,5		17,3
	МВ-110 ВЛ Бл-6	25	26,0		17,4
	МВ-110 ВЛ Бл-7	25	26,2		16,5
ПС 220 кВ Ново-Ленино	В-110 ТЭЦ-10	18,4	18,6	В нормальной схеме разомкнут транзит 110 кВ Иркутская ГЭС — Ново-Ленино	13,4
	В-110 Мегет	18,4	19,5		14,3
	В-110 Максимовская	18,4	19,7		16,8
ПС 220 кВ Правобережная	В-110 АТ-1	20	21,8	В нормальной схеме отключены В-110 Восточная I и В-110 Восточная II на ПС 220 кВ Правобережная	15,4
	В-110 АТ-2	20	21,8		15,4
	В-110 Восточная I	20	22,7		-
	В-110 Восточная II	20	22,7		-
	В-110 Урик А	20	23,7		18,8
	В-110 Урик Б	20	23,7		18,8
	ШСВ-110	20	25,3		20
	ОВ-110	20	25,3		20
ПС 220 кВ Шелехово	СВ-2-220	25,2	28,3	В нормальной схеме на ПС 500 кВ Ключи отключен В-220 Шелехово А	21,3
	В-220 Т-6	25,2	30,0		23,9
Братская ГЭС	1ВО	31,5	33,5	При работе на I СШ 1 секции, II СШ 1 секции 5 гидрогенераторов и I СШ 2 секции, II СШ 2 секции 5 гидрогенераторов для не превышения уровней токов КЗ выше 31,5 кА необходимо на ПС 220 кВ БЛПК отключить ВМ-220 БраЗ-5 и на Седановском ПП 220 кВ отключить ВМ-220 ВЛ-242.	30,9
	2ВО	31,5	32,3		30,5
	В-233	31,5	-		-
	В-235	31,5	33,3		30,0
	В-236	31,5	33,5		30,3
	В-238	31,5	32,3		30,0
	В-242	31,5	31,7		-
	В-243	31,5	32,9		31,0
В-250	31,5	32,8	29,7		

Наименование энергообъекта	Диспетчерское наименование выключателя	Отключающая способность, кА	Уровень токов КЗ, кА	Мероприятия по снижению уровня токов КЗ	Уровень токов КЗ после проведенных мероприятий, кА		
	В-БрАЗ 2	31,5	33,9		30,9		
	В-БрАЗ 3	31,5	33,9		30,9		
	В-БрАЗ 4	31,5	33,9		30,9		
	В-БрАЗ 5	31,5	31,8		30,8		
	В-БрАЗ 6	31,5	32,6		30,4		
	В-БрАЗ 7	31,5	32,8		30,5		
	В-БрАЗ 9	31,5	32,6		30,3		
	В-БрАЗ 10	31,5	32,8		30,5		
	В-БрАЗ 11	31,5	32,8		30,5		
	В-БрАЗ 12	31,5	32,6		30,3		
	ПС 500 кВ Тайшет	МВ-110 С-43	18,4		20,6	В нормальной схеме ПС 500 кВ Тайшет отключен ШСВ-110. При выводе в ремонт 1АТ (2АТ) ПС 500 кВ Тайшет ШСВ-110 на ПС 500 кВ Тайшет должен быть включен.	13,5
		МВ-110 С-46	18,4		20,6		13
МВ-110 С-59		18,4	19,9	12,7			
МВ-110 С-864		18,4	20	12,4			
ШСВ-110		18,4	20,9	-			
МВ-110 Силикатная		18,4	20,7	12,9			
МВ-110 Восточная		18,4	19,6	12,1			
МВ-110 Новочунка		18,4	20,9	12,6			
МВ-110 Замзор	18,4	21,9	14,7				
ПС 220 кВ Таежная	ВМ 110 ТЭЦ-1	20	22	В нормальной схеме ПС 220 кВ Таежная отключен ШСВ-110, при работе на Усть-Илимской ТЭЦ ТГ-1, 3, 4, 5, 6 генерация Усть-Илимской ТЭЦ ограничена до 340 МВт. ШСВ 110 должен быть включен в следующих режимных условиях: При отключенных Т-3, Т-4, Т-6 на Усть-Илимской ТЭЦ; При отключенных Т-1, Т-6, ТГ-1 на Усть-Илимской ТЭЦ; При отключенных Т-2, Т-6, ТГ-3 на Усть-Илимской ТЭЦ; При отключенных Т-3, Т-6, ТГ-5 на Усть-Илимской ТЭЦ;	13,6		
	ВМ 110 ТЭЦ-2	20	22		13,6		
	ВМ 110 ТЭЦ-3	20	22		13,6		



Наименование энергообъекта	Диспетчерское наименование выключателя	Отключающая способность, кА	Уровень токов КЗ, кА	Мероприятия по снижению уровня токов КЗ	Уровень токов КЗ после проведенных мероприятий, кА
	ВМ 110 ТЭЦ-4	20	22	При отключенных Т-4, Т-6, ТГ-4 на Усть-Илимской ТЭЦ; При отключенных ТГ-1, ТГ-3, ТГ-4, ТГ-5 на Усть-Илимской ТЭЦ; При отключенных ТГ-1, ТГ-3, ТГ-6 на Усть-Илимской ТЭЦ;	13,6
	ШСВ 110	20	24,1	При выводе в ремонт АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Таежная ШСВ 110 на ПС 220 кВ Таежная должен быть включен.	-

**III–2. ОЦЕНКА БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ И НАЛИЧИЕ ЭНЕРГОУЗЛОВ (ЭНЕРГОРАЙОНОВ) НА ТЕРРИТОРИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕСЯ ПОВЫШЕННОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ ВЫХОДА ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ИЗ ОБЛАСТИ ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ**

Для проведения анализа энергосистемы были выполнены расчеты электрических режимов на основе режимов зимних и летних контрольных замеров для нормальной и основных ремонтных схем с учетом возможности реализации схемно-режимных мероприятий, а также величины и длительности перегрузочной способности оборудования в существующей и перспективных схемах электрической сети:

- 1 АТ при ремонте 2АТ на ПС 500 кВ Тайшет;
- ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная I цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская II цепь с отпайками);
- ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская II цепь с отпайками);
- ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками);
- ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками) в нормальной схеме;
- ВЛ 110 кВ Черемхово — Свирск I цепь с отпайками со стороны ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме;
- ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Водозабор-1 при максимальной генерации Иркутской ТЭЦ-9;
- ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская II (I) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская I (II);
- ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Мамакан в нормальной схеме;
- АТ ПС 220 кВ Слюдянка в нормальной схеме;
- АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха);
- 1 АТ при ремонте 2АТ на ПС 500 кВ Тайшет;
- АТ-1 при ремонте АТ-2 ПС 220 кВ Опорная;
- 2АТ при ремонте 1АТ Братской ГЭС;
- АТ-1 на ПС 220 кВ Коршуниха в схеме ремонта АТ-2 на ПС 220 кВ Коршуниха.

Результаты выполненного анализа проведены в разделах III-2.2, III-2.4, IV-10.2.

### III–2.1. Наличие энергорайонов с высокими рисками нарушения электроснабжения и перечня мероприятий по снижению риска нарушения электроснабжения

Бодайбинский энергорайон Иркутской области отнесен к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения. В состав энергорайона входят Бодайбинский и Мамско-Чуйский административные районы с общей численностью населения 24,359 тысячи человек.

Границы Бодайбинского энергорайона:

- 1) с энергосистемой Республики Бурятия:
  - а) ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 220 кВ Таксимо — Мамакан;
  - б) ПС 220 кВ Таксимо: выключатель ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками (входят в состав контролируемого сечения «Таксимо — Мамакан»);
- 2) с западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия):
  - а) ПС 220 кВ Пеледуй: выключатель ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс (питание РП Полюс осуществляется от ЗЭР Якутии).

В Бодайбинский энергорайон входят следующие основные энергообъекты: Мамаканская ГЭС (установленная мощность 86 МВт) и ПС 220 кВ Мамакан.

Основными потребителями являются предприятия золотодобывающей промышленности.

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» в нормальной схеме составляет 65 МВт с учетом работающих генераторов на Мамаканской ГЭС и 44 МВт при изолированной работе Мамаканской ГЭС без учета БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск (54 МВт при включенной БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск). В зимний период гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, в период с 1 февраля по 10 мая — 7,3 МВт.

В связи с уменьшением приточности реки Мамакан в зимний период и превышением максимально допустимого перетока в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» для недопущения выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений применяются:

- переход на работу в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан», при котором в нормальной схеме транзита 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Мамакан и работе на Мамаканской ГЭС не менее двух генераторов разрешается работа с наибольшим допустимым перетоком активной мощности в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» не более 80 МВт без учета БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск и не более 105 МВт с включенной БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск;

- в нормальной схеме — ввод графиков ограничения режима потребления электрической мощности (в 2016 году на величину порядка 14,5 МВт).

Максимально допустимый переток в контролируемом сечении Иркутск — Бурятия (Северобайкальский участок) в нормальной схеме составляет 205 МВт и определяется критерием сохранения статической устойчивости в послеаварийных режимах.

Развитие энергетики Бодайбинского энергорайона (внешнего электроснабжения) отстает от развития золотодобывающих предприятий. Реализация проектов расширения Вернинского ГОКа, ГОКа Высочайший, строительства Угаханского ГОКа, разработки месторождения Чертово Корыто и других предприятий невозможна без решения проблемы энергоснабжения.

Стоит отметить, что электроснабжение ГОК «Вернинский» по нормальной схеме осуществляется от электрической сети Западного энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия).

На данный момент в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2017-2023 годы предусмотрен комплекс мероприятий по решению проблем энергоснабжения Бодайбинского района Иркутской области, который включает проект строительства транзита ВЛ 220 кВ Пеледуй — Сухой Лог — Мамакан с ПС 220 кВ Сухой Лог; реконструкцию ПС 220 кВ Мамакан; перевод второй цепи

ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками с напряжения 110 кВ на 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро. Необходимо отметить, что для покрытия энергодефицита в Бодайбинском энергорайоне требуется выполнение работ не только в сетях АО «Витимэнерго», но и за пределами Бодайбинского энергорайона.

Общий перечень мероприятий, позволяющих исключить текущую проблему энергодефицита в Бодайбинском энергорайоне и обеспечить возможность подключения новых потребителей Бодайбинского энергорайона, представляет собой новое строительство и реконструкцию объектов электросетевого комплекса, а именно:

- 1) строительство транзитной электропередачи 220 кВ от ПС 220 кВ Пеледуй до ПС 500 кВ Усть-Кут (2017-2018 годы);
- 2) строительство ПС 500 кВ Усть-Кут с АТ 501 МВА, ШП 180 Мвар, УШР 180 Мвар, БСК 2×52 Мвар (2018 год);
- 3) заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут, 278,44 км и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим № 2, 7,37 км, провод ЗхАС-300/39 (2018 год);
- 4) заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха — Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут, с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Коршуниха — 134,31 км, провод АС-300/39, ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Звездная — 42,61 км, провод АС-300/39 (2017 год);

- 5) заходы ВЛ 220 кВ Лена — Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием Усть-Кут — Лена — 13,43 км, провод АС-300/39, ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим № 1 — 6,85 км, провод АС-300/39 (2017 год);
- 6) перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро, трансформаторы 220/110 кВ 1×25 МВА, 1×25 МВА (2018 год);
- 7) реконструкцию ПС 220 кВ Мамакан (с установкой второго АТ, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ), АТ 220/110/10 кВ 125 МВА, сооружением ячеек для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо — Мамакан II цепь с отпайками и ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Мамакан № 1 и № 2 (2018 год);
- 8) реконструкция ПС 220 кВ Таксимо с расширением ВЛ 220 кВ на одну ячейку для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо — Мамакан II цепь с отпайками (2018 год);
- 9) расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Пеледуй для подключения ВЛ 220 кВ Пеледуй — Сухой Лог № 1 и № 2 (2017 год);
- 10) установка БСК мощностью 30 Мвар с подключением к АОСН на ПС Бодайбинского энергорайона (2017 год);
- 11) сооружение транзитной электропередачи от ПС 220 кВ Пеледуй до ПС 220 кВ Мамакан (2018 год).

**III–2.2.** Наличие энергоузлов (энергорайонов), характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в связи с технологическим присоединением энергопринимающих устройств, объектов электросетевого хозяйства и объектов генерации

Планируется увеличение мощности следующих крупных потребителей: ОАО «РЖД» БАМ, золотодобывающих предприятий Бодайбинского энергорайона, нефтеперекачивающих станций ООО «Транснефть-Восток», а также новых потребителей.

Подробный анализ увеличения мощности на основании утвержденных технических условий и перечень мероприятий, необходимых для осуществления технологического присоединения к электрическим сетям, представлен в Разделе IV–10.

**III–2.3.** Наличие энергоузлов (энергорайонов), характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в связи с наличием ограничений по выдаче мощности существующих и вновь вводимых электростанций, недостаточной пропускной способностью электрических сетей, в случае если в условиях невозможности выдачи полной мощности электростанций в ряде схемно-режимных ситуаций существует необходимость ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

**III–2.3.1.** Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Мамакан

В существующей схеме при отключении ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Мамакан происходит выделение Мамаканской ГЭС с ПС 110 кВ Бодабинская на изолированную работу. Генераторы Мамаканской ГЭС работают на собственные нужды электростанции и выдают мощность на ПС 110 кВ Бодайбинская по ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Бодайбинская. С учетом малой приточности рек в зимний период и естественным ограничением генерации Мамаканской ГЭС происходит срабатывание устройств АЧР с отключением нагрузки, необходимой для восстановления частоты изолированного района, и снижение максимально допустимого перетока в сечении «Таксимо — Мамакан» до 44 МВт без учета БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск (до 54 МВт с учетом включенного БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск).

С целью исключения выделения на изолированную работу Мамаканской ГЭС с ПС 110 кВ Бодабинская и отключения нагрузки рекомендуется корректировка уставок устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская с последующим включением её в работу в нормальной схеме электрической сети.

**III–2.3.2.** Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная I цепь, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская с отпайками.

Схемно-режимными ситуациями, приводящими к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, являются:

- аварийное отключение ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная I цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская II цепь с отпайками) в зимний период максимальных нагрузок;
- аварийное отключение ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская с отпайками в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская II цепь с отпайками) в зимний период максимальных нагрузок при температуре.

Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная I цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская II цепь с отпайками) в зимний период максимальных нагрузок

С целью проведения анализа работы транзитов 110 кВ Иркутская ГЭС — Правобережная нагрузка данного транзита была принята на уровне 285 МВт, что соответствует нагрузке характерного зимнего дня.

Результаты проведенных расчетов выявили, что в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная I цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская II цепь с отпайками) в зимний период максимальных нагрузок имеет место токовая перегрузка ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская с отпайками на ПС 110 кВ Кировская на 7,1 процента (719 А при допустимом токе 671 А при  $-5^{\circ}\text{C}$  и ниже), разъединителя, ВЧ заградителя ячейки ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская с отпайками на ПС 110 кВ Кировская на 19,8 процента (719 А при номинальном токе 600 А).

Результаты проведенных расчетов выявили, что в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская II цепь с отпайками в режиме зимнего максимума 2018 года приводит к перегрузке ВЛ 110 кВ Южная — Кировская с отпайками на ПС 110 кВ Южная на 10,1 процента (1009 А при допустимом токе 916 А).

В период с 2018 года по 2022 год прогнозируется увеличение потребления мощности транзита на 19,686 МВт за счет ввода нагрузки потребителей максимальной мощностью менее 5 МВт.

Результаты расчетов представлены на рисунках 10-12.

ПС 110 кВ Кировская принадлежит ОАО «Иркутская электросетевая компания».

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК» перегрузка указанного оборудования не допускается.

Схемно-режимные мероприятия, направленные на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, отсутствуют.

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 24 МВт на ПС 110 кВ транзита Иркутская ГЭС — Кировская.

Возможным мероприятием для исключения схемно-режимной ситуации, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является применение ПА (АОПО на ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Кировская). В качестве альтернативного мероприятия предлагается замена токоограничивающего оборудования на ПС 110 кВ Южная (ошиновка).



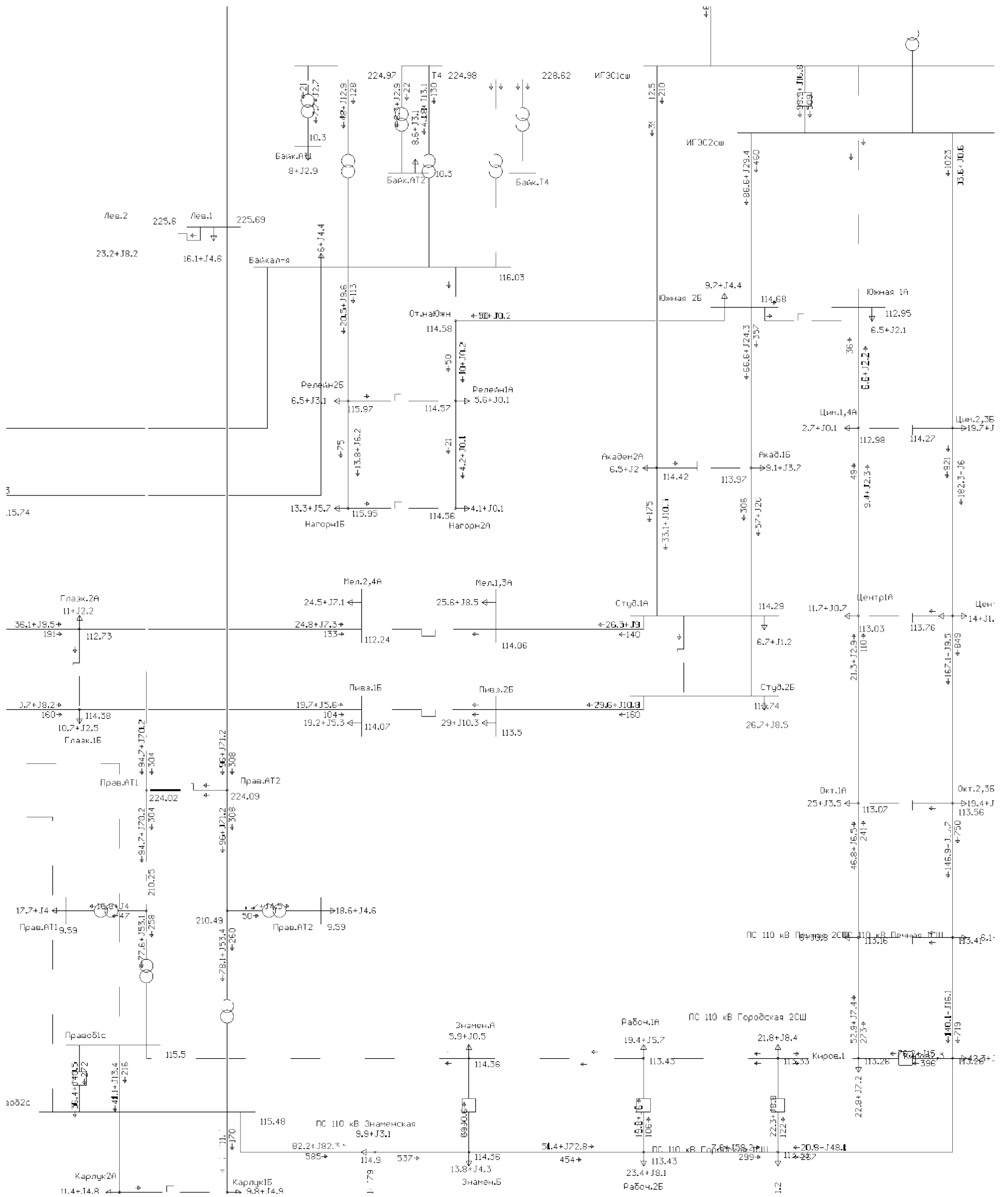


Рисунок 10. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная I цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I цепь с отпайками в режиме зимнего максимума 2018 года





**III–2.4.** Наличие энергоузлов (энергорайонов), характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений при нормативном возмущении в нормальной схеме сети в зимний или летний период в случае, если после выполнения режимных мероприятий ввод параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений может быть выполнен только за счет применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

#### **III–2.4.1.** Бодайбинский энергорайон

Описание текущей схемно-режимной ситуации, а также перечень мероприятий приведены в разделе III–2.1.

**III–2.4.2.** Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками) в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок

В существующей схеме имеет место токовая перегрузка оборудования ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) со стороны ПС 500 кВ Тайшет в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками).

Проведенные расчеты отключения ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок выявили превышение допустимой токовой загрузки ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха). Результаты представлены на рисунках 4-9.

Для предотвращения недопустимой токовой перегрузки ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками или ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха в послеаварийных режимах при достижении перетоков активной мощности в контролируемых сечениях «Братск — Красноярск» (для перетоков на восток) и «Братск — Иркутск», необходимо выполнить размыкание шунтирующих связей 110 кВ на участке 110 кВ Тайшет — Тулун отключить ШСВ-110 на ПС 110 кВ Нижнеудинск после выполнения следующих мероприятий:

- Зафиксировать нарушение фиксации в ДЗШ I и II сш 110 кВ;
- Перефиксировать В-110 кВ Шеберта со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ;
- Перефиксировать В-110 кВ ВРЗ с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ;
- Включить ЗОН-ЗТ;
- Перефиксировать трансформатор ЗТ с I сш 110 кВ на II сш 110 кВ;
- Перефиксировать трансформатор 2Т со II сш 110 кВ на I сш 110 кВ.

На период выполнения операций по размыканию шунтирующих связей 110 кВ на участке 110 кВ Тайшет — Тулун необходимо выполнять режимные

мероприятия для разгрузки по току ВЛ 110 кВ на участке 110 кВ Тайшет — Замзор. В связи с недопустимостью перегрузки оборудования на время выполнения переключений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт на ПС 110 кВ транзита.

Рекомендуется замена следующего оборудования, ограничивающего пропускную способность ВЛ: разъединители и заградители на ПС 500 кВ Тайшет с допустимым током не менее 650 А по присоединениям ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет и ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет.

На рисунках 8-9 представлены режимы работы транзита без учета и с учетом установки АТ 500/110 кВ ПС 500 кВ Тулун. Результаты расчетов показывают, что установка АТ не является альтернативным мероприятием замене ограничивающего оборудования, но позволяет снизить уровни токов.

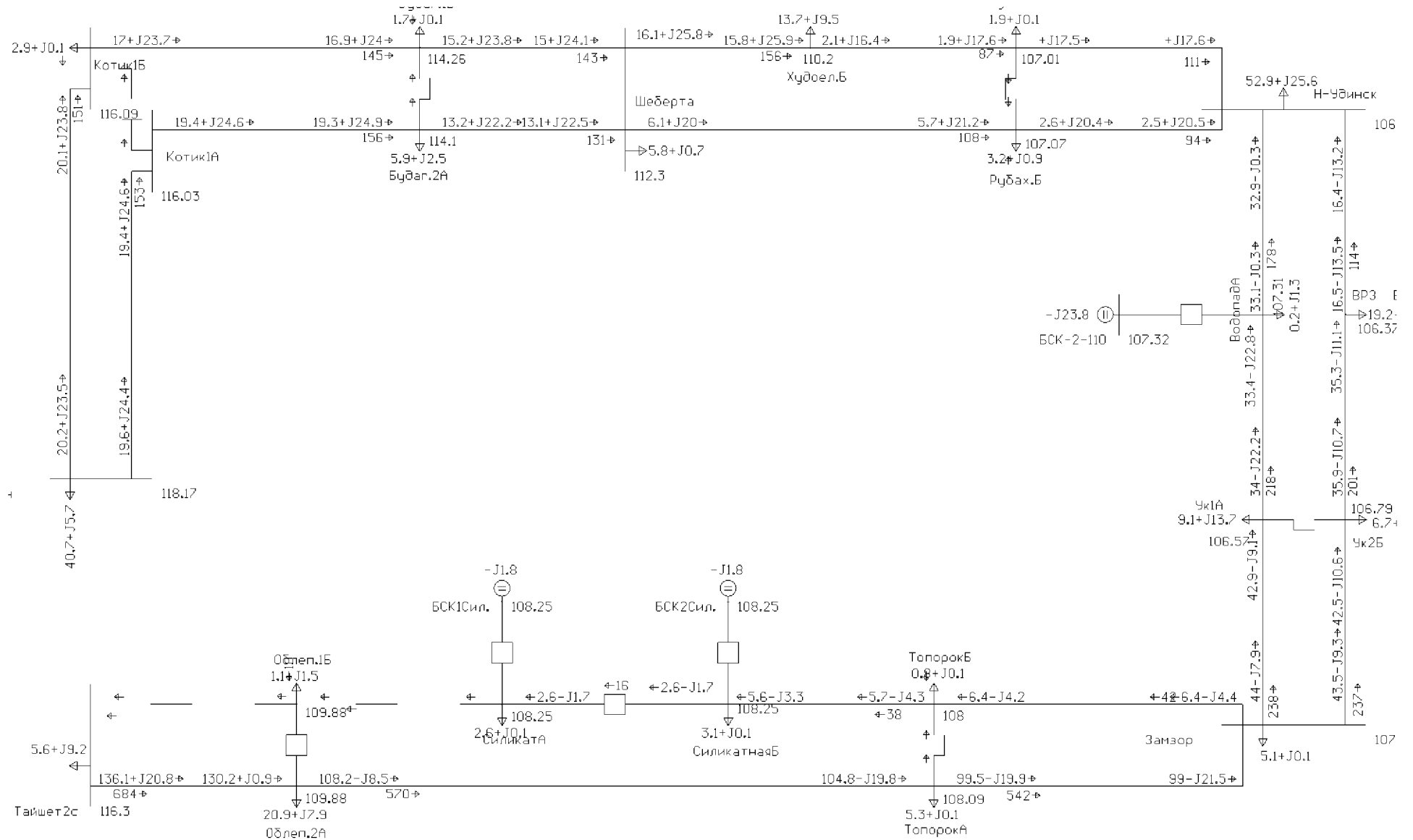


Рисунок 13. Отключение ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года

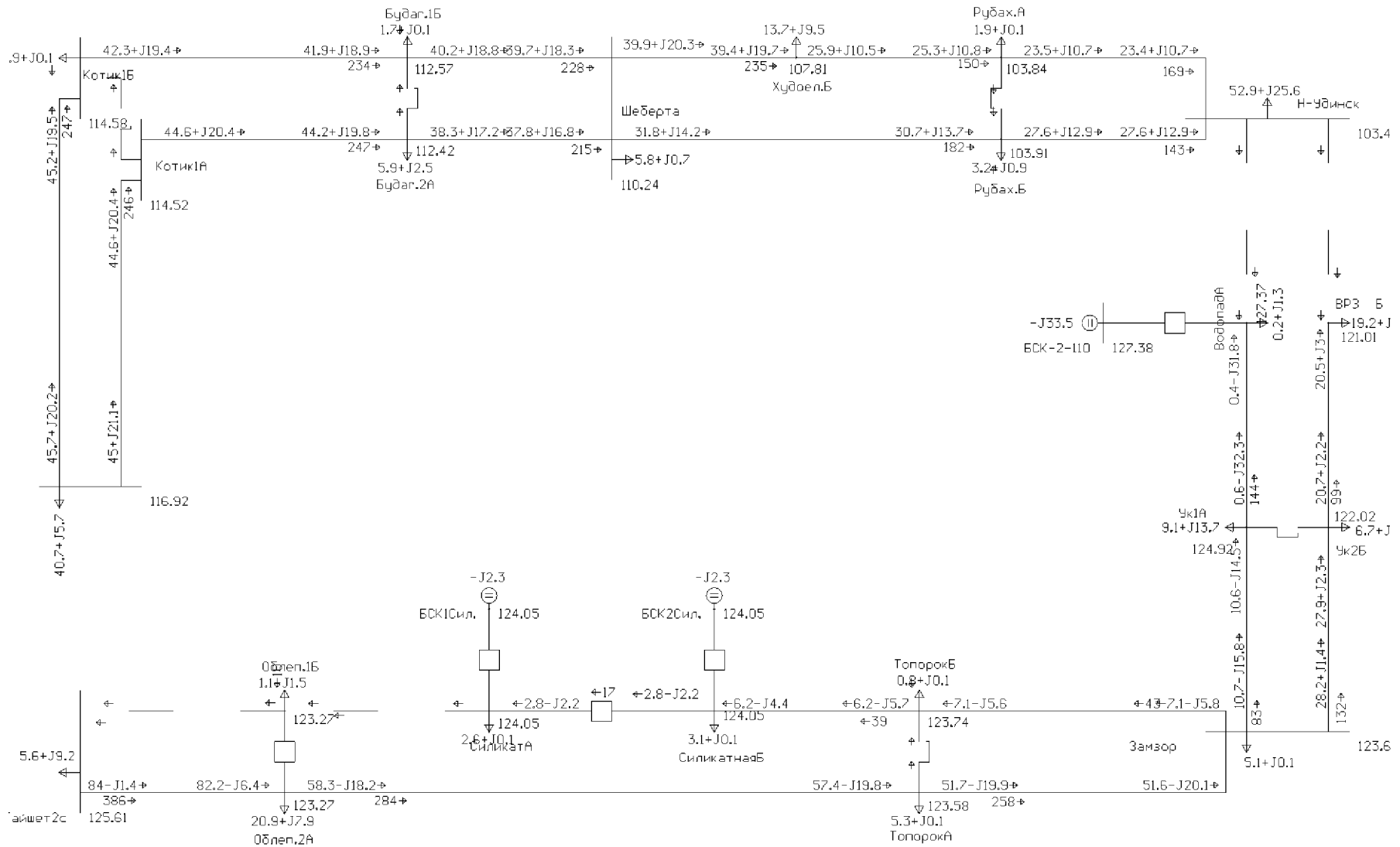


Рисунок 14. Отключение ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепи́ха в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года. Деление транзита 110 кВ Тайшет — Тулун

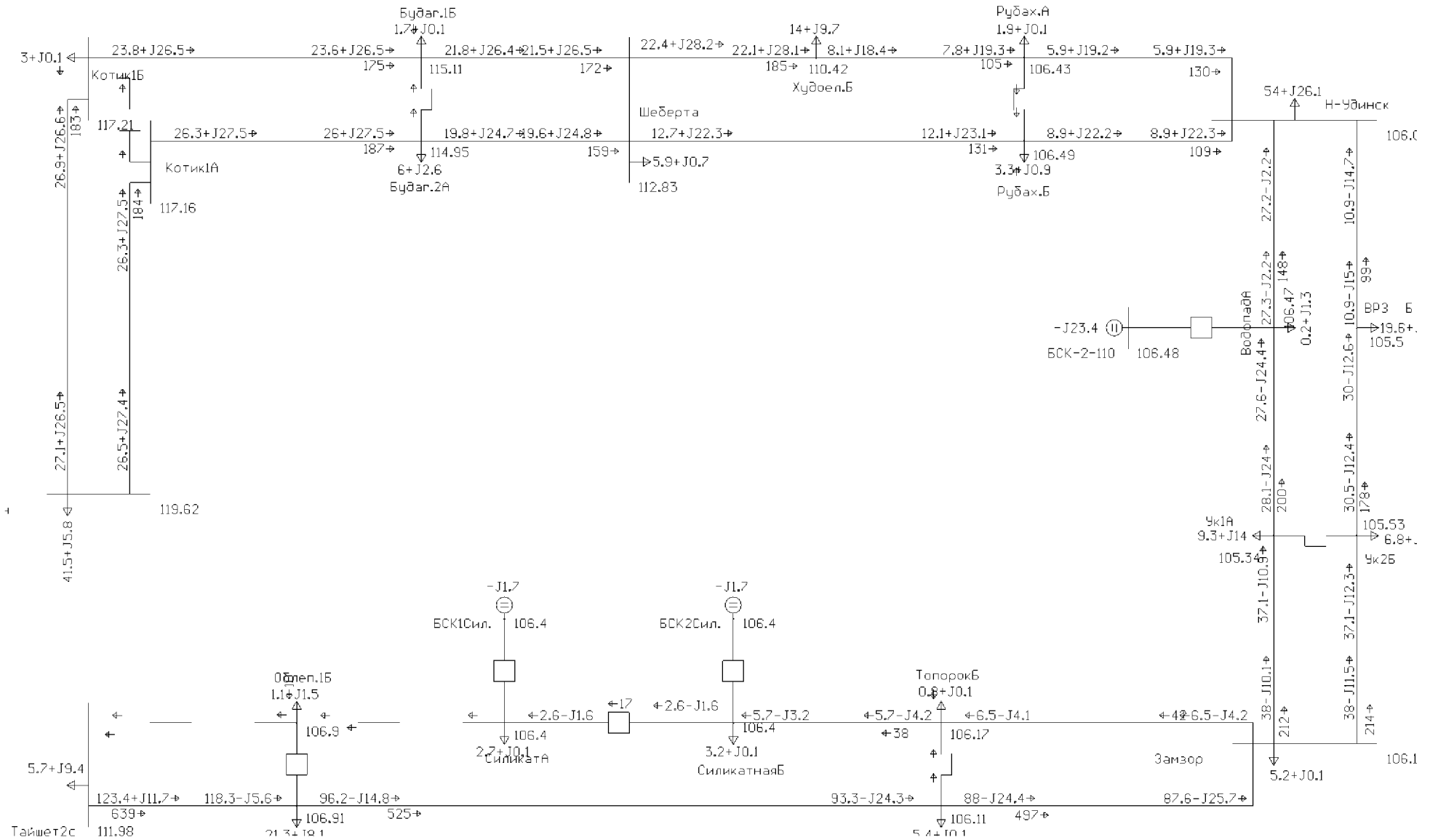


Рисунок 15. Отключение ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года



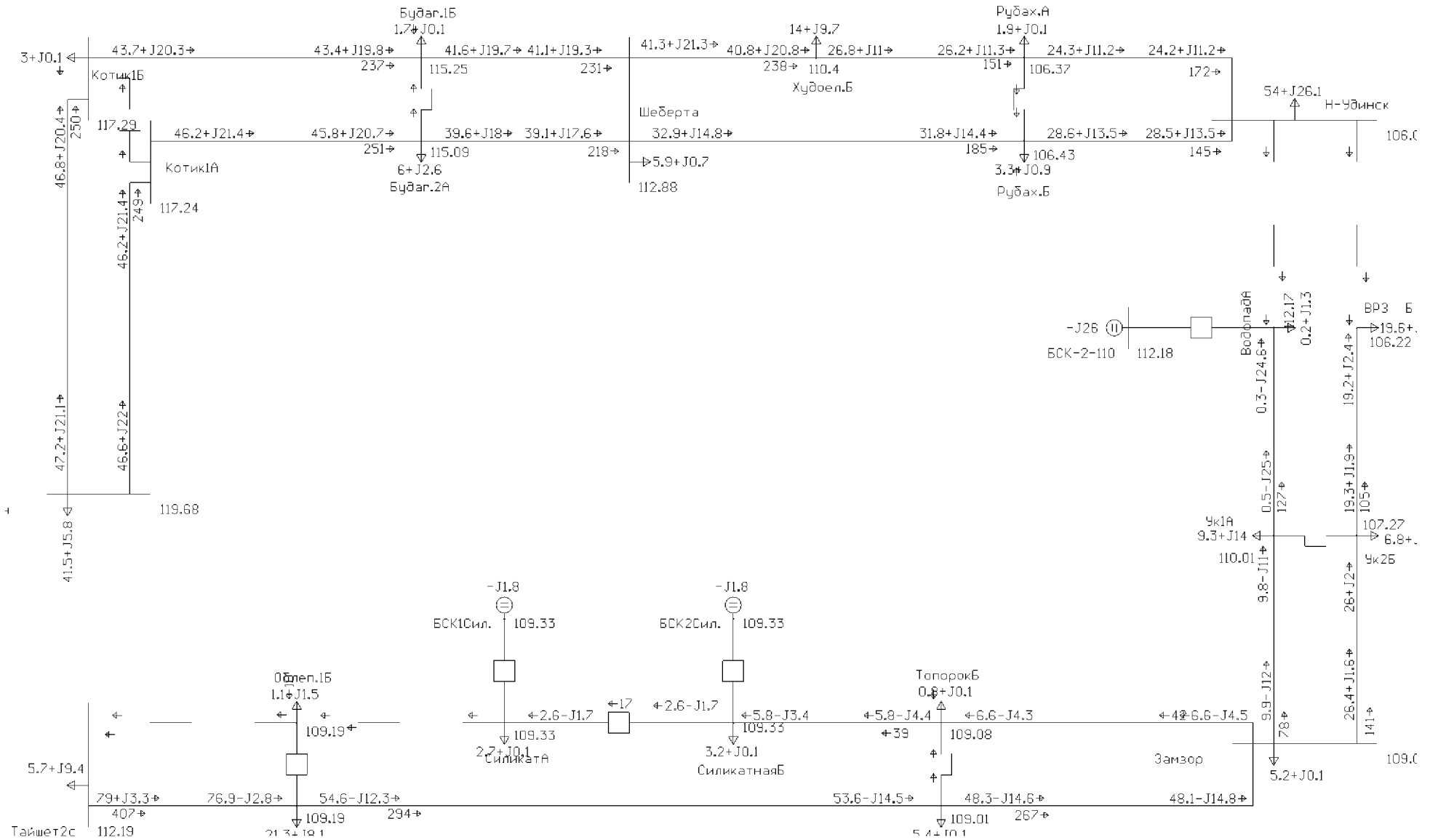


Рисунок 16. Отключение ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года. Деление транзита 110 кВ Тайшет — Тулун

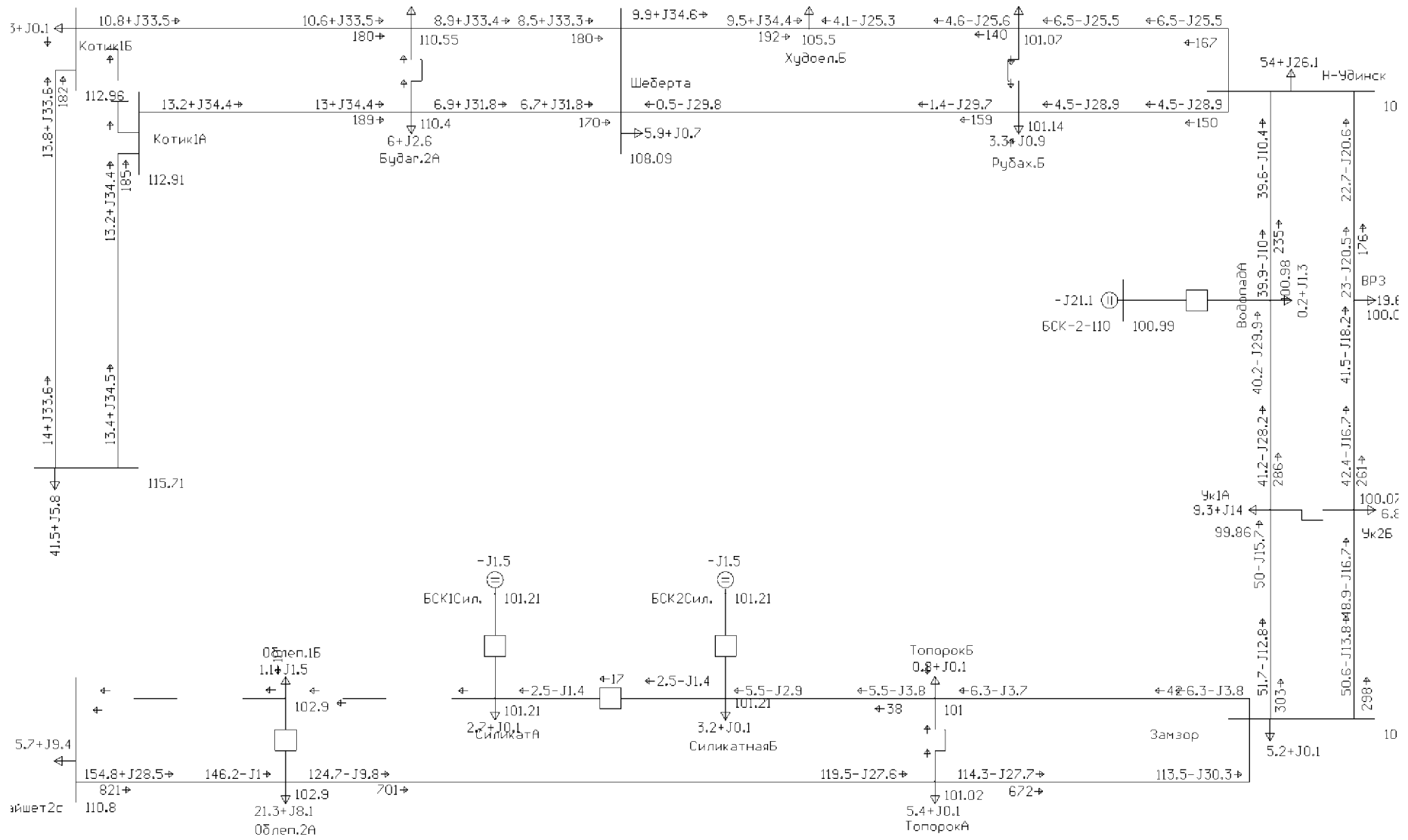


Рисунок 17. Отключение ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года. Без учета установки АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Тулун

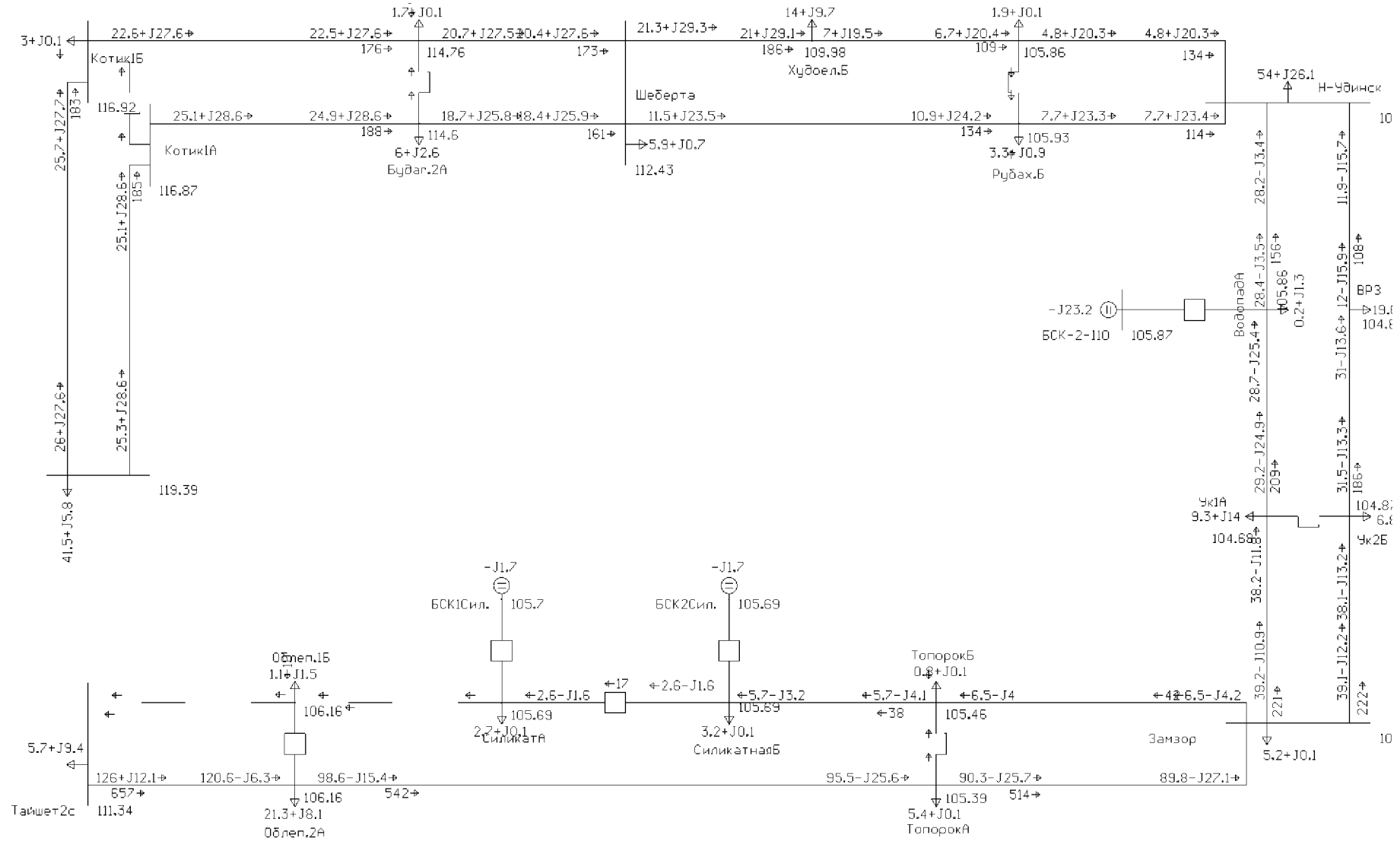


Рисунок 18. Отключение ВЛ 110 кВ Тайшет — Силикатная с отпайкой на ПС Облепиха в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года. С учетом установки АТ 500/110 кВ на ПС 500 кВ Тулун

### III–2.4.3. Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская(2С) в нормальной схеме сети в режиме максимальных нагрузок Бодайбинского района

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов в период максимума нагрузок Бодайбинского энергорайона имеет место перегрузка провода ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская(2С) на участке от АП 142 до ПС 110 кВ Артемовская, выполненном проводом марки АС-120 (длительно допустимый ток провода участка ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская(2С) от АП 142 до ПС 110 кВ Артемовская равен 468 А) в режиме максимальных нагрузок Бодайбинского района в следующих схемах:

- Нормальная схема, ремонт ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская с отпайкой на ПС Бодайбинская, на 4,7 процента относительно длительно допустимой токовой нагрузки (ток 491 А при напряжении на шинах Мамаканской ГЭС 126 кВ, что соответствует верхней границе графика напряжений, рисунок 10).
- В работе ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская с отпайкой на ПС Бодайбинская и ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская(2С), аварийное отключение ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская с отпайкой на ПС Бодайбинская, на 11,0 процента относительно длительно допустимой токовой нагрузки (ток 522 А при напряжении на шинах Мамаканской ГЭС 123 кВ, что соответствует максимальной загрузке ГЭС по реактивной мощности в текущем режиме, рисунок 11).

Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод графиков аварийного ограничения потребления в объеме не менее 1,5 МВт и поддержание напряжения на шинах Мамаканской ГЭС согласно верхней границе графика напряжений 126 кВ.

Рекомендуется замена провода участка ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская(2С) на участке от АП 142 до ПС 110 кВ Артемовская с на провод с большей пропускной способностью (существующий участок ЛЭП выполнен проводом АС-120/19 с длительно допустимым током 390 А при температуре окружающей среды +25°С).

В настоящее время АО «Витимэнерго» выполняется разработка комплексной программы развития электрических сетей, по итогам которой будет уточнен объем мероприятий по реконструкции (строительству) объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и ниже, необходимых для электроснабжения существующих и новых потребителей Бодайбинского энергорайона.

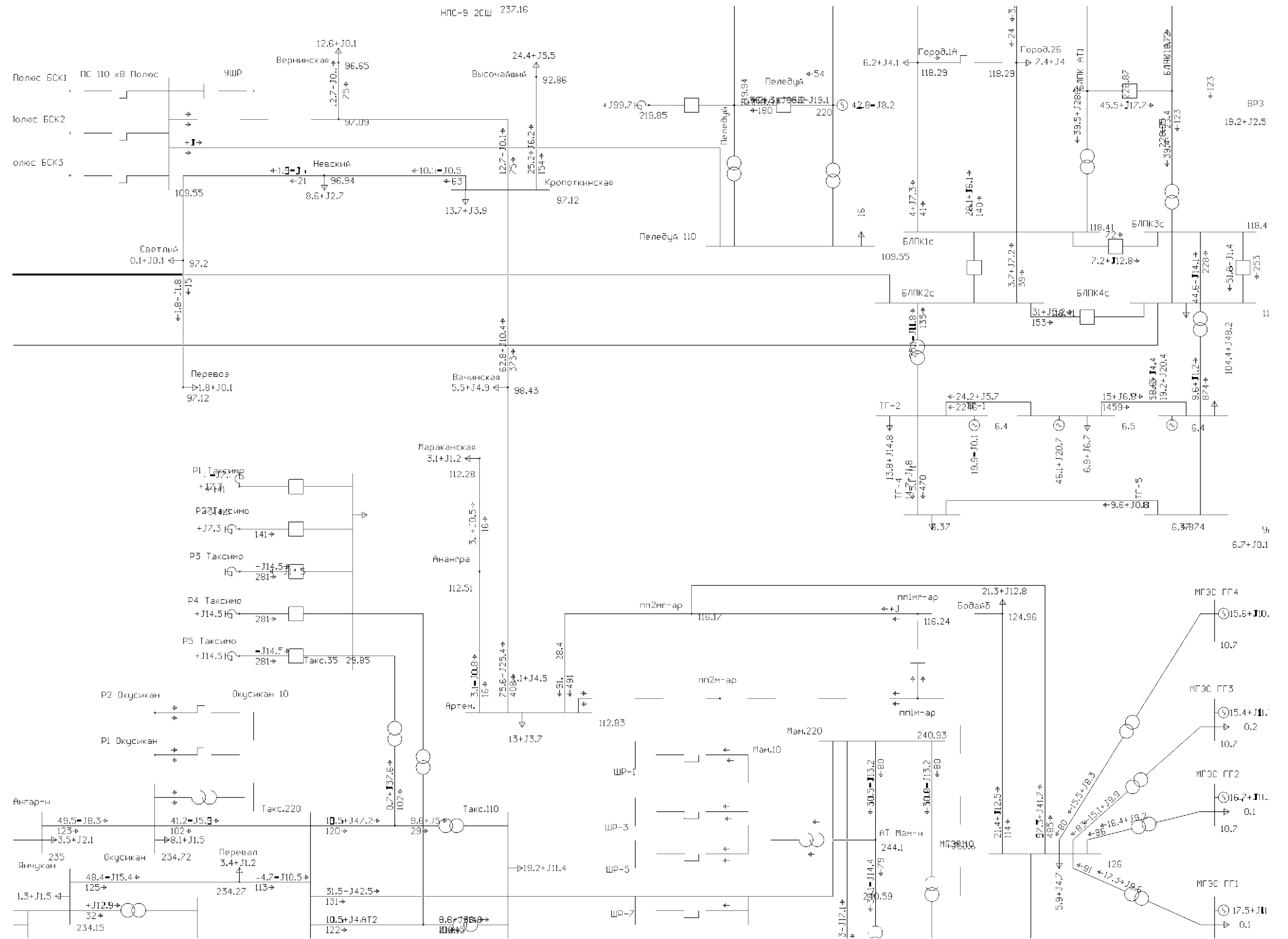


Рисунок 19. Нормальная схема, ремонт ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская с отпайкой на ПС Бодайбинская

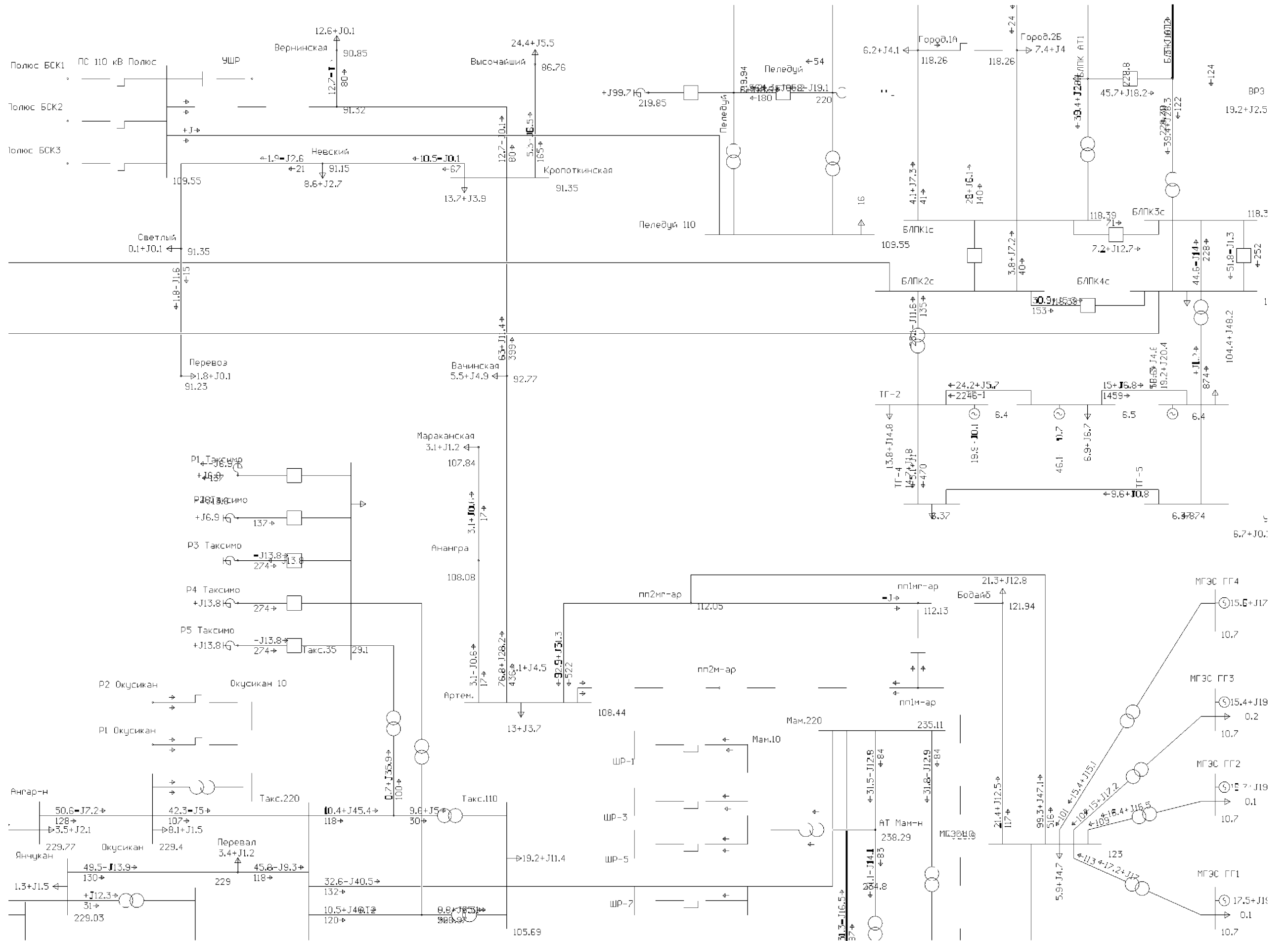


Рисунок 20. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская с отпайкой на ПС Бодайбинская

**III–2.4.4.** Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая.

Наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Лена в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1)

ПС 220 кВ Лена в зимний период максимальных нагрузок. В расчетах учтено включение БСК-2 на ПС 220 кВ Лена действием АОСН.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая, ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 9 процентов (635 А при допустимом токе 581 А при  $-5^{\circ}\text{C}$  и ниже), выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ Хребтовая, секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая на 6 процентов (635 А при номинальном токе 600 А).

Ограничивающими элементами являются:

- провод ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая марки АС-150;
- ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая и ошиновка секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая марки АС-150;
- выключатель ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха;
- трансформатор тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха и на ПС 110 кВ Хребтовая;
- секционный выключатель на ПС 110 кВ Хребтовая.

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК» и ВСДЭ Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго, полученными Филиалом АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ в рамках выполнения субъектом требований Приказа, перегрузка указанного оборудования не допускается.

В настоящее время в качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено выполнение следующего мероприятия:

- загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-16.

После выполнения указанного схемно-режимного мероприятия токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая, ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая составляет 7 процентов (619 А при допустимом токе 581 А при  $-5^{\circ}\text{C}$  и ниже), выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха, трансформатора тока ячейки ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая на ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ Хребтовая, секционного выключателя на ПС 110 кВ Хребтовая 3 процента (619 А при номинальном токе 600 А).

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 6 МВт на ПС 110 кВ транзита Коршуниха — Лена.

Мероприятием, возможным для исключения СРС, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является применение ПА (АОПО на ПС 220 кВ Коршуниха).

**III–2.4.5.** Недостаточная пропускная способность ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг, ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха.

В существующей схеме имеет место токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг, ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха.

Наиболее сложными СРС, приводящими к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, являются:

- аварийное отключение АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха) в зимний период максимальных нагрузок;
- аварийное отключение АТ2 (АТ1) ПС 220 кВ Слюдянка в схеме ремонта АТ1 (АТ2) ПС 220 кВ Слюдянка в зимний период максимальных нагрузок.

Приведена наиболее тяжелая с точки зрения загрузки оборудования по току СРС — аварийное отключение АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха) в зимний период максимальных нагрузок.

В данной СРС имеет место токовая перегрузка провода ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха, ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха и ошиновки секционного выключателя на ПС 110 кВ Рассоха на 7,5 процента (541 А при допустимом токе 503 А при  $-5^{\circ}\text{C}$  и ниже), провода ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг на 2 процента (513 А при допустимом токе 503 А при  $-5^{\circ}\text{C}$  и ниже).

Ограничивающими элементами являются:

- участок ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха, ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг, выполненный проводом марки АС-120/19;
- ошиновка ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха, ошиновка секционного выключателя марки АС-120/19, секционный выключатель, трансформатор тока ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха на ПС 110 кВ Рассоха;

В соответствии с данными ОАО «ИЭСК» и ВСДЭ Филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго перегрузка указанного оборудования не допускается.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, отсутствуют.

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 16 МВт на ПС 110 кВ транзита Шелехово — Слюдянка.

Рекомендуется применение ПА (АОПО на ПС 220 кВ Шелехово).



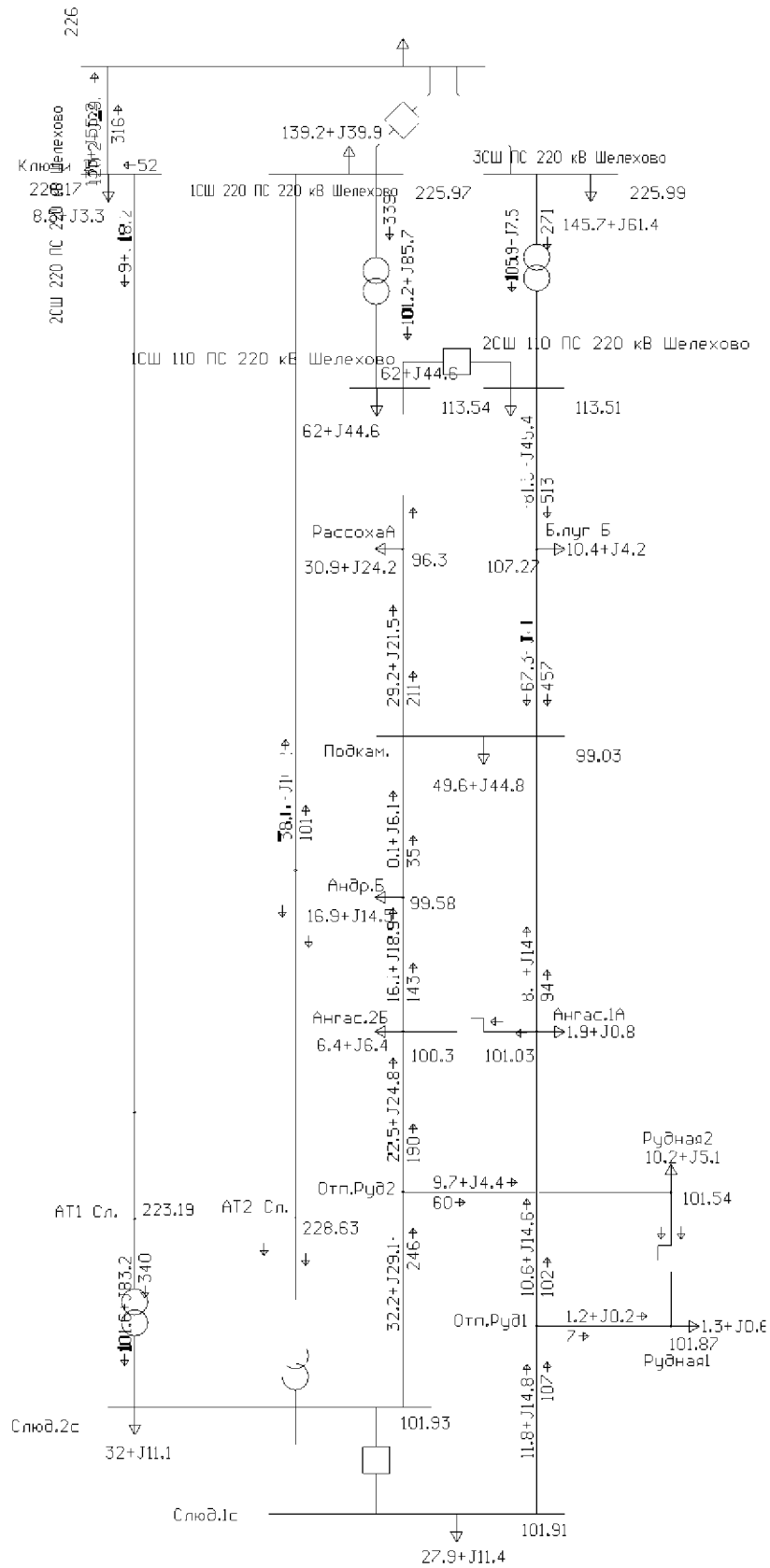


Рисунок 21. Отключение АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха в зимний период максимальных нагрузок



**III–2.5.** Наличие энергоузлов (энергорайонов), характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в связи с отсутствием возможности обеспечения допустимых уровней напряжения (в том числе недостаточными возможностями по регулированию уровней напряжения)

Результаты расчетов выявили недопустимое снижение напряжений для следующих энергоузлов.

**III–2.5.1.** Снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ транзита 110 кВ Тайшет — Тулун ниже минимально допустимого

Результаты расчетов выявили недопустимое снижение напряжения на транзите 110 кВ Тайшет — Тулун.

Наиболее сложной схемно-режимной ситуацией (далее — СРС), приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками) в зимний период максимальных нагрузок.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Шеберта до ПС 110 кВ Силикатная ниже аварийно допустимого значения (далее — АДН) 85,6 кВ — до 55 кВ.

В качестве схемно-режимных мероприятий, направленных на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, предусмотрено одновременное выполнение следующих мероприятий:

- включение в работу БСК-1, БСК-2, отключение Р-1 (Р-2) на ПС 500 кВ Тулун;
- включение в работу БСК-2-110 на ПС 110 кВ Водопад;
- загрузка на максимум по реактивной мощности СК-2 на ПС 500 кВ Ново-Зиминская;
- загрузка по реактивной мощности Ново-Зиминской ТЭЦ.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита на участке от ПС 110 кВ Шеберта до ПС 110 кВ Силикатная остается ниже минимально допустимого значения (далее — МДН) 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ) до 69,3 кВ.

В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 16 МВт на ПС 110 кВ транзита.

Мероприятиями, возможными для исключения СРС, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является замена БСК на ПС 110 кВ Силикатная мощностью 2,64 Мвар каждая на БСК большей мощности (до 10 Мвар каждая).

В перспективной схеме в рамках реализации мероприятий по договору технологического присоединения между ОАО «ИЭСК» и ООО «Голевская ГРК» (информация приведена в разделе IV-10.2.6) планируется установка третьего АТ 500 кВ на ПС 500 кВ Тулун.

Анализ режимов работы электрической сети в летний период 2022 года показал, что установка АТ является альтернативным мероприятием.



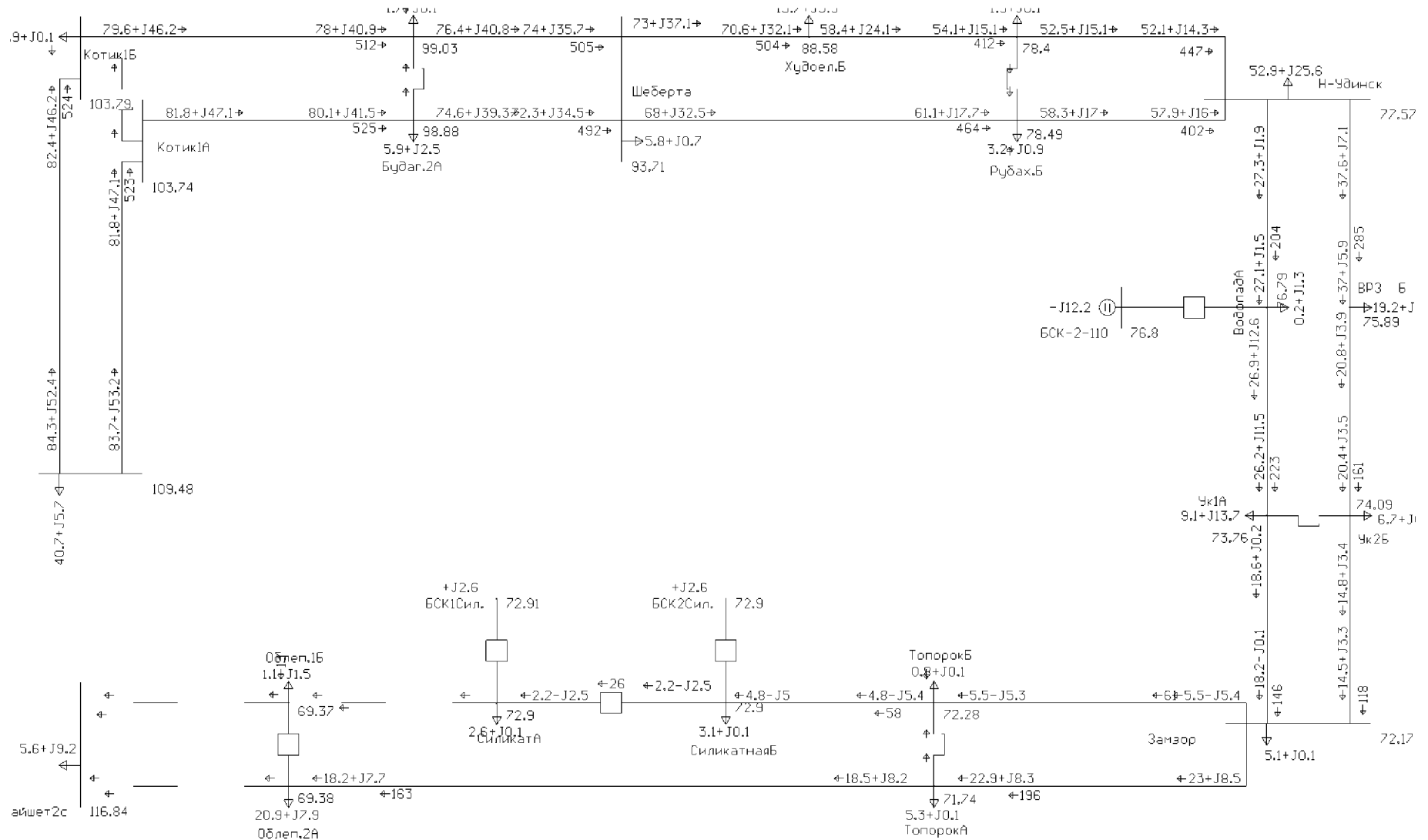


Рисунок 24. Отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками) в режиме зимнего максимума 2018 года. После проведения мероприятий

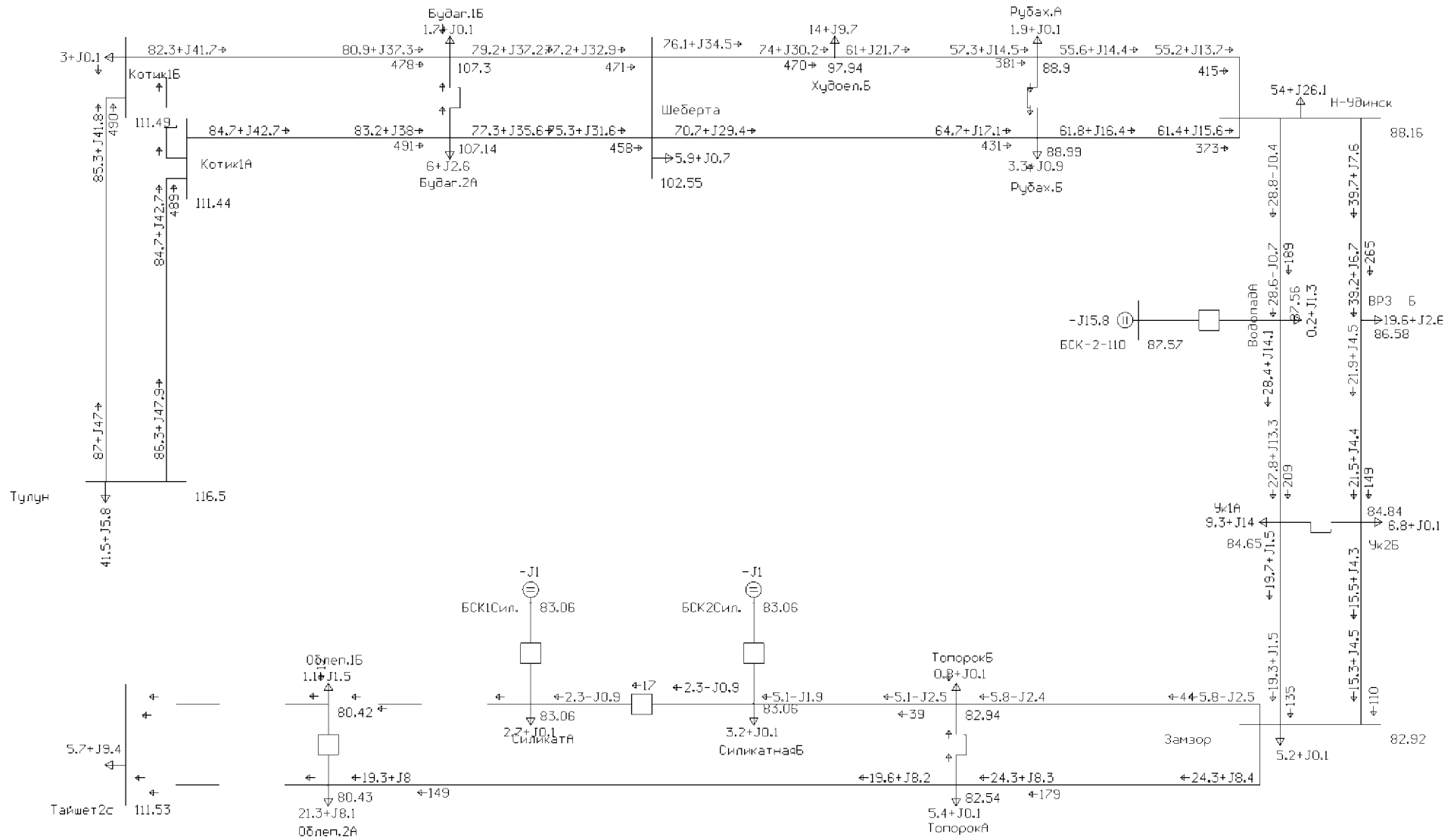


Рисунок 25. Отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками) в режиме зимнего максимума 2022 года





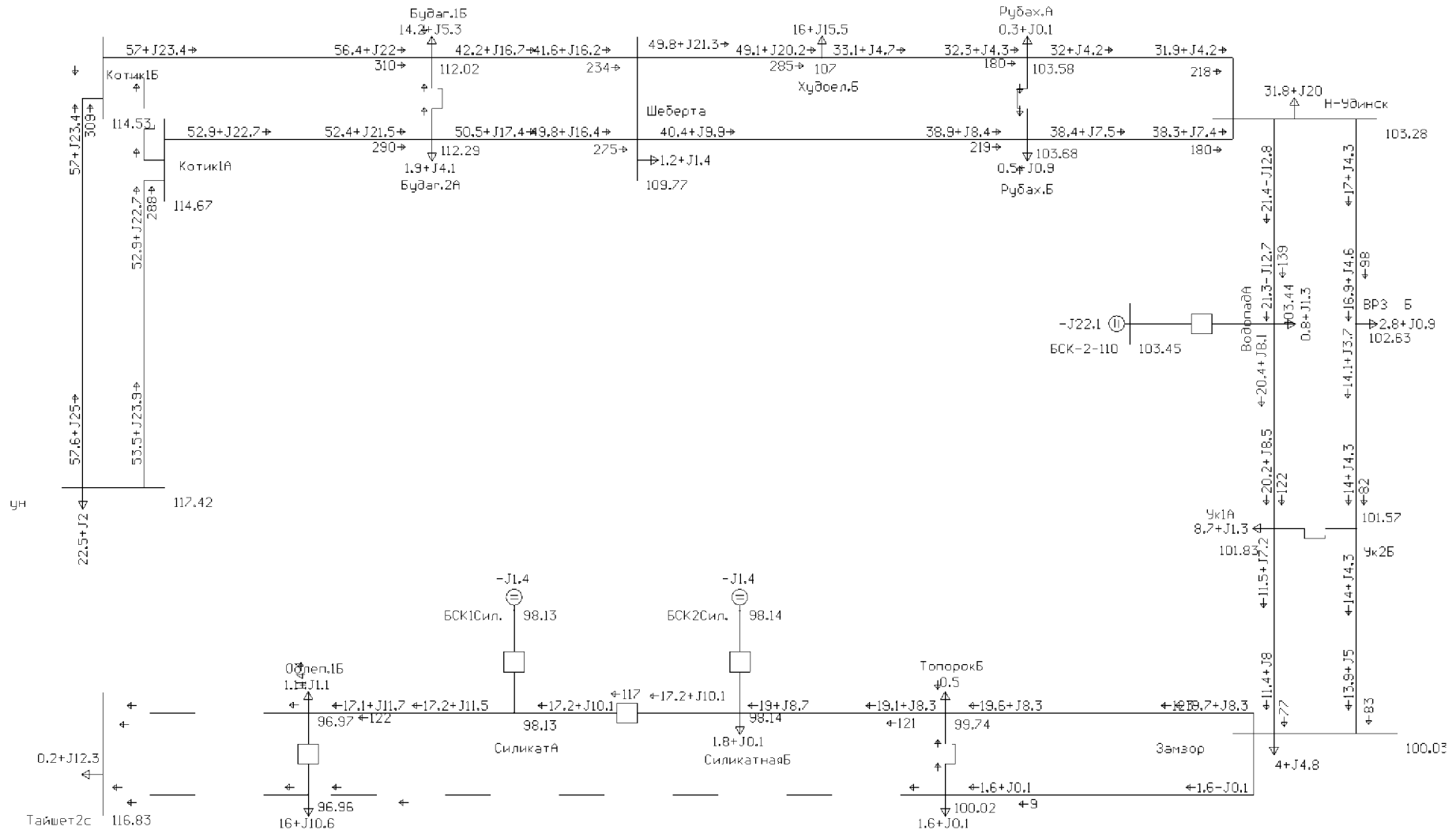


Рисунок 27. Отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками) в режиме летнего максимума 2018 года

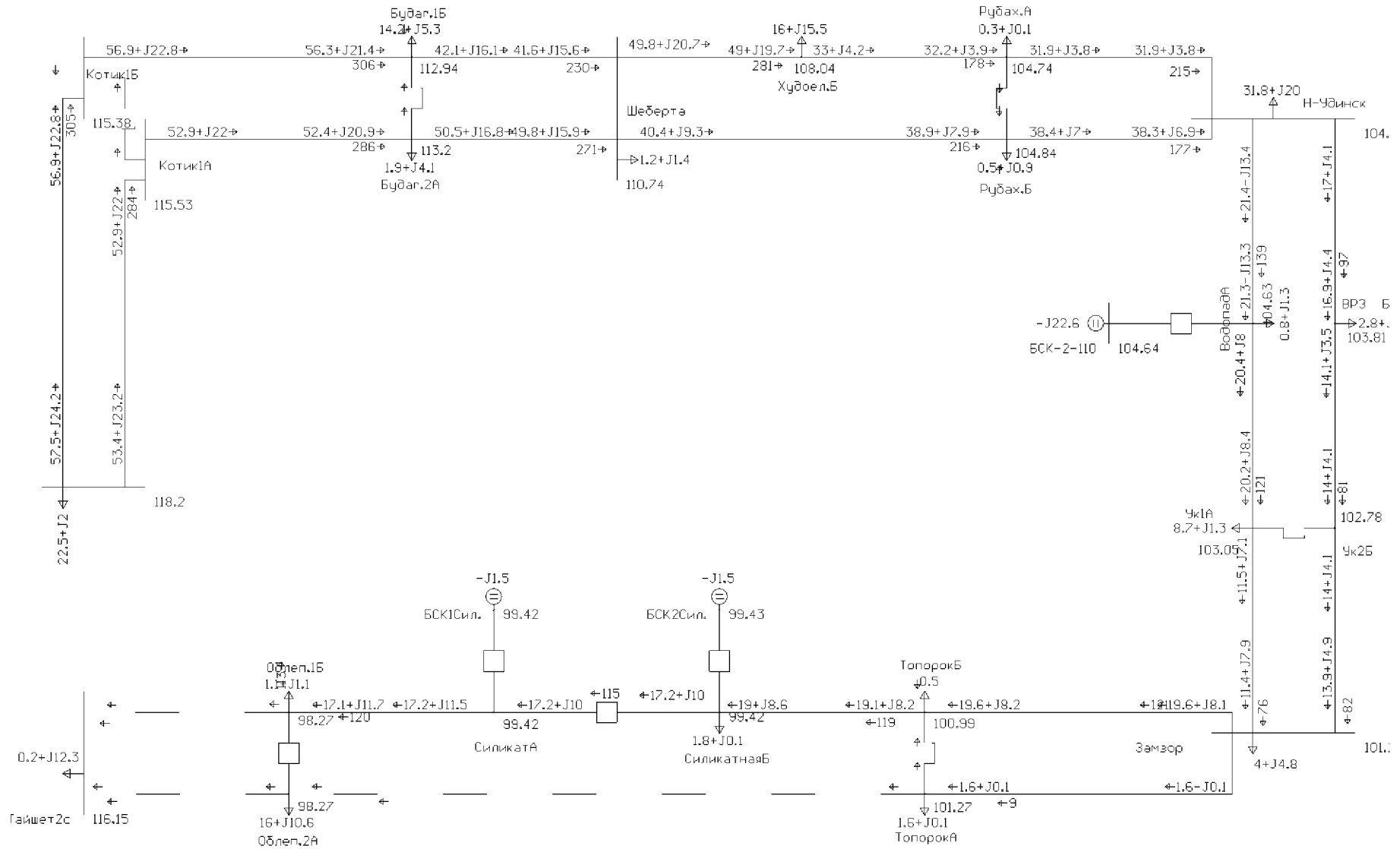


Рисунок 28. Отключение 1(2) СШ 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками) в режиме летнего максимума 2022 года

**III–2.5.2.** Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет в режиме отключения 1 АТ при ремонте 2АТ на ПС 500 кВ Тайшет в режиме летних максимальных нагрузок

В существующей схеме наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение 1 АТ (2 АТ) ПС 500 кВ Тайшет в схеме ремонта 2 АТ (1 АТ) ПС 500 кВ Тайшет.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 500 кВ Тайшет и прилегающих к ПС 500 кВ Тайшет ПС 110 кВ ниже АДН 85,6 кВ.

Схемно-режимные мероприятия, позволяющие поднять напряжение выше МДН, отсутствуют. Учтена работа АОСН на ПС 110 кВ Бирюса (отключение нагрузки в объеме 9,47 МВт), после действия которой напряжение остается ниже АДН 85,6 кВ.

В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 40 МВт на ПС 110 кВ, прилегающих к ПС 500 кВ Тайшет.

Мероприятием, возможным для исключения СРС, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является применение ПА (АОСН на ПС 110 кВ, прилегающих к ПС 500 кВ Тайшет).

Альтернативным мероприятием является установка АТЗ на ПС 500 кВ Тайшет (в соответствии с СиПР ЕЭС установка АТ предусмотрена в 2020 году).

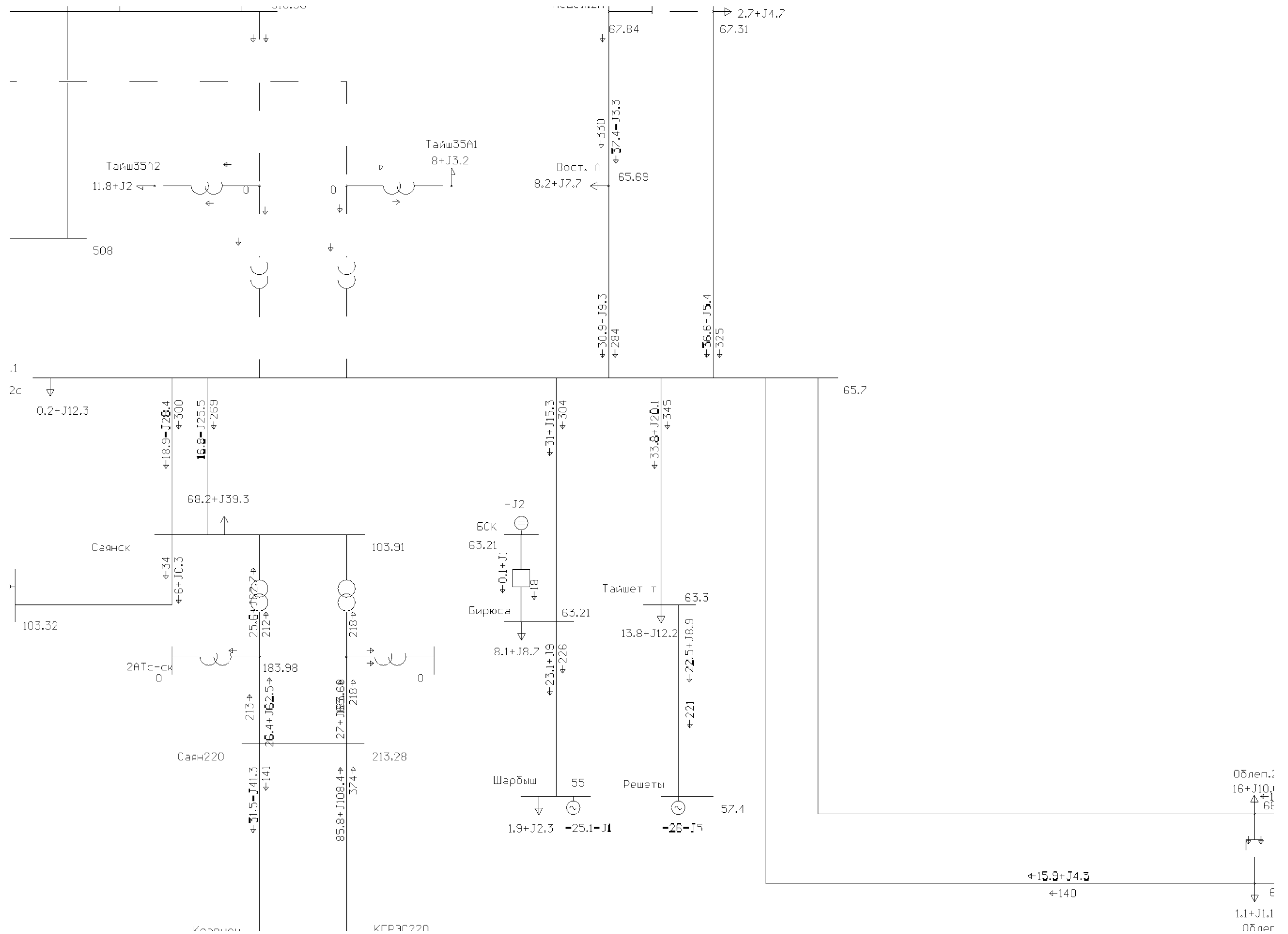


Рисунок 29. Отключение 1АТ при ремонте 2АТ на ПС 500 кВ Тайшет в режиме летних максимальных нагрузок 2017 года



**III–2.5.3.** Снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ ниже минимально допустимого значения при отключении ВЛ 110 кВ Черемхово — Свирск I цепь с отпайками в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок

Проведенные расчеты одностороннего отключения ВЛ 110 кВ Черемхово — Свирск I цепь с отпайками (1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Черемхово) в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2018-2022 годы выявили снижение напряжений на ПС 110 кВ Оса ниже минимально допустимых значений. В качестве основного мероприятия предлагается установка БСК суммарной мощностью 50 Мвар на ПС 110 кВ Оса обеспечивает поднятие напряжений до 106 кВ.

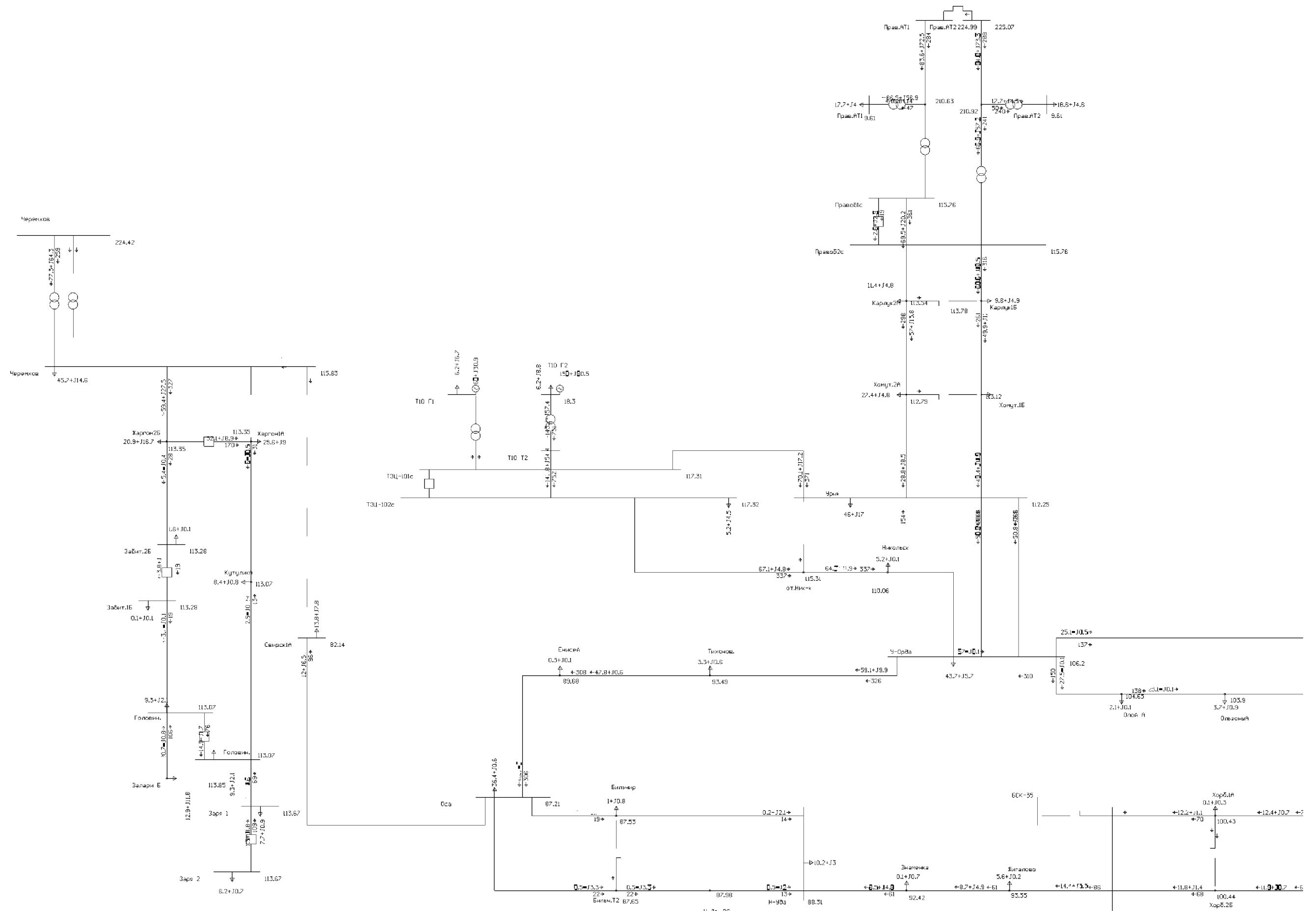


Рисунок 31. Отключение 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2017 года

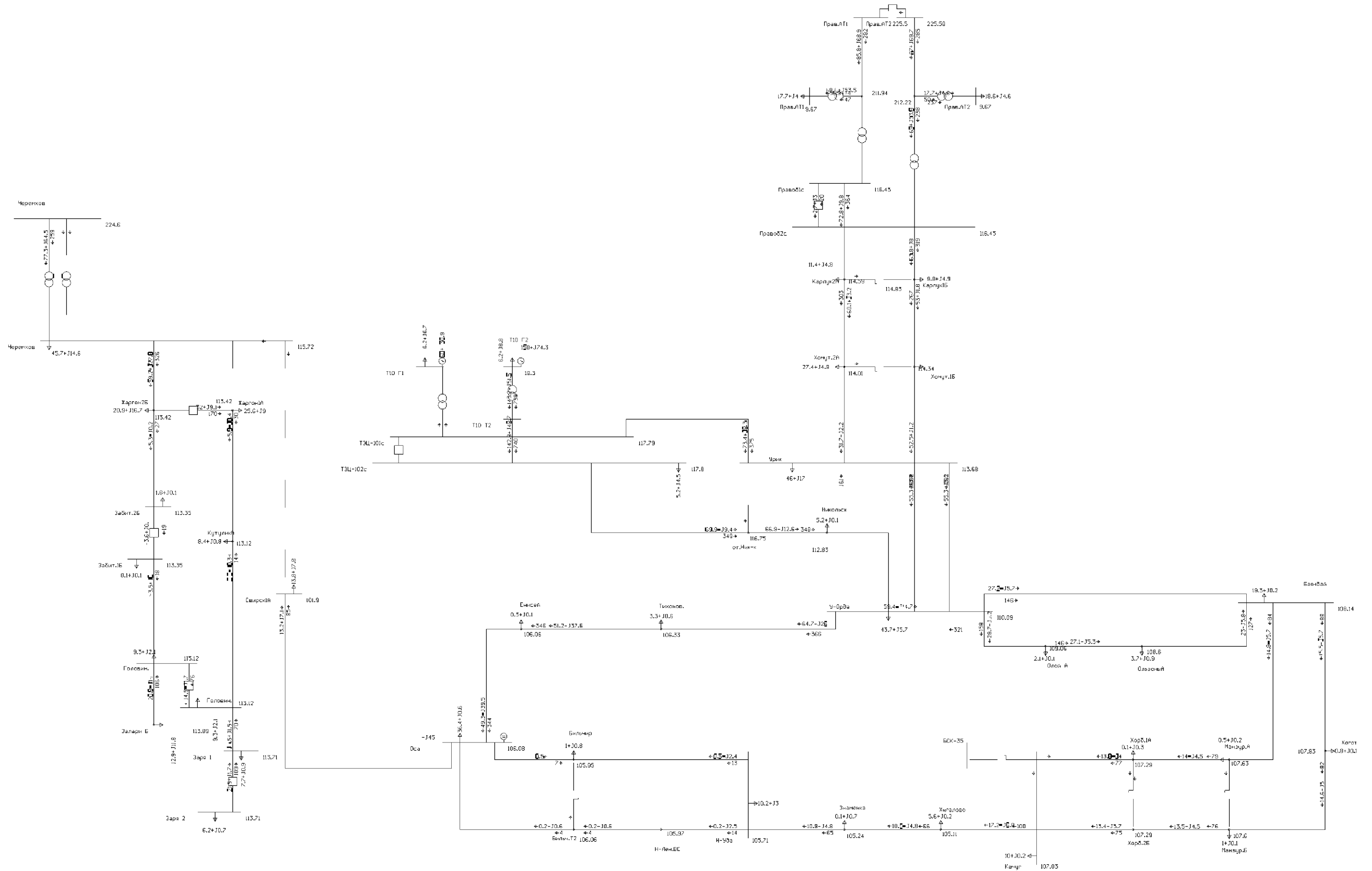


Рисунок 32. Отключение 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года и установка БСК 45 Мвар на ПС 110 кВ Оса





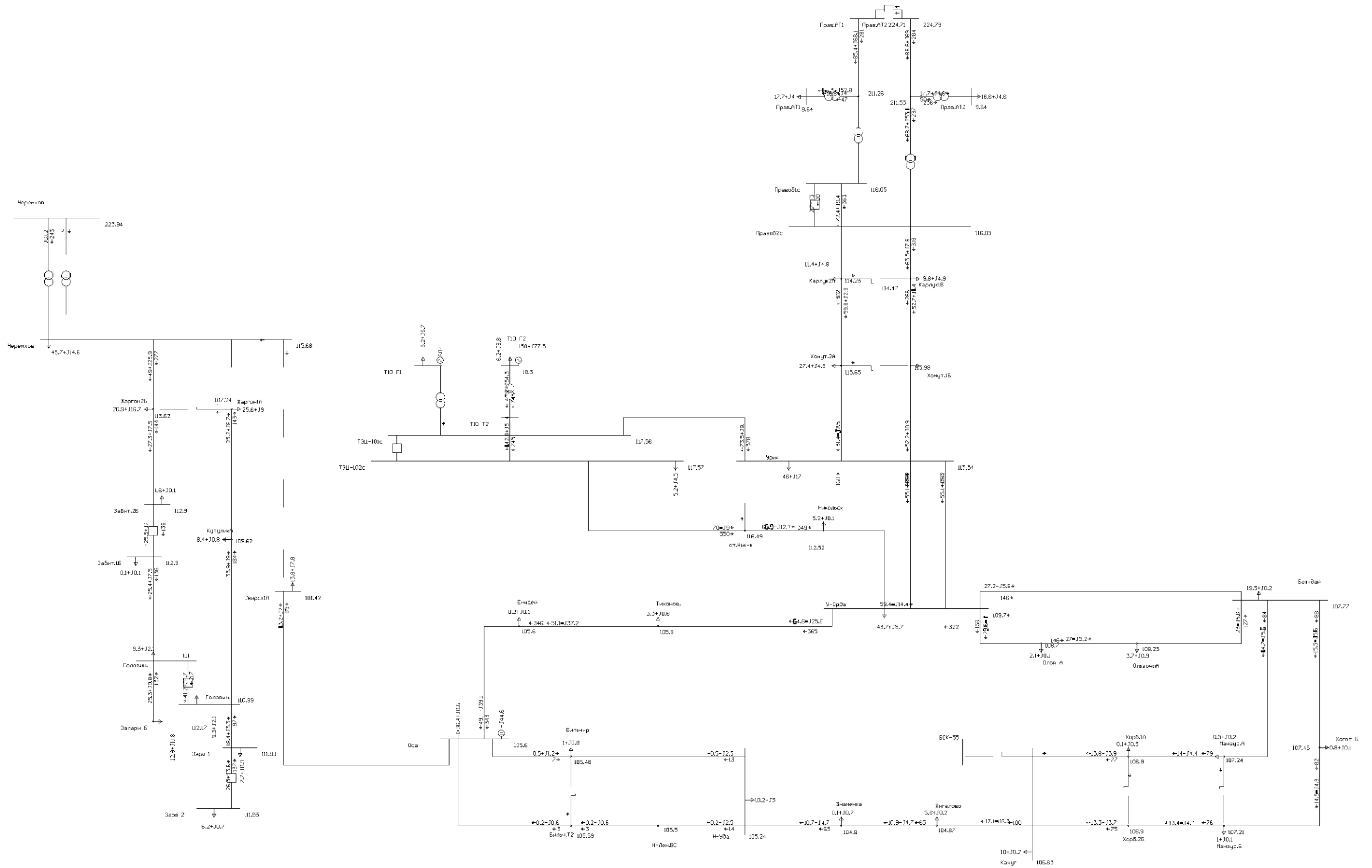


Рисунок 34. Отключение 1СШ 110 кВ ПС 220 кВ Черемхово в нормальной схеме сети в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года и установка БСК 45 Мвар на ПС 110 кВ Оса

**III–2.5.4.** Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Зима, ПС 110 кВ Делюр ниже минимально допустимого при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская II (I) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская I (II)

Результаты расчетов в режиме зимнего максимума 2017 года (в существующей схеме электрической сети) и 2022 года выявили недопустимое снижение напряжения на ПС 110 кВ Зима и ПС 110 кВ Делюр. С целью исключения работы оборудования в недопустимых режимах необходима установка АОСН на ПС 110 кВ Зима с действием на отключение нагрузки в объеме до 7 МВт.

В качестве альтернативного мероприятия предлагается установка двух БСК не менее 25 Мвар каждая на ПС 110 кВ Зима. Данные мероприятия позволяют поддерживать уровень напряжения в послеаварийном режиме на уровне минимально допустимых значений. Для подтверждения возможности реализации мероприятий по установке БСК необходимо выполнение проектной работы.

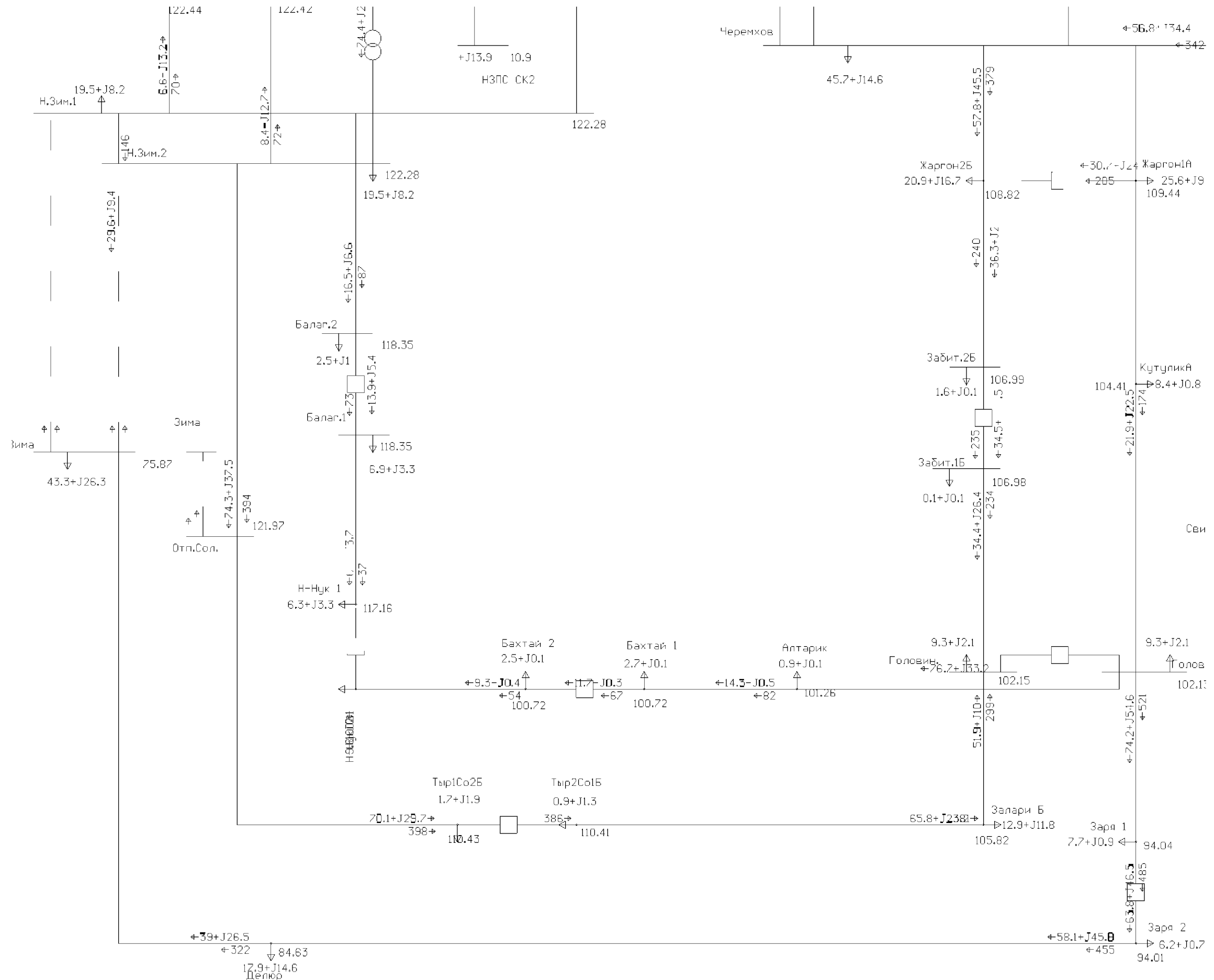


Рисунок 35. Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская II (I) цепь в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская I (II) в режиме зимнего максимума 2018 года



**III–2.5.5.** Снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Видим ниже минимально допустимого.

В существующей схеме электрической сети при максимальной нагрузке транзита для зимнего периода наиболее сложной СРС, приводящей к выходу параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является аварийное отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Коршуниха в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Коршуниха.

В данной СРС имеет место снижение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха, ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Видим ниже АДН 85,6 кВ — до 55 кВ.

Схемно-режимными мероприятиями, направленными на ликвидацию недопустимых электроэнергетических режимов, является одновременное выполнение следующих мероприятий:

- включение БСК-2 на ПС 220 кВ Лена;
- загрузка по реактивной мощности Иркутской ТЭЦ-16.

После выполнения указанных схемно-режимных мероприятий напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Коршуниха и ПС 110 кВ транзита остается ниже МДН 90,6 кВ (АДН 85,6 кВ) — 55 кВ.

В целях исключения указанного снижения напряжения необходим ввод ГАО в объеме до 27 МВт на ПС 220 кВ Коршуниха.

Мероприятием, возможным для исключения СРС, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетического режима из области допустимых значений, является применение ПА (АОСН на ПС 220 кВ Коршуниха).

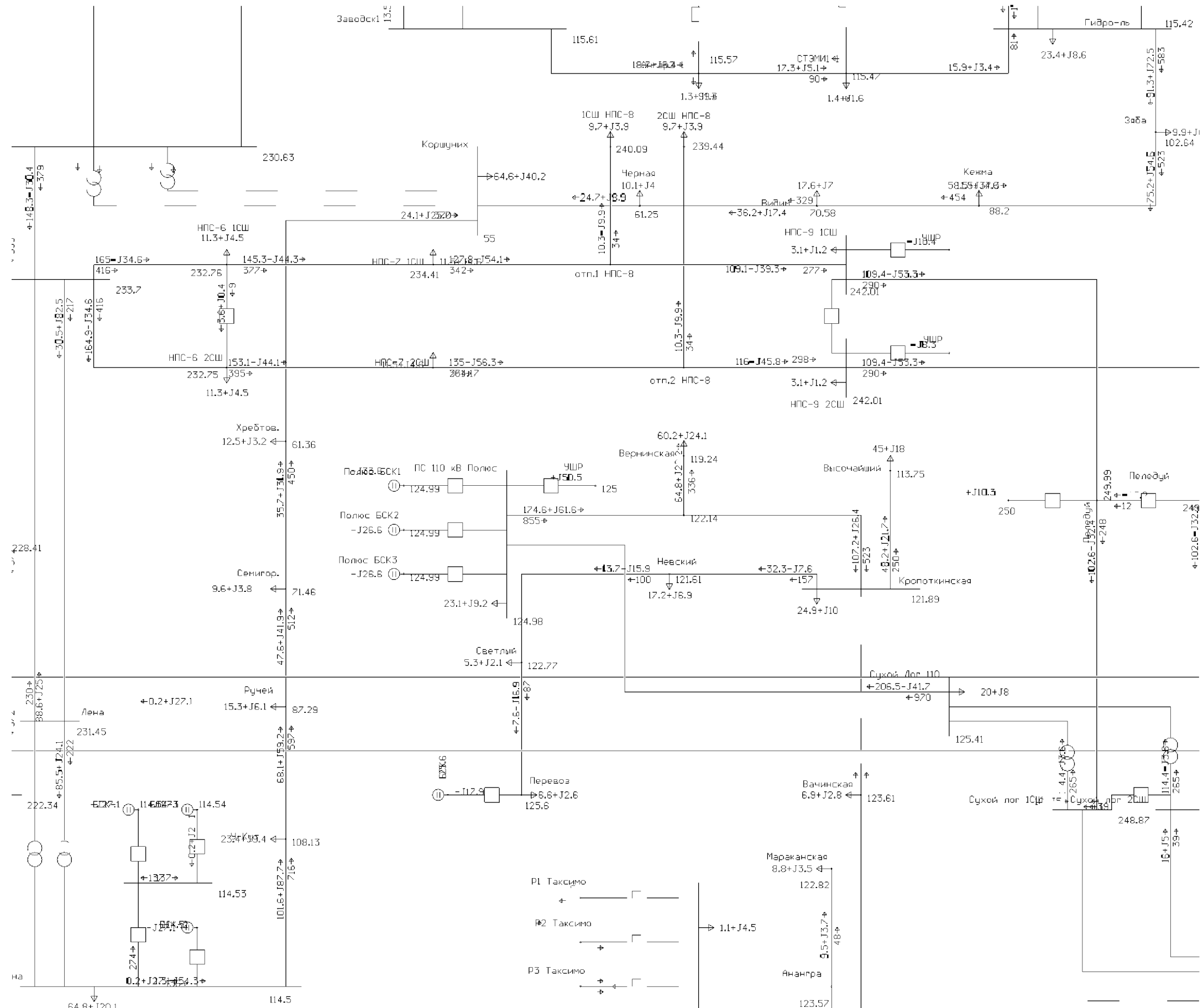


Рисунок 37. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Коршуниха при ремонте АТ-2 в режиме летних максимальных нагрузок 2018 года после выполнения сетевых мероприятий

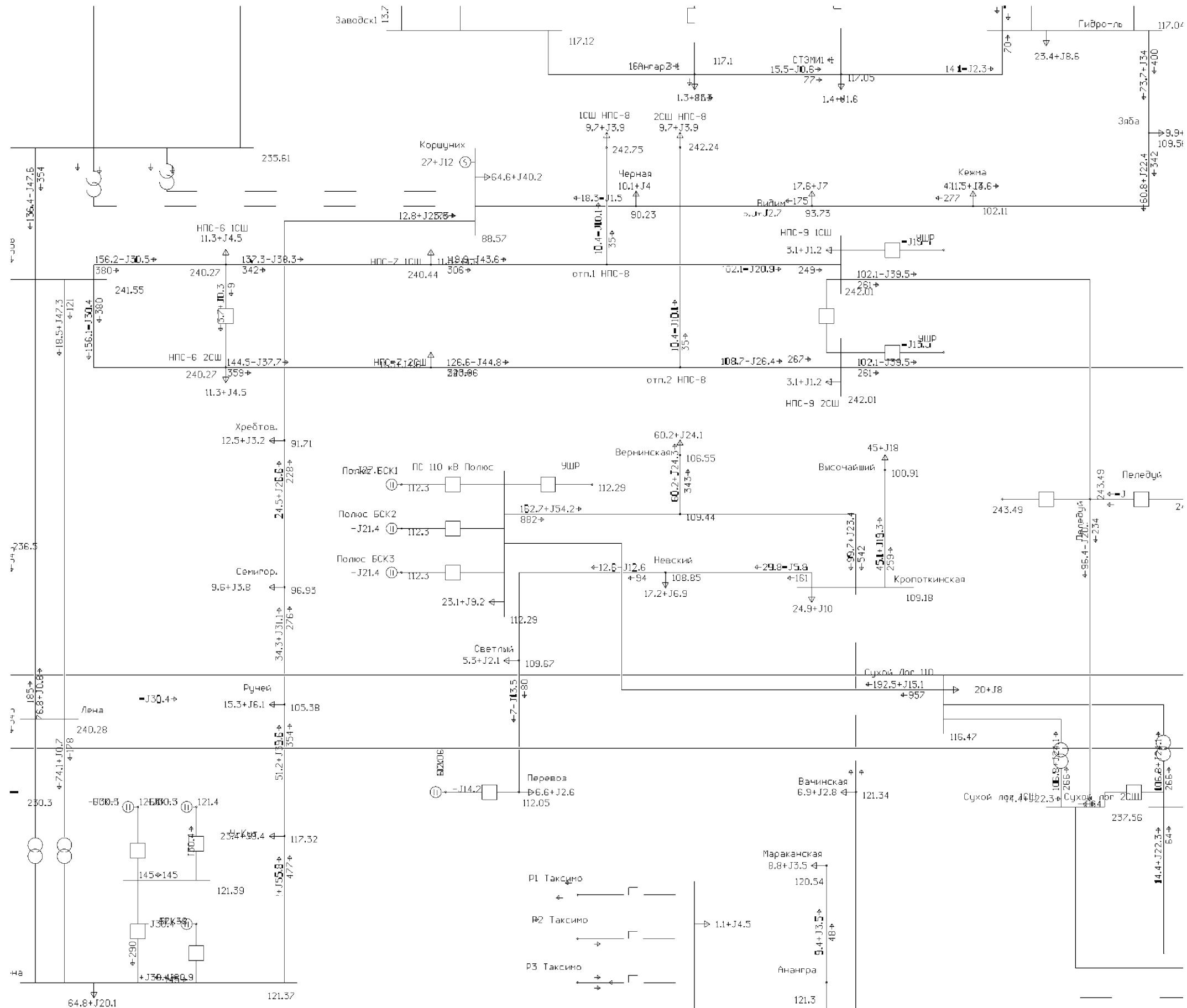


Рисунок 38. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Коршуниха при ремонте АТ-2 в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года с учетом сетевых мероприятий и отключения нагрузки



## РАЗДЕЛ IV. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

### IV–1. Цели и задачи развития электроэнергетики Иркутской области

В настоящее время Иркутская область является энергоизбыточным регионом с большим природным энергетическим потенциалом. Основным источником генерации электроэнергии является гидроэнергетика. Кроме того, в регионе имеются большие запасы углеводородов и угля.

Несмотря на эффективную работу энергосистемы и привлекательные условия ведения бизнеса в регионе, обусловленные самой низкой стоимостью электроэнергии в стране, в дальнейшем при отсутствии соответствующих мероприятий ситуация может измениться.

В настоящее время на территории Иркутской области существуют избыточные мощности для организации поставок электрической и тепловой энергии. Это связано с внедрением за последние 20 лет энергосберегающих технологий на крупных производственных предприятиях, и с закрытием неэффективных промышленных производств. В результате образовался запас мощностей на существующих электростанциях, как по электрической, так и по тепловой энергии.

В то же время, несмотря на региональную энергоизбыточность, в пределах Иркутской области существуют районы, где наблюдаются проблемы с энергообеспечением (например, Бодайбинский район).

Обладая уникальными запасами углеводородов, Иркутская область по уровню использования газа в топливно-энергетическом балансе уступает субъектам европейской части Российской Федерации, что не позволяет снизить негативное воздействие на окружающую среду существующими объектами энергетики, однако, при существующем объеме добычи угля и количестве трудовых ресурсов, вовлеченных в угольную отрасль, перевод тепловых котельных на газ может нести негативные социальные и экономические последствия.

Активное проведение энергосберегающей политики позволит повысить технический уровень энергетического комплекса Иркутской области и осуществить модернизацию не только объектов электроэнергетики и топливно-энергетического комплекса в целом, но и действующих производств, а также, при сохранении комфортных условий у конечных потребителей, снизить финансовую нагрузку, связанную с энергоресурсопотреблением, на бюджеты всех уровней. Модернизация и повышение энергоэффективности экономики Иркутской области являются основными механизмами для снижения электро- и энергоемкости внутреннего валового продукта, повышения конкурентоспособности конечной продукции, выпускаемой товаропроизводителями и обеспечения доступности энергоснабжения для потребителей.

Стратегические цели развития электроэнергетики Иркутской области включают:

- обеспечение энергетической безопасности региона;
- удовлетворение потребностей экономики и населения региона в электрической энергии (мощности);
- обеспечение надежности работы системы электроснабжения региона;
- инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии.

Для достижения стратегических целей развития электроэнергетики необходимо решение следующих основных задач:

- обеспечение широкого внедрения новых высокоэффективных технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии и, тем самым, построение электроэнергетики на качественно новом технологическом уровне;
- создание эффективной системы управления функционированием и развитием энергосистемы и электроэнергетики региона в целом, обеспечивающей минимизацию затрат;
- обеспечение эффективной политики органов власти в электроэнергетике;
- диверсификация ресурсной базы электроэнергетики путем расширения ниши для увеличения доли газа в производстве электроэнергии на ТЭС, расширения использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии;
- сбалансированное развитие генерирующих мощностей и электрических сетей, обеспечивающих требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;
- развитие малой энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов, развития электросетевого хозяйства, сокращения объемов потребления завозимых светлых нефтепродуктов;
- разработка и реализация механизма сдерживания цен за счет технологического инновационного развития отрасли, снижения затрат на строительство генерирующих и сетевых мощностей, создания эффективной системы управления;
- снижение негативного воздействия электроэнергетики на окружающую среду на основе применения наилучших существующих и перспективных технологий.

Прогнозируемый до 2022 года прирост спроса на электрическую энергию в энергосистеме (8,084 млрд кВт·ч к концу прогнозного периода) будет определяться наряду с увеличением производства алюминия (ОК «РУСАЛ») вводом новых крупных потребителей, модернизацией и реконструкцией действующих производств.

Рост электропотребления энергосистемы Иркутской области составляет около 44 процента прогнозного прироста спроса на электрическую энергию по

ОЭС Сибири. Доля Иркутской области в общем объеме потребления электрической энергии к концу прогнозного периода составит около 27 процентов.

Наиболее значимый вклад в перспективный рост электропотребления на территории энергосистемы ожидается в результате ввода в эксплуатацию Тайшетского алюминиевого завода.

В ближайшие годы в Братске планируется строительство электрометаллургического завода (АО «СЭМЗ»), на Братском заводе ферросплавов продолжится модернизация производства; Ангарский завод полимеров осуществляет реконструкцию производства этилена — пропилена и строительство новых установок по производству полиэтилена высокой плотности.

Значительное увеличение потребности в электрической энергии будет связано с реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению, в том числе на территории Иркутской области, Транссибирской (далее — Транссиб) и Байкало-Амурской (далее — БАМ) железнодорожных магистралей.

В рамках программы расширения пропускной способности трубопроводной системы ВСТО на участке от головной НПС «Тайшет» до НПС «Сковородино» на территории Иркутской области в предстоящий период будут построены 6 новых НПС.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий, а также освоение новых перспективных месторождений золота, в том числе крупнейшего месторождения золотосодержащих руд Сухой Лог, существенно увеличит спрос на электрическую энергию в Бодайбинском и Мамско-Чуйском энергорайонах области.

Дополнительная потребность в электрической энергии будет формироваться за счет строительства жилых комплексов, в первую очередь в Иркутске, и развития ОЭС ТРТ на Байкале.

#### 1. Тайшетский алюминиевый завод

По информации ОК «РУСАЛ» строительство Тайшетского алюминиевого завода (ТАЗ) проектной мощностью 750 тыс. т алюминия в год и максимальной электрической нагрузкой 1440 МВт в настоящее время возобновлено. При разработке прогнозов потребления электрической энергии и мощности сроки ввода первой очереди завода отнесены на 2019 год, на первом этапе будет максимальная мощность присоединённых энергопринимающих устройств составит 390МВт, на втором этапе 750МВт (увеличение на 360МВт) и на третьем этапе 1440МВт (увеличение на 690МВт, с учетом присоединённой ранее мощности).

## 2. Трубопроводная система «Восточная Сибирь — Тихий океан»

Схема внешнего электроснабжения объектов трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан I» (ВСТО) представляет собой схему питания 20 объектов ВСТО: НПС-1 — НПС-20, расположенных в Иркутской области, Республике Саха (Якутия), Амурской области. Нагрузки НПС относятся к первой категории по надежности электроснабжения.

## 3. Модернизация железнодорожной инфраструктуры Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожной магистралей и развитием пропускных и провозных способностей

В связи с планируемым ростом пропускных и провозных способностей по Северному ходу ВСЖД (БАМ), для обеспечения потребностей в электрической энергии для подвижных составов ОАО «РЖД» предполагается техническое перевооружение и усиление объектов электроснабжения на участке Тайшет — Таксимо (объекты «Восточного полигона» Байкало-Амурской магистрали), увеличение величины максимальной мощности по тяговым подстанциям ВСЖД на участке Тайшет — Таксимо составит 349,48 МВт (по данным ОАО «РЖД»). Стоит отметить, что на рост железнодорожных перевозок и уровень электропотребления ОАО «РЖД» непосредственное влияние оказывает развитие промышленных производств в прилегающих районах.

В связи с планируемым ростом пропускных и провозных способностей по Северному ходу ВСЖД (БАМ), для обеспечения потребностей в электрической энергии для подвижных составов ОАО «РЖД» предполагается техническое перевооружение и усиление объектов электроснабжения на участке Тайшет — Таксимо (объекты «Восточного полигона» Байкало-Амурской магистрали), увеличение величины максимальной мощности по тяговым подстанциям ВСЖД на участке Тайшет — Таксимо составит 349,48 МВт (по данным ОАО «РЖД»).

## 4. Расширение производственных мощностей Ангарского завода полимеров

В настоящее время разрабатывается проектная документация на установки производства полиэтилена и полипропилена. На сегодняшний день готовы базовые проекты для расширения мощностей, а также выбраны лицензиары для установок полиэтилена (INEOS), полипропилена (Novolen) и пиролиза (Technip). Генеральным проектировщиком выступает «Ангарскнефтехимпроект».

## 5. Развитие города Байкальска и особой экономической зоны

Особая экономическая зона туристско-рекреационного типа в Иркутской области (далее — ОЭЗ) создана постановлением Правительства Российской Федерации от 3 февраля 2007 года № 72 «О создании на территории

Иркутского районного муниципального образования Иркутской области особой экономической зоны туристско-рекреационного типа».

Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 сентября 2010 года № 692 «Об особой экономической зоне туристско-рекреационного типа, созданной на территории Иркутской области» площадь особой экономической зоны туристско-рекреационного типа увеличена за счет включения земельных участков, расположенных на территории муниципального образования «Слюдянский район» Иркутской области.

На территории муниципального образования «Слюдянский район» планируется развитие застройки горнолыжного курорта «Гора Соболиная», который расположен на юго-восточном побережье Байкала у подножья горного хребта Хамар-Дабан, близ города Байкальска.

#### 6. Сибирский электрометаллургический завод

В срок до 2018 года планируется строительство металлургического предприятия по выпуску сортового проката и стальной заготовки ЗАО «Сибирский электрометаллургический завод» в городе Братске.

#### 7. Газотранспортная система для Иркутского и Якутского центров газодобычи «Сила Сибири»

В настоящее время реализуется I этап строительства газопровода «Якутия — Хабаровск — Владивосток». В рамках II этапа запланировано строительство газопровода Иркутская область (Ковыкта) — Якутия (Чаяндинское месторождение) протяженностью 800 км. Предполагается, что маршрут трассы газопровода пройдет вдоль трассы действующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан».

Электроснабжение газотранспортной системы планируется осуществить от электросетевых объектов, строительство которых предусмотрено для электроснабжения нефтепроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан».

### **IV–2. ПРОГНОЗ СПРОСА (ПОТРЕБЛЕНИЯ) НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ И МОЩНОСТЬ НА 5-ЛЕТНИЙ ПЕРИОД (С РАЗБИВКОЙ ПО ГОДАМ) С ВЫДЕЛЕНИЕМ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ**

#### **IV–2.1. Прогноз спроса (потребления) на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», являющийся обязательным**

На основании прогноза потребления электроэнергии и мощности, разработанного АО «СО ЕЭС», сформированы балансы электрической энергии и мощности на пятилетний период до 2022 года (далее — прогноз системного оператора), представленные в таблицах 2 и 3.

Таблица 50. Прогноз производства и потребления электроэнергии в Иркутской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС»<sup>4</sup>, млн кВт·ч

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	52682	52918	55625	57846	59396	60766
Среднегодовые темпы прироста, %	-0,99	0,45	5,12	3,99	2,68	2,31
Производство электроэнергии	46738	56575	57025	57567	57704	57849
Сальдо-переток	5944	-3657	-1400	279	1692	2917

Таблица 51. Прогноз потребления мощности в Иркутской области, разрабатываемый АО «СО ЕЭС», МВт

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Покрытие (установленная мощность), в том числе:	13162,1	13177,1	13177,1	13098,1	13098,1	13098,1
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС	4073,7	4073,7	4073,7	3994,7	3994,7	3994,7
ВИЭ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Потребность (собственный максимум)	7863	7889	8304	8591	8829	9029

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Иркутской области (8084 млн кВт·ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим присоединениям и за счет ввода новых потребителей:

- ООО «РУСАЛ Тайшет» (алюминиевый завод);
- Закрытое акционерное общество «Электросеть»;
- Закрытое акционерное общество «АЗГИ»;
- Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал Публичного акционерного общества «Корпорация «Иркут»;
- Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Восток»;
- Закрытое акционерное общество «Производственная компания «ДИТЭКО»;
- Акционерное общество «Ангарская нефтехимическая компания»;
- Закрытое акционерное общество «СЭМЗ»;
- Золотодобывающие компании, разрабатывающие новые золотоносные месторождения Бодайбинского района (ОАО «Первенец» (Вернинский ГОК), ОАО «Высочайший» (ГОК Высочайший), АО «Полюс» (разработка месторождения «Чертово Корыто») и другие);
- Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»;
- Особая экономическая зона туристско-рекреационного типа «Ворота Байкала»;

<sup>4</sup> — Указанные уровни электропотребления соответствуют данным АО «СО ЕЭС».

- Общество с ограниченной ответственностью «Братский завод ферросплавов»;
- Открытое акционерное общество «Иркутскэнергосвязь»;
- Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания»;

Прогноза спроса на электрическую энергию до 2022 года приведен на рисунке 30.

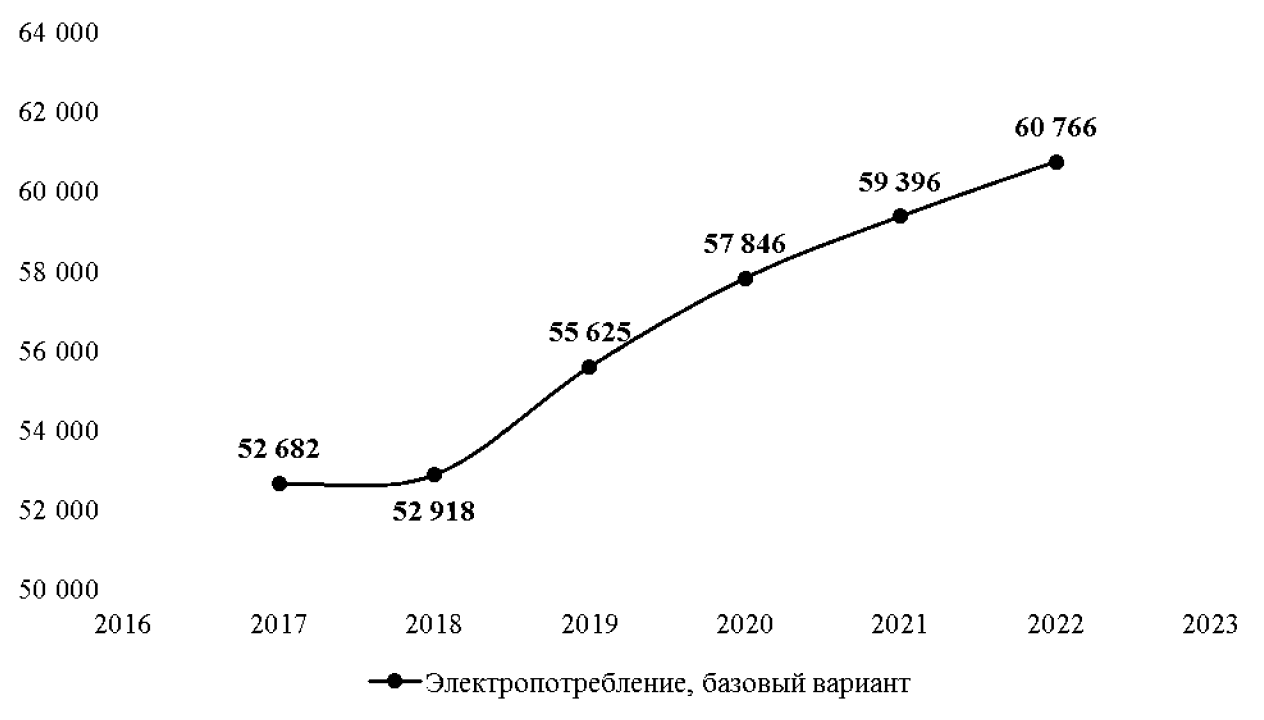


Рисунок 30. Прогноз спроса на электрическую энергию до 2022 года, млн кВт·ч

На основе данных генерирующих и энергосбытовых компаний, крупных предприятий, муниципальных образований и статистической отчетности выполнены расчеты по структуре электропотребления Иркутской области на период 2017-2022 годы, результаты которых приведены в таблице 52.

Таблица 52. Прогноз структуры электропотребления в Иркутской области на период 2017-2022 годы

Отрасль	Годы											
	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Потребление электроэнергии всего, в т. ч.:	52682	100	52918	100	55625	100	57846	100	59396	100	60766	100
Промышленность	33875	64,3	34132	64,5	36312	65,3	38121	65,9	39261	66,1	40239	66,2
Собственные нужды электростанций	2107	4	2328	4,4	2503	4,5	2545	4,4	2554	4,3	2583	4,3
Строительство	316	0,6	370	0,7	389	0,7	405	0,7	416	0,7	425	0,7
Население	6006	11,4	6033	11,4	6063	10,9	6190	10,7	6355	10,7	6441	10,6
Прочие коммунальные услуги	632	1,2	582	1,1	584	1,1	578	1	594	1,0	620	1,0
Сельское хозяйство	580	1,1	582	1,1	595	1,1	578	1,0	594	1,0	614	1,0
Прочие отрасли экономики	5479	10,4	5133	9,7	5229	9,4	5322	9,2	5405	9,1	5530	9,1
Потери в электросетях	3688	7,0	3757	7,1	3949	7,1	4107	7,1	4217	7,1	4314	7,1



В целом структура электропотребления останется прежней с незначительными изменениями. С 2019 года ожидается рост промышленного электропотребления до уровня 40 239 млн кВт·ч к 2022 году. Потребление электроэнергии населением также увеличится и составит в 2022 году 6 441 млн кВт·ч.

Покрытие суммарного прироста потребления электроэнергии по энергосистеме Иркутской области в перспективном периоде будет осуществляться за счет роста собственной выработки электростанциями Иркутской области, а также увеличением перетоков из соседних энергосистем.

#### **IV–2.2. Прогноз спроса (потребления) на электрическую энергию и мощность, предоставляемый органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации (не являющийся обязательным)**

На основании прогноза потребления электроэнергии и мощности, представленного Минэнерго Иркутской области, сформированы балансы электрической энергии и мощности на период до 2022 года, представленные в таблицах 53 и 54.

Таблица 53. Прогноз производства и потребления электроэнергии в Иркутской области, разрабатываемый Минэнерго, млн кВт·ч

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	52151,41	54861,81	55572,21	56082,61	56693,01	57563,41
Среднегодовые темпы прироста, %	1,33	1,31	1,29	0,92	1,09	1,54
Производство электроэнергии	46738	56575	57025	57567	57704	57849
Сальдо-переток	7413,41	-1713,19	-1452,79	-1484,39	-1010,99	-285,59

Таблица 54. Прогноз потребления мощности в Иркутской области, разрабатываемый Минэнерго, МВт

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Покрытие (установленная мощность), в том числе:	13162,1	13177,1	13177,1	13098,1	13098,1	13098,1
ГЭС	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ТЭС	4073,7	4073,7	4073,7	3994,7	3994,7	3994,7
ВИЭ		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Потребность (собственный максимум)	7863	7889	8304	8591	8829	9029

Прогнозируемый прирост спроса на электрическую энергию по энергосистеме Иркутской области (3412 млн кВт·ч к концу прогнозного периода) будет связан с увеличением потребности в электрической энергии за счет увеличения величины присоединенной мощности по существующим

присоединениям и за счет ввода новых потребителей, указанных в разделе IV–2.1, также в прогнозе учтен ввод в работу Тайшетского АЗ начиная с 2018 года.

Прогноза спроса на электрическую энергию до 2022 года приведен на рисунке 31.

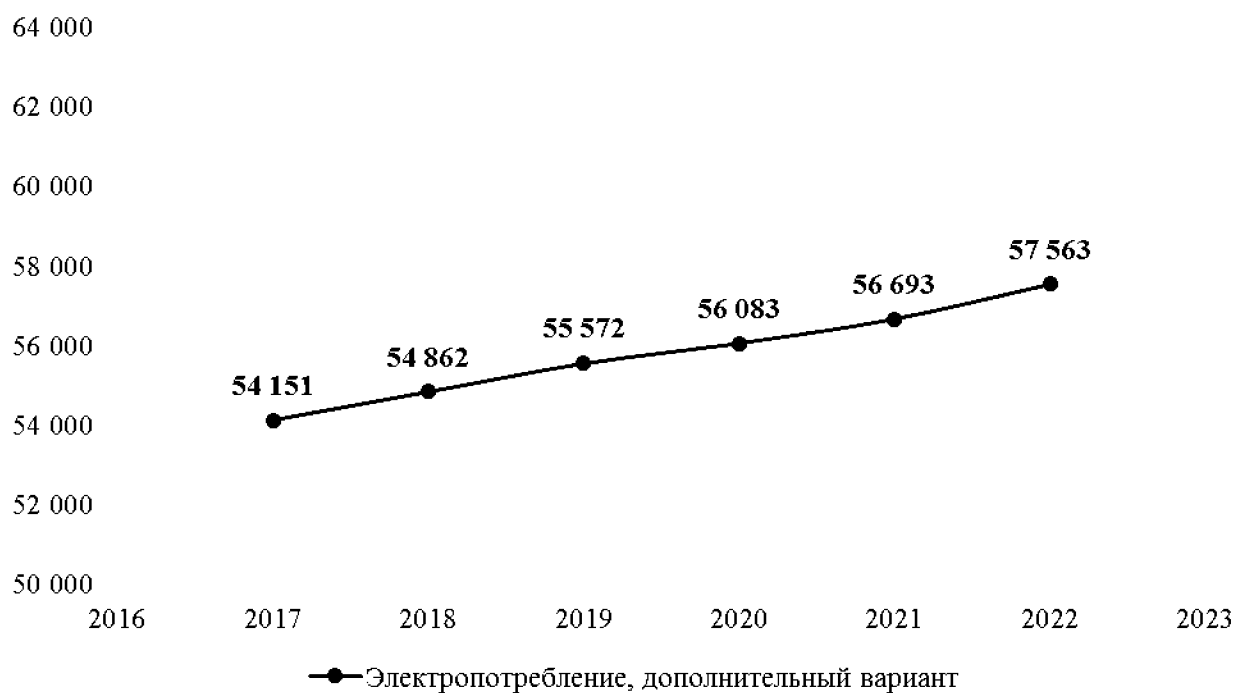


Рисунок 31. Прогноз спроса на электрическую энергию до 2022 года, млн кВт·ч

На основе данных генерирующих и энергосбытовых компаний, крупных предприятий, муниципальных образований и статистической отчетности выполнены расчеты по структуре электропотребления Иркутской области на период 2017-2022 годы, результаты которых приведены в таблице 55.

Таблица 55. Прогноз структуры электропотребления в Иркутской области на период 2017-2022 годы

Отрасль	Годы											
	2017		2018		2019		2020		2021		2022	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Потребление электроэнергии всего, в т. ч.:	52151	100	54862	100	55572	100	56083	100	56693	100	57563	100
Промышленность	32819	62,9	35386	64,5	36111	65,0	36650	65,4	37134	65,5	37762	65,6
Собственные нужды электростанций	2166	4,2	2414	4,4	2445	4,4	2468	4,4	2438	4,3	2446	4,3
Строительство	325	0,6	384	0,7	389	0,7	393	0,7	397	0,7	403	0,7
Население	6173	11,8	6254	11,4	6280	11,3	6309	11,3	6406	11,3	6459	11,2
Прочие коммунальные услуги	650	1,2	603	1,1	584	1,1	561	1	567	1,0	587	1,0
Сельское хозяйство	596	1,1	603	1,1	595	1,1	561	1,0	567	1,0	581	1,0
Прочие отрасли экономики	5632	10,8	5322	9,7	5224	9,4	5160	9,2	5159	9,1	5238	9,1
Потери в электросетях	3791	7,3	3895	7,1	3946	7,1	3982	7,1	4025	7,1	4087	7,1

Структура электропотребления на всём протяжении рассматриваемого периода остаётся неизменной. Максимальный объем потребления электроэнергии (около 65 процентов) приходится на промышленность, следующая группа потребления — население. Рост промышленного потребления с 2017 по 2022 год увеличится на 4 943 млн кВт·ч. и составит 37 762 млн кВт·ч. Потребление электроэнергии населением также увеличится и составит в 2022 году 6 459 млн кВт·ч.

#### IV–3. ДЕТАЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И МАКСИМУМА НАГРУЗКИ ПО ОТДЕЛЬНЫМ ЧАСТЯМ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ С ВЫДЕЛЕНИЕМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, СОСТАВЛЯЮЩИХ НЕ МЕНЕЕ ОДНОГО ПРОЦЕНТА ПОТРЕБЛЕНИЯ РЕГИОНА, И ИНЫХ, ВЛИЯЮЩИХ НА РЕЖИМ РАБОТЫ ЭНЕРГОРАЙОНА В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В таблице 8 представлен прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2017-2022 годы. Из таблицы видно, что значительный прирост потребления электроэнергии ожидается в Бодайбинском районе на 76,8 процента, в связи с планируемой разработкой новых месторождений золота. Прирост потребляемой мощности в Бодайбинском энергорайоне составит 84,8 процента. В других энергорайонах области увеличение спроса на электроэнергию и мощность планируется в связи с подключением (увеличением потребления) следующих потребителей:

- в Усть-Илимском энергорайоне — ОАО «РЖД» и нефтеперекачивающих станций ООО «Транснефть-Восток» (НПС);
- в Братском энергорайоне — Сибирский электрометаллургический завод, НПС-1;
- в Иркутско-Черемховском энергорайоне прирост связан с ростом бытовой нагрузки (город Иркутск, город Ангарск).

Таблица 56. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность в энергорайонах Иркутской области на период 2017-2022 годы

Энергорайон	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Усть-Илимский энергорайон	млн кВт·ч	3722	3819	3971	4230	4337	4454
	МВт	609	616	649	681	700	717
Братский энергорайон	млн кВт·ч	23005	23085	25469	27284	28581	29720
	МВт	2926	2936	3279	3503	3701	3866
Бодайбинский энергорайон	млн кВт·ч	782	832	992	1129	1272	1383
	МВт	132	140	178	207	228	244
Иркутско-Черемховский энергорайон	млн кВт·ч	21063	21071	21077	21083	21083	21083
	МВт	3559	3560	3561	3561	3562	3563
Тулунско-Зиминский энергорайон	млн кВт·ч	4110	4112	4116	4120	4123	4126
	МВт	637	638	638	639	639	640
Электропотребление, всего	млн кВт·ч	52682	52918	55625	57846	59396	60766
Максимум нагрузки потребления (собственный)	МВт	7863	7889	8304	8591	8829	9029

В таблице 57 приведена информация по прогнозу электропотребления крупными потребителями Иркутской области. Таблица 9 сформирована на основании данных потребителей, предоставивших информацию. В целом по предприятиям намечается достаточно стабильное потребление, хотя некоторые из них прогнозируют его снижение в расчетном периоде. В тоже время отдельные компании планируют прирост электропотребления (АО «Ангарская нефтехимическая компания», Братский завод ферросплавов, Иркутский авиационный завод).

Таблица 57. Прогноз электропотребления крупными промышленными потребителями Иркутской области<sup>5</sup>, млн кВт·ч

Наименование потребителя	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске	894,212	894,189	894,195	896,688	896,688	898,866
Филиал ОАО «Группа «Илим» в городе Братске	1445,654	1445,654	1445,654	1445,654	1445,654	1445,654
ОАО «Братский завод ферросплавов»	866,0	866,0	1017,0	1017,0	1017,0	1071,0
ОАО «РУСАЛ Братск»	17065,923	17065,923	17065,923	17065,923	17065,923	17065,923
Филиал ОАО «РУСАЛ Братск» в городе Шелехове	6686	6686	6686	6704	6718	6726
АО «Ангарская нефтехимическая компания»	988,87	999,93	1011,48	1022,60	1033,46	1042,45
ОАО «Ангарский электролизный химический комбинат»	295,33	297,12	298,54	300,52	302,89	307,26
ОАО «Усольехимпром»	2,982	2,967	2,952	2,938	2,923	2,908
АО «Саянскхимпласт»	594,35	600,30	606,3	612,36	618,49	624,67
ООО «Компания «Востсибуголь»	160,62	161,43	162,23	163,04	163,86	164,68
Иркутский авиационный завод (ИАЗ) — филиал ПАО «Корпорация «Иркут»	118,77	119,37	119,96	120,56	121,17	121,77

<sup>5</sup> — Составлено по данным компаний и предприятий.

Наименование потребителя	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Восточно-Сибирская железная дорога — филиал ОАО «РЖД»	3124,65	3177,76	3246,02	3246,02	3246,02	3246,02
ОАО «Коршуновский горно-обогатительный комбинат»	359,14	360,94	362,74	364,55	366,38	368,20
ООО «РУСАЛ Тайшет»	-	-	2207,2	1480,435	1242,765	961,4

#### IV–4. ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА 5-ЛЕТНИЙ ПЕРИОД С ВЫДЕЛЕНИЕМ КРУПНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ВКЛЮЧАЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Прогноз потребления тепловой энергии осуществлялся в соответствии с перспективным развитием экономики и социальной сферы Иркутской области.

В настоящее время одной из приоритетных задач активной экономической деятельности, включая развитие топливно-энергетического комплекса, в том числе теплоэнергетики, является снижение потребления энергоресурсов за счет реализации энергосберегающих мероприятий, обозначенных в Программе «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на территории Иркутской области», утвержденной в 2010 году. В связи с этим в перспективном прогнозе потребления тепловой энергии учитывается энергосберегающий эффект при реализации мероприятий по энергосбережению для существующих объектов теплопотребления при их развитии. Реализация даже части всего энергосберегающего потенциала позволит сократить ввод необходимых новых тепловых мощностей, а также снизить финансовую нагрузку на бюджет области и население.

В таблице 10 представлен прогноз полезного (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребления тепловой энергии и его структура на период 2017-2022 годы. Рассматривается два сценария, в основе которых различные варианты развития промышленных предприятий:

- Прогноз 1 соответствует данным социально-экономического развития, положенным в основу прогноза электропотребления и мощности, разработанного системным оператором;
- Прогноз 2 соответствует данным, положенным в основу в прогнозе электропотребления и мощности Правительства Иркутской области.

Таблица 58. Варианты прогноза потребления тепловой энергии в Иркутской области, млн Гкал

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
------------	------	------	------	------	------	------

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ПРОГНОЗ 1						
Полезное потребление, в том числе:	33,7	34,2	35,2	35,8	36,4	37,0
ЖКХ, в том числе:	13,0	13,1	13,3	13,5	13,7	13,9
население	10,6	10,7	10,8	10,9	11,0	11,1
коммунально-бытовые нужды	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8
промышленность	16,8	17,1	17,7	17,9	18,1	18,3
прочие потребители	3,9	4,0	4,2	4,4	4,6	4,8
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	0,7	0,5	1,0	0,6	0,6	0,6
Среднегодовые темпы прироста, %	2,1	1,5	2,9	1,7	1,7	1,6
ПРОГНОЗ 2						
Полезное потребление, в том числе:	34,3	35,1	36,3	37,9	39,5	41,1
ЖКХ, в том числе:	13,3	13,6	13,9	15	16,1	17,2
население	10,6	10,8	11	11,9	12,8	13,7
коммунально-бытовые нужды	2,7	2,8	2,9	3,1	3,3	3,5
промышленность	17	17,4	18,1	18,4	18,7	19
прочие потребители	4	4,1	4,3	4,5	4,7	4,9
Абсолютный прирост суммарного теплопотребления, тыс. Гкал	1,3	0,8	1,2	1,6	1,6	1,6
Среднегодовые темпы прироста, %	3,9	2,3	3,4	4,4	4,2	4,1

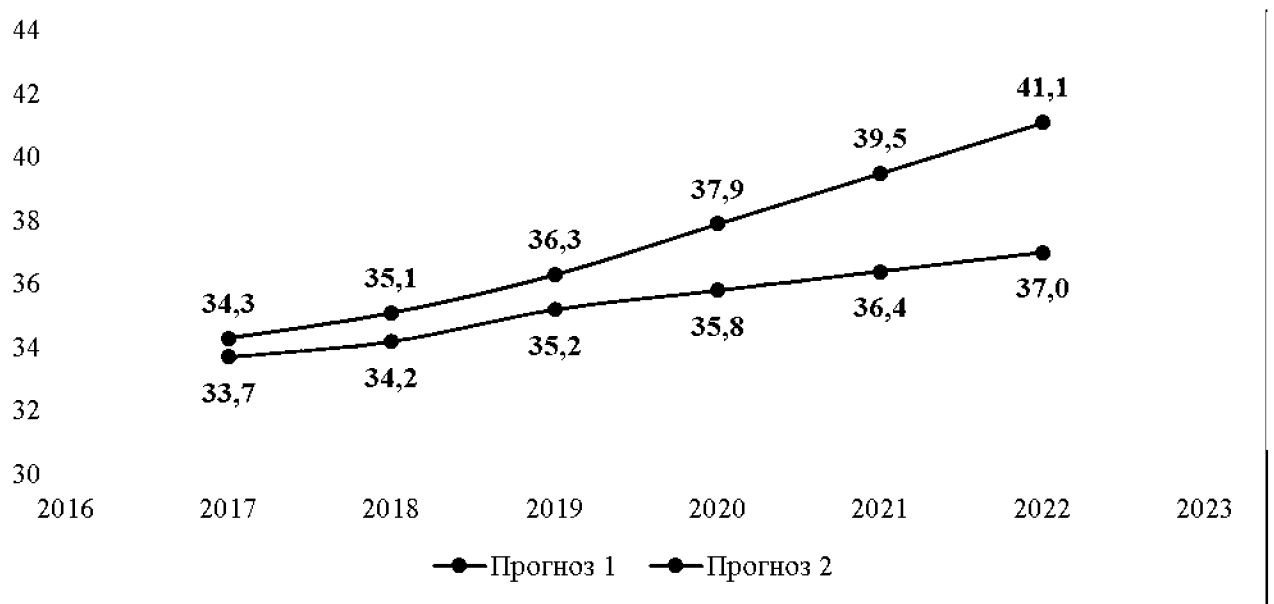


Рисунок 39. Прогноз спроса на тепловую энергию до 2022 года, млн Гкал

Полезное (без потерь при транспорте и расхода тепла на собственные нужды источников) потребление тепловой энергии к 2022 году увеличится по сравнению с 2016 годом на 12,1 процента и 24,5 процента в первом и втором прогнозах соответственно.

Потребление тепловой энергии на цели отопления и горячего водоснабжения в перспективе до 2022 года определялось исходя из долговременного прогноза численности населения области, предполагаемого развития жилищного фонда с учетом удельных норм расхода тепла на отопление зданий и горячее водоснабжение. В связи с незначительным ростом населения потребление тепловой энергии в этом секторе будет увеличиваться за счет строительства нового жилья, в результате роста обеспеченности жилой площадью и повышения уровня его благоустройства.

Рост теплотребления в промышленном секторе к 2022 году составит в прогнозе 1 — 11,6 процента, в прогнозе 2 — 15,9 процента. Прирост потребления тепловой энергии предполагается в ключевых отраслях промышленности: нефтехимический сектор, переработка леса и другие.

Основная доля потребления тепловой энергии приходится на 9 основных городов Иркутской области: Иркутск, Шелехов, Ангарск, Усолье-Сибирское, Черемхово, Саянск, Братск, Усть-Илимск и Железногорск-Илимский.

Наиболее теплоемкими городами Иркутской области являются Ангарск, Братск, Иркутск и Усть-Илимск. На их долю приходится около 77 процентов от суммарного теплотребления по области. Высокое потребление тепла в этих городах связано расположением в них крупных теплотребляющих предприятий нефтехимической, химической и лесоперерабатывающей промышленности.

Динамика полезного теплотребления по группам потребителей в перечисленных городах Иркутской области на период до 2022 года представлена в таблицах 11 и 12 для прогнозов 1 и 2 соответственно.

Таблица 59. Динамика полезного теплотребления по группам потребителей в крупных городах Иркутской области до 2022 года, млн Гкал (прогноз 1)

Год	Всего по городам Иркутской области				Иркутск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	32,56	4,26	1,56	0,65	6,01	1,83	0,91	0,19
2018	32,95	4,32	1,71	0,82	6,13	1,84	0,98	0,22
2019	33,34	4,41	1,84	0,99	6,26	1,86	1,07	0,24
2020	33,61	4,52	1,90	1,08	6,37	1,92	1,07	0,29
2021	33,85	4,63	1,96	1,17	6,48	1,98	1,07	0,34
2022	34,09	4,74	2,02	1,26	6,59	2,04	1,07	0,39
Год	Шелехов				Ангарск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	0,61	0,06	0,03	0,01	7,99	0,86	0,22	0,17
2018	0,63	0,07	0,04	0,01	8,07	0,88	0,24	0,21



2019	0,64	0,07	0,04	0,02	8,15	0,91	0,26	0,24
2020	0,64	0,07	0,04	0,02	8,19	0,95	0,28	0,21
2021	0,63	0,07	0,04	0,02	8,21	0,99	0,30	0,18
2022	0,62	0,07	0,04	0,02	8,23	1,03	0,32	0,15
Год	Усть-Илимск				Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	5,96	0,28	0,02	0,02	1,84	0,23	0,09	0,06
2018	6,01	0,28	0,03	0,06	1,86	0,23	0,09	0,08
2019	6,05	0,29	0,03	0,09	1,90	0,24	0,10	0,10
2020	6,09	0,29	0,05	0,11	1,93	0,24	0,11	0,12
2021	6,13	0,29	0,07	0,13	1,96	0,24	0,12	0,14
2022	6,17	0,29	0,09	0,15	1,99	0,24	0,13	0,16
Год	Железногорск-Илимский				Саянск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	0,66	0,12	0,06	0,03	1,85	0,19	0,07	0,05
2018	0,66	0,12	0,06	0,03	1,88	0,20	0,08	0,06
2019	0,68	0,13	0,06	0,04	1,90	0,20	0,08	0,08
2020	0,69	0,13	0,06	0,05	1,90	0,20	0,08	0,08
2021	0,70	0,13	0,06	0,06	1,90	0,20	0,08	0,08
2022	0,71	0,13	0,06	0,07	1,90	0,20	0,08	0,08
Год	Братск				Черемхово			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	7,41	0,66	0,15	0,11	0,23	0,04	0,02	0,00
2018	7,46	0,66	0,17	0,14	0,25	0,05	0,03	0,00
2019	7,50	0,67	0,18	0,16	0,26	0,05	0,03	0,01
2020	7,53	0,68	0,18	0,18	0,27	0,05	0,04	0,01
2021	7,56	0,69	0,18	0,20	0,28	0,05	0,05	0,01
2022	7,59	0,70	0,18	0,22	0,29	0,05	0,06	0,01

Таблица 60. Динамика полезного теплотребления по группам потребителей в крупных городах Иркутской области до 2022 года, млн Гкал (прогноз 2)

Год	Всего по городам Иркутской области				Иркутск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	33,51	4,52	1,66	0,94	6,09	1,88	0,93	0,20
2018	34,50	4,65	2,08	1,38	6,46	1,93	1,22	0,24
2019	35,22	4,82	2,31	1,69	6,64	1,98	1,34	0,25
2020	35,91	4,94	2,57	2,00	6,83	2,02	1,46	0,28
2021	36,58	5,06	2,83	2,31	7,02	2,06	1,58	0,31
2022	37,25	5,18	3,09	2,62	7,21	2,10	1,70	0,34
Год	Шелехов				Ангарск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	0,63	0,07	0,04	0,02	8,15	0,95	0,23	0,20
2018	0,63	0,07	0,04	0,02	8,29	1,00	0,29	0,22
2019	0,65	0,08	0,04	0,03	8,47	1,06	0,34	0,29
2020	0,67	0,08	0,05	0,04	8,68	1,12	0,40	0,38
2021	0,69	0,08	0,06	0,05	8,88	1,18	0,46	0,47
2022	0,71	0,08	0,07	0,06	9,08	1,24	0,52	0,56
Год	Усть-Илимск				Усолье-Сибирское			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	6,23	0,29	0,03	0,14	1,88	0,24	0,10	0,06
2018	6,38	0,29	0,04	0,28	1,92	0,24	0,11	0,09
2019	6,44	0,30	0,05	0,32	1,95	0,25	0,11	0,10
2020	6,47	0,31	0,05	0,34	1,97	0,25	0,12	0,12
2021	6,50	0,32	0,05	0,36	2,00	0,25	0,13	0,14
2022	6,53	0,33	0,05	0,38	2,03	0,25	0,14	0,16
Год	Железногорск-Илимский				Саянск			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	0,68	0,13	0,06	0,03	1,87	0,20	0,07	0,06
2018	0,68	0,13	0,06	0,03	1,89	0,21	0,07	0,07
2019	0,70	0,14	0,06	0,04	1,92	0,21	0,08	0,09
2020	0,72	0,14	0,07	0,05	1,92	0,21	0,08	0,09
2021	0,74	0,14	0,08	0,06	1,92	0,21	0,08	0,09
2022	0,76	0,14	0,09	0,07	1,92	0,21	0,08	0,09
Год	Братск				Черемхово			
	Всего	в том числе			Всего	в том числе		
		бюджет	ЖКХ	прочие		бюджет	ЖКХ	прочие
2017	7,71	0,71	0,17	0,22	0,27	0,05	0,02	0,01
2018	7,96	0,72	0,21	0,42	0,29	0,06	0,03	0,01
2019	8,15	0,74	0,25	0,55	0,30	0,06	0,03	0,02
2020	8,34	0,75	0,29	0,68	0,31	0,06	0,04	0,02
2021	8,51	0,76	0,33	0,81	0,32	0,06	0,05	0,02
2022	8,68	0,77	0,37	0,94	0,33	0,06	0,06	0,02

**IV–5. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Иркутской области мощностью не менее 5 МВт на 5-летний период с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации. Обоснование предложений по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)**

В соответствии с данными Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 годы в период до 2022 планируется строительство и ввод в эксплуатацию электростанции на солнечных батареях ООО «МРЦ Энергохолдинг» Заря СЭС мощностью 15 МВт в 2018 году.

Также в периоде СиПР по информации ПАО «Иркутскэнерго» рассматривается возможность начала строительства Тельмамской ГЭС. Возможный год ввода — после 2021 года. Мощность Тельмамской ГЭС — 450 МВт ( $3 \times 150$  МВт), плановая среднегодовая выработка — 1 580 млн кВт·ч.

Тельмамская ГЭС может стать верхней ступенью каскада ГЭС на р. Мамакан. Зона влияния Тельмамской ГЭС в основном распространяется на Бодайбинский энергорайон, а также районы, прилегающие к западному участку БАМа Иркутской и Бурятской энергосистем. ГЭС может привести к снижению существующего энергодефицита и покрытия перспективных нагрузок, связанных с разработкой крупных золоторудных месторождений в Бодайбинском районе, в том числе Сухой Лог. Кроме того, создание на Тельмамской ГЭС водохранилища годичного регулирования может привести к значительному увеличению выработки электроэнергии, гарантированной и располагаемой мощности на существующей Мамаканской ГЭС.

Перечень планируемых к строительству и реконструкции генерирующих объектов представлен в таблице 61.

Перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей представлен в таблице 62.

Таблица 61. Перечень планируемых к строительству и модернизации генерирующих мощностей в период до 2022 года

Наименование станции	Вид топлива	Тип ввода	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017-2022
ЗАРЯ СЭС ООО «МРЦ ЭНЕРГОХОЛДИНГ»									
51 солнечные агрегаты	нет топлива	новое строительство		15					15
Всего по станции:	-	-		15					15

Таблица 62. Перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей в период до 2022 года

Наименование станции	Вид топлива	Тип демонтажа	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017-2022
УЧАСТОК № 1 ИРКУТСКОЙ ТЭЦ-9 ПАО «ИРКУТСКЭНЕРГО»									
1 ПТ-21-90	Уголь Иркутский	окончательный	21						21
5 П-19-90	Уголь Иркутский	окончательный	19						19
7 Р-25-90/18	Уголь Иркутский	окончательный				24			24
9 ПТ-30-90	Уголь Иркутский	окончательный				30			30
10 ПТ-25-90	Уголь Иркутский	окончательный				25			25
11 Т-22-90	Уголь Иркутский	окончательный	22						22
12 Т-25-90	Уголь Иркутский	окончательный	25						25
Всего по станции:	-	-	87			79			166

**IV–6. ПЕРЕЧЕНЬ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРОЕКТОВ ПО РАЗВИТИЮ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ, ВЫПОЛНЕНИЕ КОТОРЫХ НЕОБХОДИМО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОГНОЗНОГО СПРОСА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) НА ТЕРРИТОРИИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ С ОЦЕНКОЙ ПЛАНОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ ПОКАЗАТЕЛЯ НАДЕЖНОСТИ ОКАЗЫВАЕМЫХ УСЛУГ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ С УЧЕТОМ ВЫПОЛНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПЕРЕЧЕНЕМ**

В соответствии с данными проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 годы, а также с инвестиционными программами и информацией собственников в период до 2022 планируются вводы следующих сетевых объектов и выполнение следующих мероприятий:

– По сети 500 кВ:

- 1) ПС 500 кВ Усть-Кут (БСК 2х52 Мвар — 2017 год, 501 МВА, ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар — 2018 год);
- 2) ПС 500 кВ Тайшет (установка третьего АТ 500/110 кВ 250 МВА);
- 3) Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) (временно работает на напряжение 220 кВ) на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим;
- 4) ВЛ 500 кВ Усть-Кут — Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Ангоя;

Выполнение данных мероприятий необходимо для развития потребителей Иркутской области, Республики Бурятия, БАМа, ТС ВСТО, ОАО «РЖД».

- 5) АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Озерная, БСК 4×100 Мвар, УШР 2×100 Мвар;
- 6) ВЛ 500 кВ Братский ПП — Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братского ПП;

Выполнение данных мероприятий необходимо для присоединения энергопринимающих устройств Тайшетского алюминиевого завода ОК «РУСАЛ».

- 7) Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с установкой АТ 500/110 кВ 400 МВА и ячеек 500 кВ и 110 кВ для подключения АТ.

Данное мероприятие необходимо для энергопринимающих устройств ООО «Голевская ГРК».

– По сети 220 кВ:

- 1) ВЛ 220 кВ Ключи — Шелехово № 2;
- 2) Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово — БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи;
- 3) ПС 220 кВ Шелехово (установка второго АТ 200 МВА);

Выполнение данных мероприятий необходимо для завершения мероприятий по семе внешнего электроснабжения Иркутского алюминиевого завода.

- 4) ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 2 с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — НПС-4 с отпайкой на ПС 220 кВ Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская);
- 5) ПС 220 кВ СЭМЗ;
- 6) Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 1 и № 2 на ПС 220 кВ СЭМЗ;

Выполнение данных мероприятий необходимо для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств ЗАО «СЭМЗ» (обеспечение технологического присоединения сталеплавильного завода в городе Братске).

- 7) Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чаянгро;
- 8) ПС 220 кВ Мамакан (реконструкция с установкой второго АТ 125 МВА, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ);
- 9) ВЛ 220 кВ Мамакан — Сухой лог № 1 и № 2;
- 10) ПС 220 кВ Сухой Лог (2×63 МВА);
- 11) ВЛ 220 кВ Пеледуй — Сухой Лог № 1 и № 2;

Выполнение данных мероприятий необходимо для потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области, минимизации рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления и обеспечения технологического присоединения новых потребителей.

- 12) ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут № 2;
- 13) Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха-Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Коршуниха и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Звездная (2017 год);
- 14) Заходы ВЛ 220 кВ Лена-Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Лена, ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим № 1 (2017 год);

Выполнение данных мероприятий необходимо для развития потребителей Иркутской области, Республики Бурятия, БАМа, ТС ВСТО, ОАО «РЖД».

- 15) ВЛ 220 кВ НПС-7 — НПС-9 I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-8 (2×137,9 км);
- 16) ПС 220 кВ НПС-9 (2×40 МВА, 2УШР×25 Мвар) (2017 год);
- 17) ПС 220 кВ НПС-8 (2×40 МВА) (2017 год);
- 18) ВЛ 220 кВ Усть-Кут — НПС-6 № 1 и № 2 (2017 год);
- 19) ПС 220 кВ НПС-6 (2×40 МВА) (2017 год);
- 20) ВЛ 220 кВ НПС-6 — НПС-7 № 1 и № 2 (2017 год);
- 21) ПС 220 кВ НПС-7 (2×40 МВА) (2017 год);
- 22) ВЛ 220 кВ Братский ГПП — НПС-3 № 1 и № 2 (2017 год);
- 23) ПС 220 кВ НПС-3 (2×40 МВА) (2017 год);
- 24) ПС 220 кВ НПС-2 (2×40 МВА);
- 25) ВЛ 220 кВ Коршуниха — НПС-5 I и II цепь;
- 26) ПС 220 кВ НПС-5 (2×25 МВА);
- 27) ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1 и № 2 (2×260 км, из них 135 км — длина участка существующей ВЛ) (2017 год);
- 28) ВЛ 220 кВ НПС-9 — НПС-8 № 1 и № 2 (2×96 км) (2017 год);
- 29) ВЛ 220 кВ НПС-3 — НПС-2 № 1 и № 2 (2×110 км);
- 30) ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут № 2;
- 31) Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха-Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут;
- 32) Заходы ВЛ 220 кВ Лена-Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут;

Выполнение данных мероприятий запланировано с целью обеспечения надежности электроснабжения потребителей Мамско-Чуйского и Бодайбинского районов Иркутской области и обеспечения технологического присоединения новых потребителей, в том числе ТС ВСТО.

- 33) ВЛ 220 кВ Озерная — ТАЗ;

Выполнение данных мероприятий запланировано с целью обеспечения технологического присоединения расширяемой части Тайшетского алюминиевого завода.

- 34) ПС 220 кВ Малая Елань 220/35/10 кВ с отпайками от ВЛ 220 кВ Иркутская — Шелехово;

Выполнение данного мероприятия необходимо для обеспечения технологического присоединения потребителей ЗАО «АЗГИ».

- 35) Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Светлая (2017 год);

Данные мероприятия необходимы для обеспечения технической возможности для подключения новых потребителей в Шелеховском районе.

- 36) Строительство ВЛ 220 кВ Тулун — Туманная;
- 37) Строительство ПС 220 кВ Туманная с установкой двух БСК 60 Мвар;

Данное мероприятие необходимо для организации электроснабжения Ак-Сугского ГОКа ООО «Голевская ГРК» в Республике Тыва.

- 38) Установка второго АТ на ПС 220 кВ Шелехово (2017 год);
- 39) замена одного АТ 63 МВА на АТ 125 МВА на ПС 220 кВ Слюдянка (2017 год, технические условия на технологическое присоединение.);

Данные мероприятия необходимы в рамках проведения реновации основных фондов и обеспечения технологического присоединения новых потребителей.

– По сети 110 кВ:

ОАО «ИЭСК»:

- 40) Строительство ПС 110 кВ Зеленый Берег, 2×25 МВА, с отпайками от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово I, II цепь;

В существующей схеме электрической сети электроснабжение потребители, расположенные в Марковском МО Иркутского района от пос. Николов посад до деревни Новогрудиново выполнено от ПС 110/35/10кВ Изумрудная и ПС 35/10кВ Мельничная падь (запитана по сети 35 кВ от ПС 110 кВ Изумрудная).

В качестве потребителей выступают крупные зоны малоэтажной (до 5 этажей) и коттеджной застройки: мк/р-н.Березовый, пос. Хрустальный, пос. Николов посад, пос. Сергиев Посад, мк/р-н Ново-Иркутский, пос. Изумрудный, пос. Березовый, пос. Мельничная падь, д. Новогрудиново, а также дачно-садоводческие объединения, расположенные вдоль Мельничного тракта.

От ПС 110 кВ Изумрудная запитаны потребители 2 категории надёжности электроснабжения: многоквартирные дома ООО «Норд-Вест», ЗАО «Труд» и ТНС ООО «Транзит».

Согласно данных ОЗП 2016-2017годы загрузка Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная составила 44,1 МВА, что составляет 85 процентов от суммарной установленной мощности двух трансформаторов 110/35/10кВ мощностью 25000 кВА каждый. В случае отключения одного трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 170 процентов, что



недопустимо по требованиям ПУЭ и заводской документации трансформаторов. Необходим ввод ограничения режима потребления существующих потребителей.

По данным максимального часа (15-00 мск) зимнего контрольного замера 2016 года суммарная нагрузка трансформаторов ПС 110 кВ Изумрудная составила 42,03 МВА.

Отсутствует схемная возможность резервирования сети 10кВ со смежными центрами питания (подстанциями) по классу напряжения (все смежные подстанции имеют класс напряжения 6кВ), протяженности (минимальное расстояние более 6км по трассе).

Возможен режим перевода ВЛ 35 кВ Изумрудная — М. Падь на ПС 110 кВ Южная, однако данный режим требует ввода ограничений сверх сроков, установленных законодательством: в данном режиме при отключении одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Изумрудная нагрузка оставшегося в работе трансформатора 30,5 МВА, что приведет к перегрузке второго трансформатора на 18 процентов, что допускается на срок не более 2 часов, согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Кроме того, данный режим требует снижения надежности электроснабжения категорированных потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Южная.

В период с 2014 по 2017 годы по центру питания ПС 110 кВ Изумрудная заключено договоров в объеме 81,471 МВт, по центрам питания 35 кВ (ПС 35 кВ М. Падь и ПС 35 кВ Кузьмиха, запитанных от ПС 110 кВ Изумрудная) — 19,086 МВт. Из них максимальная мощность согласно действующим нереализованным договорам на технологическое присоединение составляет 35,319 МВт.

Согласно данным ежегодного сводного максимума нагрузок по ПС 110 кВ Изумрудная прирост нагрузки за последние 5 лет составил 31,4 МВА, таким образом среднегодовой прирост потребляемой мощности составляет 6,3 МВА.

Перспективная нагрузка за 2017-2019 годы по ПС 110 кВ Изумрудная в 2018 году в соответствии с нереализованными договорами технологического присоединения и с учетом естественного прироста составит 20,43 МВт. В случае отключения одного трансформатора загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 240 процентов при номинальной мощности трансформатора 25 МВА.

ПС 110 кВ Изумрудная образована в результате реконструкции ПС 35 кВ Изумрудная, при реконструкции ПС 35 кВ были использованы все внутренние и смежные территории. Соседние участки заняты производственными объектами сторонних организаций, с одной из сторон значительный перепад высот, что делает невозможным дальнейшую реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с увеличением установленной мощности.

В связи с тем, что новые центры нагрузок расположены на значительном удалении от ПС 110 кВ Изумрудная ее реконструкция нецелесообразна. Конфигурация существующей распределительной сети 10 кВ ПС 110 кВ Изумрудная и ПС 35 кВ Мельничная падь, а именно протяженности линий

электропередачи (длина кабельно-воздушной линии составляет более 15 км), общее количество ТП (более 350 ТП) и большое количество ТП на одном присоединении (в том числе потребительских), приводит к высоким техническим потерям на транспорт электроэнергии, снижению качества поставляемой электроэнергии конечному потребителю, аварийным отключениям большого количества потребителей с массовым отключением населения и ростом социальной напряженности (в 2015 году в ОАО «ИЭСК» поступило 19 жалоб из данного района, в 2016 году 12, в 2017 году — пять).

Требуется строительство нового центра питания (подстанции) в центре нагрузок с разделением протяженных линий, которое позволит сократить количество единовременно отключаемых абонентов и снизит социальную напряженность.

По заказу ОАО «ИЭСК» выполняется проектирование ПС 110 кВ Зеленый берег в центре существующих нагрузок.

Подключение ПС 110 кВ Зеленый берег предлагается выполнить от существующих ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС- Шелехово I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС- Шелехово II цепь с отпайками, принадлежащих ОАО «ИЭСК». Первым этапом предлагается перевести часть нагрузки по наиболее загруженному направлению с яч.16 ПС 110 кВ Изумрудная (порядка 4,0 МВА) на ПС 110 кВ Зеленый берег. Вторым этапом предлагается перевод и разделение питания наиболее протяженного направления питающего садоводства по тракту М. Падь (яч.10 от ПС 110 кВ Изумрудная) на ПС 110/35/10 Зеленый Берег, что обеспечит технологическое присоединение заявителей, в том числе по уровню напряжения 35 кВ (заявка ОГУЭП «Облкоммунэнерго» — ПС 35 кВ «Тролейбусник»). Этапность реализации и объем нагрузок уточняются при проектировании.

АО «Витимэнерго»:

41) Реконструкция ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская и ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артёмовская на участке, выполненном проводом марки АС-120, с заменой провода и деревянных опор на металлические;

Выполнение данного мероприятия необходимо в связи с тем, что 10,9 км данной ВЛ построены в деревянном исполнении с проводом сечением 120 кв. мм, а также ограничением пропускной способности ВЛ. Реализация мероприятия включена в проект инвестиционной программы АО «Витимэнерго» на 2018-2022 годы на 2020 год. Рекомендуются перенос срока на 2018 год.

42) Реконструкция устройств РЗА ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская;

Выполнение данного мероприятия необходимо так как в условиях аварийного отключения ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Мамакан с выделением на изолированную работу Мамаканской ГЭС с ПС 110 кВ Бодабинская, в зимний период в связи с малой генерацией Мамаканской

(низкая приточность водохранилища Мамаканской ГЭС) происходит срабатывание устройств АЧР и снижение максимально допустимого перетока в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» до 44 МВт без БСК на ПС 220 кВ Северобайкальск или 54 МВт при включенной БСК-1(2) на ПС 220 кВ Северобайкальск.

Для реализации мероприятия необходима проработка вопроса возможности реконструкции устройств релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС - Артемовская.

43) Установка БСК мощностью 30Мвар на ПС Бодайбинского района.

Обоснование необходимости выполнения мероприятия представлено в разделе IV-20.1.1.

ОАО «РЖД»:

- 44) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Кежемская с заменой двух тяговых трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА. Установка УПК, замена защит 110 кВ;
- 45) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Коршуниха с заменой двух тяговых трансформаторов 20 МВА на 40 МВА и установка УПК;
- 46) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Чукша с заменой двух тяговых трансформаторов 20 МВА на 40 МВА и установка УПК;
- 47) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Черная с заменой тягового трансформатора 20 МВА на 40 МВА и установка УПК;
- 48) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Невельская с заменой тягового трансформатора 25 МВА на 40 МВА и установка УПК;
- 49) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Усть-Кут с заменой двух тяговых трансформаторов 25 МВА на 40 МВА, замена защит 110 кВ;
- 50) Техническое перевооружение ТП Хребтовая с заменой тягового трансформатора 25 МВА на 40 МВА. Установка УПК, замена защиты 110 кВ;
- 51) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Ручей. Технологическое присоединение к сетям ОАО «ИЭСК»;
- 52) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Семигорск с заменой двух тяговых трансформаторов 25 МВА на 40 МВА, замена защиты 110 кВ;

- 53) Техническое перевооружение ПС 110 кВ Зяба с заменой двух тяговых трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, замена защит 110 кВ;
- 54) Техническое перевооружение ОРУ-220 кВ тяговой подстанции Якурим с заменой выключателей и защит 220 кВ (2017 год);
- 55) Техническое перевооружение ОРУ-220 кВ тяговой подстанции Ния с заменой на трансформатор ОРДТНЖ-25000/220 и защит 220 кВ (2017 год);
- 56) Техническое перевооружение ОРУ-220 кВ тяговой подстанции Звездная с заменой защит 220 кВ (2017 год);
- 57) Техническое перевооружение ОРУ-220 кВ тяговой подстанции Улькан с заменой трансформатора и элегазовых выключателей 220 кВ (2019 год);
- 58) Техническое перевооружение ОРУ-220 кВ тяговой подстанции Кунерма с заменой трансформатора и элегазовых выключателей 220 кВ (2019 год);
- 59) Строительство ПС 220 кВ Чудничный с отпайками от ВЛ 220 кВ Якурим — Ния и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Звездная;
- 60) Строительство ПС 220 кВ Небель с отпайками от ВЛ 220 кВ Звездная — Киренга и ВЛ 220 кВ Ния — Киренга;

Выполнение данных мероприятий запланировано для обеспечения планируемого роста пропускных и провозных способностей по Северному ходу ВСЖД (БАМ) в рамках реализации программы по «Модернизация железнодорожной инфраструктуры Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожной магистралей с развитием пропускных и провозных способностей» и включено в утвержденные технические условия на технологическое присоединение.

## IV–7. ПРОГНОЗ РОСТА ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

### IV–7.1. Ветроэнергетика

Потенциал развития генерации электроэнергии на ветрогенерирующих установках можно оценить по рисунку 33.

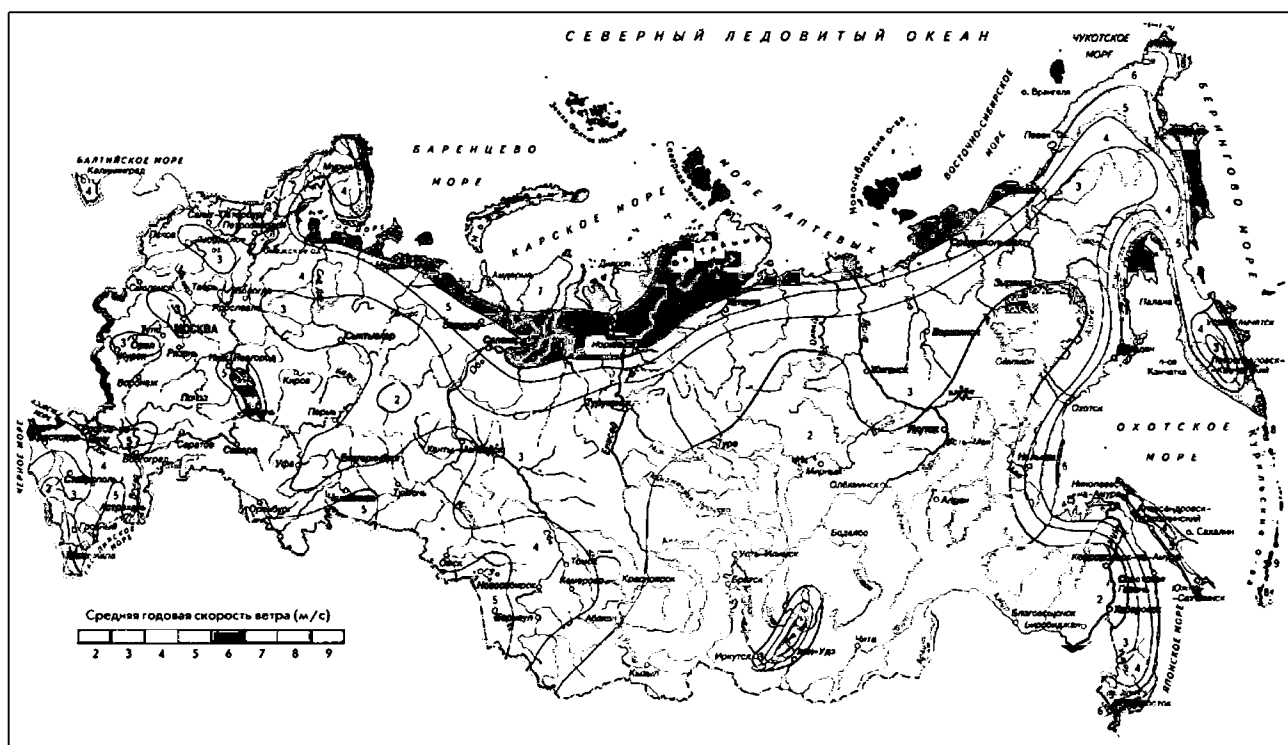


Рисунок 40. Распределение среднегодовой скорости ветров на территории России, м/с

В соответствии с представленным распределением удельного ветропотенциала территория, Иркутской области относится к территориям с низкой эффективностью использования ветрогенерирующих установок. Исходя из показателей ветроэнергетического потенциала, предпосылки его использования на цели энергоснабжения имеются только в Ольхонском районе (наилучшие показатели наблюдаются в п. Онгурен, где среднегодовые скорости ветра составляют около 5-6 м/с.). Это практически единственное место на территории области, где экономически оправдано использование ветропотенциала на цели энергетики.

### IV–7.2. Солнечная энергетика

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетики в Иркутской области

определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, от погоды и времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли.

На рисунке 34 приведена карта суммарной солнечной радиации в день на территории Российской Федерации.



Рисунок 41. Поток солнечной радиации, приходящийся на  $\text{м}^2$  за один день на территории Российской Федерации

По приведенной выше карте можно отметить, что по территории Иркутской области суммарная солнечная радиация на  $1 \text{ м}^2$  в течение дня распределяется следующим образом: в северо-восточной части — от 3,0 до 3,5  $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ , на северо-западе и севере области — от 3,5 до 4,0  $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ , в центральной, южной и юго-западных частях — от 4,0 до 4,5  $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ . При этом продолжительность солнечного сияния по территории Иркутской области составляет от 1 700 до 2 000 часов в год, а на юге области — более 2 000 часов в год. Карта продолжительности сияния приведена на рисунке 35.

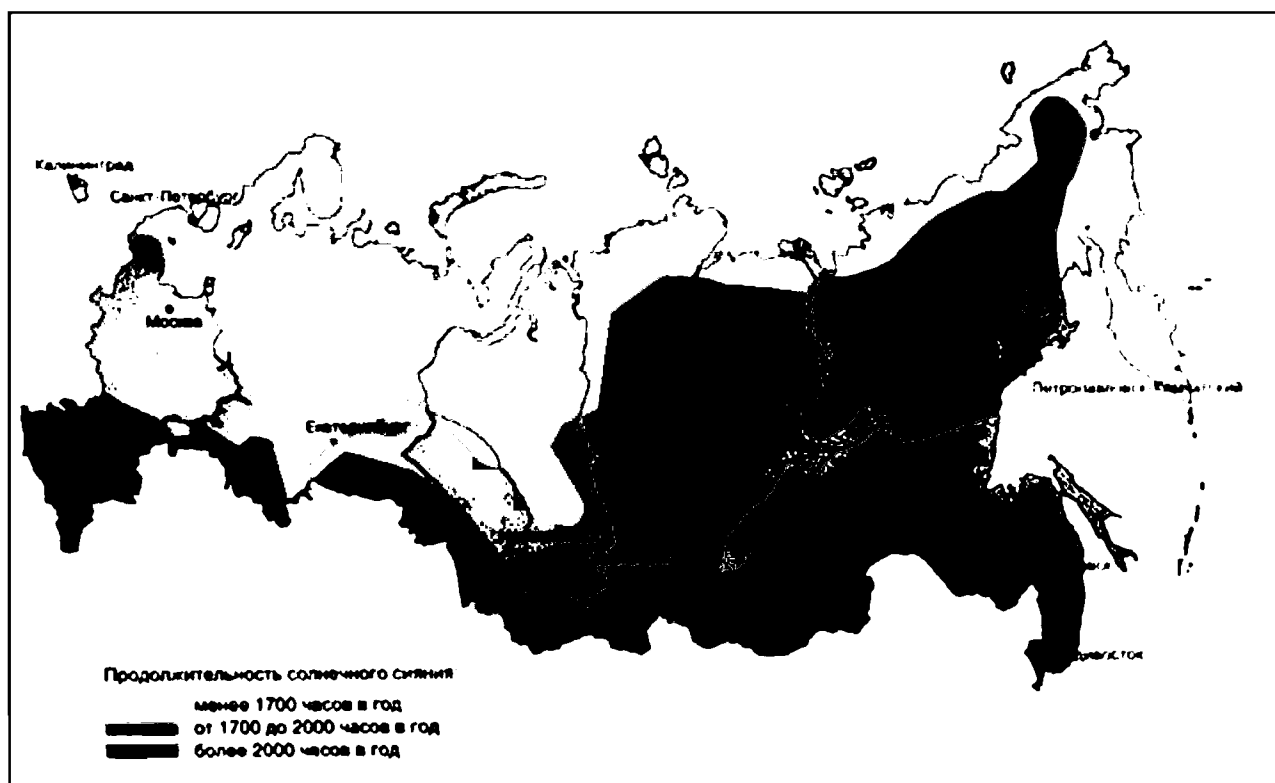


Рисунок 42. Продолжительность солнечного сияния на территории Российской Федерации

По приведенным картам можно оценить эффективность использования генерирующих установок на основе солнечных батарей как достаточно высокую, на основании чего ООО «МРЦ Энергохолдинг» реализует в Иркутской области проект «Заря СЭС» с началом реализации в 2018 году. Данный проект включен в Схему и программу развития ЕЭС России на 2017-2023 годы. Планируемая установленная мощность генерирующих установок составляет 15 МВт.

Плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности проекта ООО «МРЦ Энергохолдинг» составляет 106 194 руб./кВт, что гораздо выше стоимости получения электроэнергии на традиционных генерирующих установках.

В то же время некоторые районы Иркутской области обладают сравнительно хорошим потенциалом для строительства СЭС. Строительство таких электростанций может быть оправдано в целях обеспечения электроэнергией удалённых районов, где отсутствует возможность строительства традиционных источников электроэнергии и затруднено подключение к сетям централизованного энергоснабжения.

Однако, в настоящее время использование солнечного излучения на цели как тепло-, так и электроснабжения потребителей не является экономически целесообразным в силу капиталоемкости солнечных коллекторов и фотоэлектрических преобразователей. При существенном снижении стоимости оборудования по производству электроэнергии на основе энергии солнечного излучения, а также снижения стоимости сопутствующей инфраструктуры для

хранения выработанной электроэнергии возможно появление механизмов окупаемости капиталовложений.

#### IV–7.3. Биоэнергетика

Данный сегмент возобновляемых источников энергии при производстве электрической и тепловой энергии в качестве сырья использует биотопливо — топливо, получаемое из биологического сырья. По типу исходного сырья различают три вида биотоплива: биологические отходы, лигноцеллюлозные соединения и водоросли.

Из биотоплива первого поколения наиболее перспективным направлением является использование леса. В связи с тем, что в Иркутской области посевные площади растений, отходы которых могут быть использованы для производства биотоплива, не достаточно велики, как и поголовье крупного рогатого скота, свиней и птицы, то использование данного типа сырья для выработки электроэнергии в промышленных масштабах не является перспективным.

Для биотоплива второго поколения требуются достаточно большие посевные площади. Но в Иркутской области распространены следующие виды почв: под лесным массивом и водораздельных пространствах преимущественно слабоподзолистая почва (глубина около 10 см), а под пашней серые деградированные почвы (почва с ухудшенным плодородием). В лесостепных районах Иркутской области на карбонатных породах (преобладание минералов кальцита и доломита на глубине до 1 000 метров) расположены дерново-карбонатные почвы (содержат большое количество гумуса). На открытых южных склонах встречаются маломощные выщелоченные черноземы. На низменных участках преобладание засоленных почв (большое количество минеральных солей). В связи с малой площадью пригодных для высокоэффективного земледелия (по сравнению с черноземными регионами) получение биотоплива второго поколения на территории Иркутской области не имеет перспективы.

Биотопливо третьего поколения получается из специальных водорослей с высоким содержанием масла. Такие виды водорослей очень чувствительны к низкой температуре и требуют высокую температуру для активного роста. В условиях затяжной зимы и среднегодовой температуры на уровне 0 °С данная технология в открытых водоемах не может быть применена.

#### IV–7.4. Гидроэнергетика

На территории Иркутской области общие потенциальные запасы гидроэнергоресурсов оцениваются в 200-250 млрд кВт·ч/год, в том числе технически возможных к использованию примерно в 190 млрд кВт·ч/год. В настоящее время вовлечена в оборот только треть имеющихся гидроресурсов. Однако, с завершением строительства Иркутской, Братской, Усть-Илимской и Богучанской ГЭС в хозяйственный оборот были вовлечены наиболее эффективные гидроэнергоресурсы Ангары. Оставшийся гидроэнергетический



потенциал может быть использован только в отдаленной перспективе, путем строительства средних и малых ГЭС на притоках Ангары, реках бассейна Лены и Нижней Тунгуски.

Большое количество гидроресурсов Иркутской области позволяет сделать вывод о высоком приоритете над другими возобновляемыми источниками энергии для условий Иркутской области сооружение малых гидроэлектростанций (МГЭС) различных типов в зависимости от рельефа местности и уклона русел рассматриваемых рек. Существуют предпроектные проработки размещения МГЭС деривационного и руслового типа в районах: Казачинско-Ленском, Усть-Кутском и Тофаларии. Однако, в каждом случае необходимо предварительное технико-экономическое обоснование целесообразности сооружения МГЭС. При этом может быть целесообразно сооружение как бесплотинных МГЭС (деривационных и русловых), так и плотинных мощностью до нескольких мегаватт, рассчитанных на пропуск основной части весеннего паводка и сглаживание пиков летних и осенних паводков.

В настоящее время возведение небольших гидроэлектростанций сдерживается целым рядом причин. Во-первых, в Приангарье уже имеется избыток энергомощностей. Во-вторых, отсутствуют инвестиционные ресурсы, необходимые для строительства новых ГЭС. В-третьих, технико-экономические показатели небольших гидроэлектростанций (в сравнении с ГЭС Ангарского каскада) существенно ниже.

#### **IV–8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА 5-ЛЕТНИЙ ПЕРИОД**

С целью выявления возможных балансовых дефицитов или избытков, определяющих требования к развитию основных электрических сетей, в соответствии с ожидаемой потребностью в мощности и электрической энергии с учетом прогнозируемых наиболее вероятных вводов мощности на электростанциях, формируется баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Иркутской области на час прохождения собственного максимума нагрузки; кроме того, отражены дополнительные вводы мощностей в рассматриваемой перспективе.

Динамика баланса мощности энергосистемы Иркутской области на период до 2022 года (на основе прогноза потребления системного оператора) представлена в таблице 63.

Таблица 63. Перспективные балансы мощности энергосистемы Иркутской области, МВт

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Максимум нагрузки	7863	7889	8304	8591	8829	9029
Установленная мощность на конец года	13162,1	13177,1	13177,1	13098,1	13098,1	13098,1
ГЭС, в том числе:	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4	9088,4
ГЭС ПАО «Иркутскэнерго», в т. ч.:	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4	9002,4
Иркутская ГЭС	662,4	662,4	662,4	662,4	662,4	662,4
Братская ГЭС	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Усть-Илимская ГЭС	3840	3840	3840	3840	3840	3840
ГЭС других ведомств, в т. ч.:	86	86	86	86	86	86
Мамаканская ГЭС	86	86	86	86	86	86
ТЭС, в том числе:	4073,7	4073,7	4073,7	3994,7	3994,7	3994,7
ТЭС ПАО «Иркутскэнерго», в т. ч.:	3892,3	3892,3	3892,3	3813,3	3813,3	3813,3
Иркутская ТЭЦ-6	270	270	270	270	270	270
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	12	12	12	12	12	12
Иркутская ТЭЦ-9	540	540	540	540	540	540
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	79	79	79	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-10	1110	1110	1110	1110	1110	1110
Иркутская ТЭЦ-11	350,3	350,3	350,3	350,3	350,3	350,3
Иркутская ТЭЦ-12	12	12	12	12	12	12
Иркутская ТЭЦ-16	18	18	18	18	18	18
Ново-Иркутская ТЭЦ	708	708	708	708	708	708
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	18	18	18	18	18	18
Ново-Зиминская ТЭЦ	260	260	260	260	260	260
Усть-Илимская ТЭЦ	515	515	515	515	515	515
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	24	24	24	24	24	24
Электростанции промышленных предприятий, в т. ч.:	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4	157,4
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Братске	113	113	113	113	113	113
ТЭС филиала ОАО «Группа «Илим» в городе Усть-Илимске	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
ВИЭ, в том числе:	0	15	15	15	15	15
Заря СЭС ООО «МРЦ Энергохолдинг»	0	15	15	15	15	15

Прогнозная располагаемая мощность электростанций Иркутской области	10428,0	10428,0	10428,0	10349,0	10349,0	10349,0
ГЭС, в том числе:	6539,0	6539,0	6539,0	6539,0	6539,0	6539,0
Иркутская ГЭС	326,0	326,0	326,0	326,0	326,0	326,0
Братская ГЭС	4202,0	4202,0	4202,0	4202,0	4202,0	4202,0
Усть-Илимская ГЭС	1995,0	1995,0	1995,0	1995,0	1995,0	1995,0
Мамаканская ГЭС	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
ТЭС, в том числе:	3889	3889	3889	3810	3810	3810
Иркутская ТЭЦ-6	260	260	260	260	260	260
Участок ТИиТС Иркутской ТЭЦ-6	11	11	11	11	11	11
Иркутская ТЭЦ-9	540	540	540	540	540	540
Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	79	79	79	0	0	0
Иркутская ТЭЦ-10	1110	1110	1110	1110	1110	1110
Иркутская ТЭЦ-11	315,3	315,3	315,3	315,3	315,3	315,3
Иркутская ТЭЦ-12	11	11	11	11	11	11
Иркутская ТЭЦ-16	18	18	18	18	18	18
Ново-Иркутская ТЭЦ	708	708	708	708	708	708
Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Ново-Зиминская ТЭЦ	260	260	260	260	260	260
Усть-Илимская ТЭЦ	450	450	450	450	450	450
ТЭЦ ООО «Теплоснабжение»	11	11	11	11	11	11
Электростанции промышленных предприятий	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6	98,6
Ограничения мощности (на час максимума нагрузки), в том числе:	2734,1	2734,1	2734,1	2734,1	2734,1	2734,1
ГЭС	2549,4	2549,4	2549,4	2549,4	2549,4	2549,4
ТЭС	184,7	184,7	184,7	184,7	184,7	184,7
ВИЭ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Избыток (+) / Дефицит (-)	2565,0	2539,0	2124,0	1758,0	1520,0	1320,0

Баланс электрической энергии до 2022 года представлен в таблице 64.

Таблица 64. Перспективные балансы электрической энергии энергосистемы Иркутской области, млн кВт·ч

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление	52682	52918	55625	57846	59396	60766
Выработка, в т. ч.:	46738	56575	57025	57567	57704	57849
ГЭС ПАО «Иркутскэнерго»	35387	46004	46004	46004	46004	46004
Мамаканская ГЭС	356	356	356	356	356	356
ТЭС ПАО «Иркутскэнерго»	10163	9383	9806	10348	10485	10630
Электростанции промышленных предприятий и розничного рынка	832	832	832	832	832	832
ВИЭ	0	0	27	27	27	27
Сальдо-переток	5944	-3657	-1400	279	1692	2917

В соответствии с представленным прогнозом баланс мощности и электроэнергии Иркутской энергосистемы в 2017 году имеет дефицит электроэнергии в объеме 5 944 млн кВт·ч., что связано с объемом выработки на гидроэлектростанциях, определяемой в первую очередь гидрологической обстановкой. Начиная с 2018 года выработка на ГЭС стабилизируется на уровне 46 360 млн кВт·ч — изменения баланса электроэнергии Иркутской энергосистемы будут связаны в первую очередь с изменением объема производства электроэнергии на ТЭС.

#### IV–9. ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОЙ БАЛАНСОВОЙ СИТУАЦИИ (ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ) НА 5-ЛЕТНИЙ ПЕРИОД

Расходная часть баланса электрической энергии и мощности учитывает естественный рост электропотребления существующих потребителей и появление новых энергоемких потребителей, таких как Сибирский электрометаллургический завод в Братске (ЗАО «СЭМЗ»), Тайшетский алюминиевый завод ОК «РУСАЛ», нефтеперекачивающих станций, новых золоторудных месторождений в Бодайбинском районе (Вернинское, Голец Высочайший, Угаханский, Чертово Корыто), увеличение потребления ОАО «РЖД».

В 2017 году наблюдается положительное значение сальдо-перетока электроэнергии, связанное с гидрологической обстановкой. Рост производства электроэнергии в 2018 году прогнозируется в объеме 9 837 млн кВт·ч., рост потребления электроэнергии прогнозируется в объеме 236 млн кВт·ч, в связи с чем начиная с 2018 года прогнозируется изменение направления перетоков электроэнергии в пользу выдачи в соседние энергосистемы. Значение выработки на ТЭС изменяется незначительно, рост суммарной выработки может быть связан с возрастом объема выработки ГЭС в объем значений характерных для благоприятной гидрологической обстановки. Начиная с 2020 года в связи с ростом электропотребления в объеме 2 221 млн кВт·ч по сравнению с 2019 годом значение сальдо-перетока электроэнергии становится

положительным. Прогнозируемый рост электропотребления к концу 2022 года относительно 2017 года составляет 8 084 млн кВт·ч или 15,34 процента. Энергосистема Иркутской области становится энергодефицитной и сохраняет положительное значение сальдо-перетока электроэнергии за пределами горизонта СиПР. Покрытие дефицита электроэнергии будет осуществляться за счет перетоков из соседних энергосистем.

**IV–10. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ. СРОКИ ВВОДА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 кВ И ВЫШЕ ПРИНИМАЮТСЯ В СООТВЕТСТВИИ СО СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЭС РОССИИ НА РАССМАТРИВАЕМЫЙ ПЕРИОД**

**IV–10.1. Режимы работы энергосистемы Иркутской области до 2022 года**

Расчеты электрических режимов проводились для перспективных зимних и летних схемно-балансовых ситуаций в режимах максимальных нагрузок. Указанные расчетные режимы представлены в Приложении V в графическом виде.

**IV–10.2. Мероприятия, необходимые для технологического подключения новых потребителей энергосистемы Иркутской области**

В данном разделе приведены мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для технологического подключения новых потребителей энергосистемы Иркутской области на перспективу развития сети до 2022 года и проведен их анализ.

**IV–10.2.1. Подключение энергопринимающих устройств ОАО «Ангарский завод полимеров»**

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение в качестве источника внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ОАО «Ангарский завод полимеров» предусмотрено сооружение новой ПС 110 кВ ГПП 110/6 кВ. Суммарная максимальная мощность энергопринимающих устройств составляет 96,6 МВт.

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение ввод указанных потребителей осуществляется после выполнения следующих мероприятий:

- 1) Строительство ГПП 110/6 кВ с 2-мя силовыми трансформаторами мощностью 80 МВА каждый.
- 2) Строительство шлейфовых заходов ВЛ 110 кВ УП-15 — УП-12 I цепь на РУ 110 кВ ГПП.

После подключения данных устройств, токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ УП-15 не превышает длительно допустимую для нормальной схемы сети. При

аварийном отключении АТ-1 ПС 220 кВ УП-15 токовая загрузка ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9-УП-10, ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — УП-12 не превышает длительно допустимую.

Объем мероприятий, предусмотренных в ТУ является достаточным для обеспечения надежного внешнего электроснабжения потребителей.







#### **IV–10.2.2. Подключение сталеплавильного завода в городе Братск (ПС 220 кВ СЭМЗ)**

В соответствии с утвержденной документацией в качестве источника внешнего энергоснабжения потребителей сталеплавильного завода в городе Братск предполагается ПС 220 кВ СЭМЗ.

Подключение ПС 220 кВ СЭМЗ к электрической сети Иркутской энергосистемы планируется следующим образом:

- 1) демонтаж отпайки ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 2 на ПС 220 кВ Заводская с последующей реконструкцией вновь образовавшейся ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — НПС-4;
- 2) строительство ПС 220 кВ СЭМЗ, 2×40 МВА;
- 3) сооружение отпаяк ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская № 1 (2) на ПС 220 кВ СЭМЗ;
- 4) перефиксация существующий ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — НПС-4 на 2 секцию 220 кВ Братской ГЭС.



При проведении расчетов электрических режимов нагрузка ПС 220 кВ СЭМЗ учитывалась следующим образом (см. табл. 65).

Таблица 65. Нагрузка ПС 220 кВ СЭМЗ

Год	2018	2019	2020	2021	2022
Прирост, МВт	0	0	0	0	0
Общая нагрузка, МВт	90	90	90	90	90

Анализ результатов расчетов электрических режимов в нормальной и ремонтных схемах сети показал, что в случае реализации мероприятий, приведенных в данном разделе, параметры электроэнергетического режима находятся в области допустимых значений. Объем мероприятий, предусмотренных в ТУ является достаточным для обеспечения надежного внешнего электроснабжения потребителей сталеплавильного завода в городе Братске.

#### IV–10.2.3. Обеспечение возможности технологического присоединения ООО «Транснефть-Восток» (ВСТО)

Для электроснабжения нефтеперекачивающих станций (НПС) ООО «Транснефть-Восток» (ВСТО) предполагается строительство от следующих ПС 220 кВ:

- 1) ПС 220 кВ НПС-2;
- 2) ПС 220 кВ НПС-3;
- 3) ПС 220 кВ НПС-5;
- 4) ПС 220 кВ НПС-6;
- 5) ПС 220 кВ НПС-7;
- 6) ПС 220 кВ НПС-8;
- 7) ПС 220 кВ НПС-9.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение указанных энергообъектов обеспечение возможности технологического присоединения последних будет осуществляться путем следующих сетевых мероприятий:

- 1) реконструкция ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1 и № 2, 2×250 км:  
– в 2017 году: достройка участка ВЛ от ПС 220 кВ Пеледуй до ВЛ 110 кВ НПС-8 — НПС-10 (в габаритах 220 кВ) с образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1, № 2 и ВЛ 220 кВ НПС-8 — НПС-9 № 1, № 2;
- 2) строительство ВЛ 220 кВ Усть-Кут — НПС-6 № 1 и № 2, 61,782 и 61,85 км;
- 3) строительство ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 500 кВ и ВЛ 220 кВ;
- 4) строительство ВЛ 220 кВ НПС-6 — НПС-7 № 1 и № 2, 2×140 км;
- 5) строительство ПС 220 кВ НПС-9, 2×40 МВА;
- 6) строительство ПС 220 кВ НПС-8, 2×40 МВА;
- 7) строительство ПС 220 кВ НПС-6, 2×40 МВА;
- 8) строительство ПС 220 кВ НПС-7, 2×40 МВА;

- 9) строительство ВЛ 220 кВ Братский ПП — НПС-3 № 1 и № 2, 31,35 и 31,6 км;
- 10) расширение ОРУ 220 кВ Братского ПП 500 кВ на две ячейки;
- 11) строительство ПС 220 кВ НПС-3, 2×40 МВА;
- 12) сооружение ВЛ 220 кВ НПС-3 — НПС-2 № 1 и № 2, 2×110 км;
- 13) строительство ПС 220 кВ НПС-2, 2×40 МВА;
- 14) строительство ВЛ 220 кВ Коршуниха — НПС-5 I и II цепь, 2×11 км;
- 15) ПС 220 кВ НПС-5, 2×25 МВА;
- 16) установка трансформатора 220/35 кВ на ПС 500 кВ Озерная — 1×63 МВА.

При проведении расчетов электрических режимов нагрузка ПС ВСТО учитывалась в соответствии с данными, представленными в таблице 66. При проведении расчетов электрических режимов, в связи с неравномерностью максимумов нагрузки НПС, величина потребляемой мощности на указанных подстанциях была принята равной  $0,92 \cdot P_{\max}$ .

Таблица 66. Нагрузка энергообъектов ВСТО, МВт

Энергообъект	2018	2019	2020	2021	2022
ПС 35 кВ НПС-1	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2
ПС 220 кВ НПС-2	0,0	25,0	25,0	25,0	25,0
ПС 220 кВ НПС-3	23,1	23,1	23,1	23,1	23,1
ПС 220 кВ НПС-4	22,1	22,1	22,1	22,1	22,1
ПС 220 кВ НПС-5	0,0	23,6	23,6	23,6	23,6
ПС 220 кВ НПС-6	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7
ПС 220 кВ НПС-7	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
ПС 220 кВ НПС-8	19,4	23,9	23,9	23,9	23,9
ПС 220 кВ НПС-9	6,1	23,3	23,3	23,3	23,3

По результатам анализа расчетов электрических режимов для нормальной и основных ремонтных схем выявлена необходимость установки реакторов на ПС 220 кВ НПС-9. В соответствии с проектной документацией по титулу «Расширение трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» на участке ГНПС «Тайшет» — НПС «Сковородино» до 80 млн тонн в год. Схемой внешнего электроснабжения НПС-9 предусматривается установка двух управляемых шунтирующих реакторов установленной мощностью 25 Мвар каждый. При условии поддержания напряжения на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Пеледуй на уровне 230 кВ за счет связи с энергосистемой Якутии установка реакторов не требуется.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение планируется увеличение максимальной мощности по существующим ПС 35 кВ ГНПС-1 «Тайшет» (НПС-1) и ПС 220 кВ НПС-4.

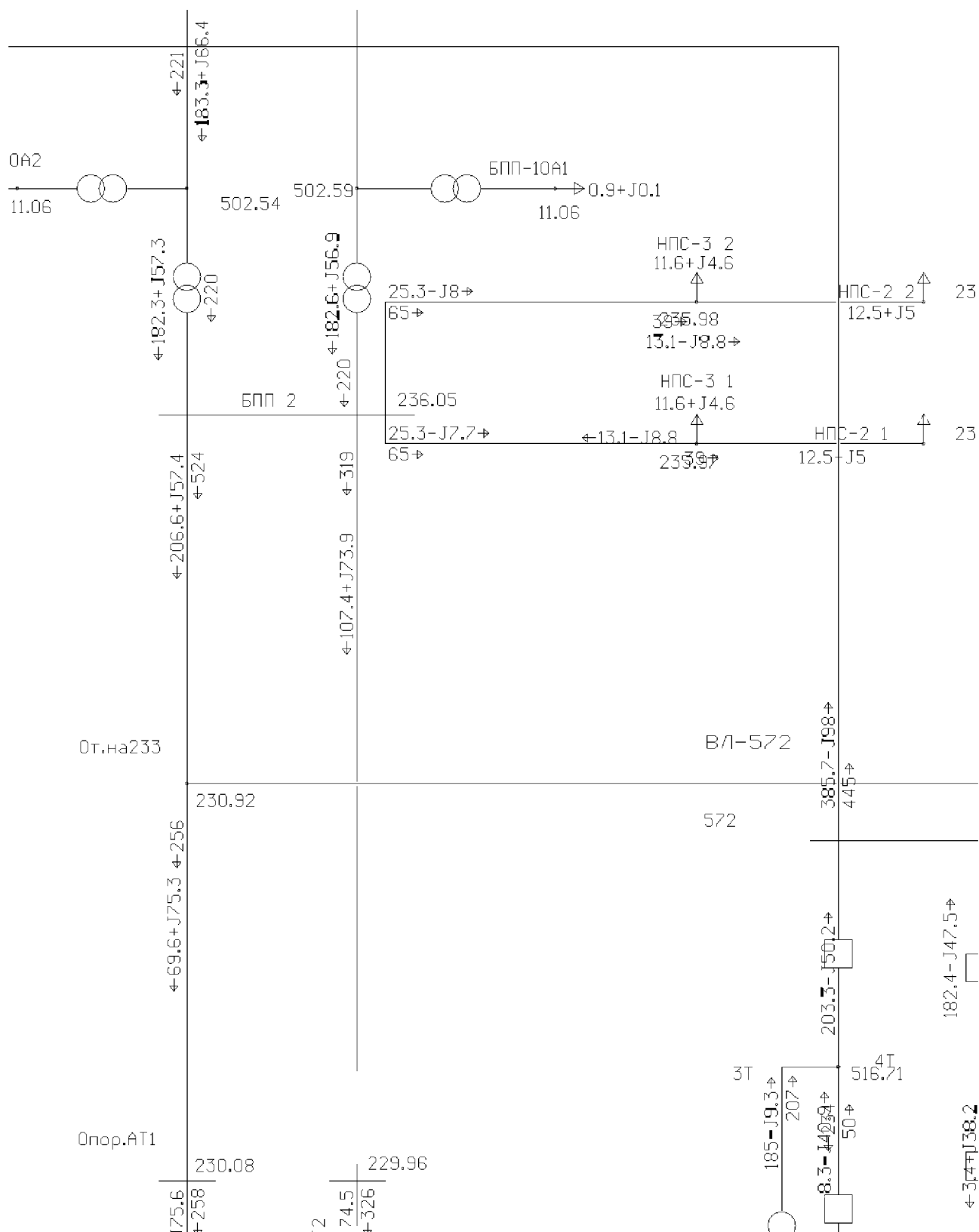


Рисунок 46. Схема внешнего электроснабжения ПС 220 кВ НПС-2 и ПС 220 кВ НПС-3 на перспективу развития сети до 2022 года



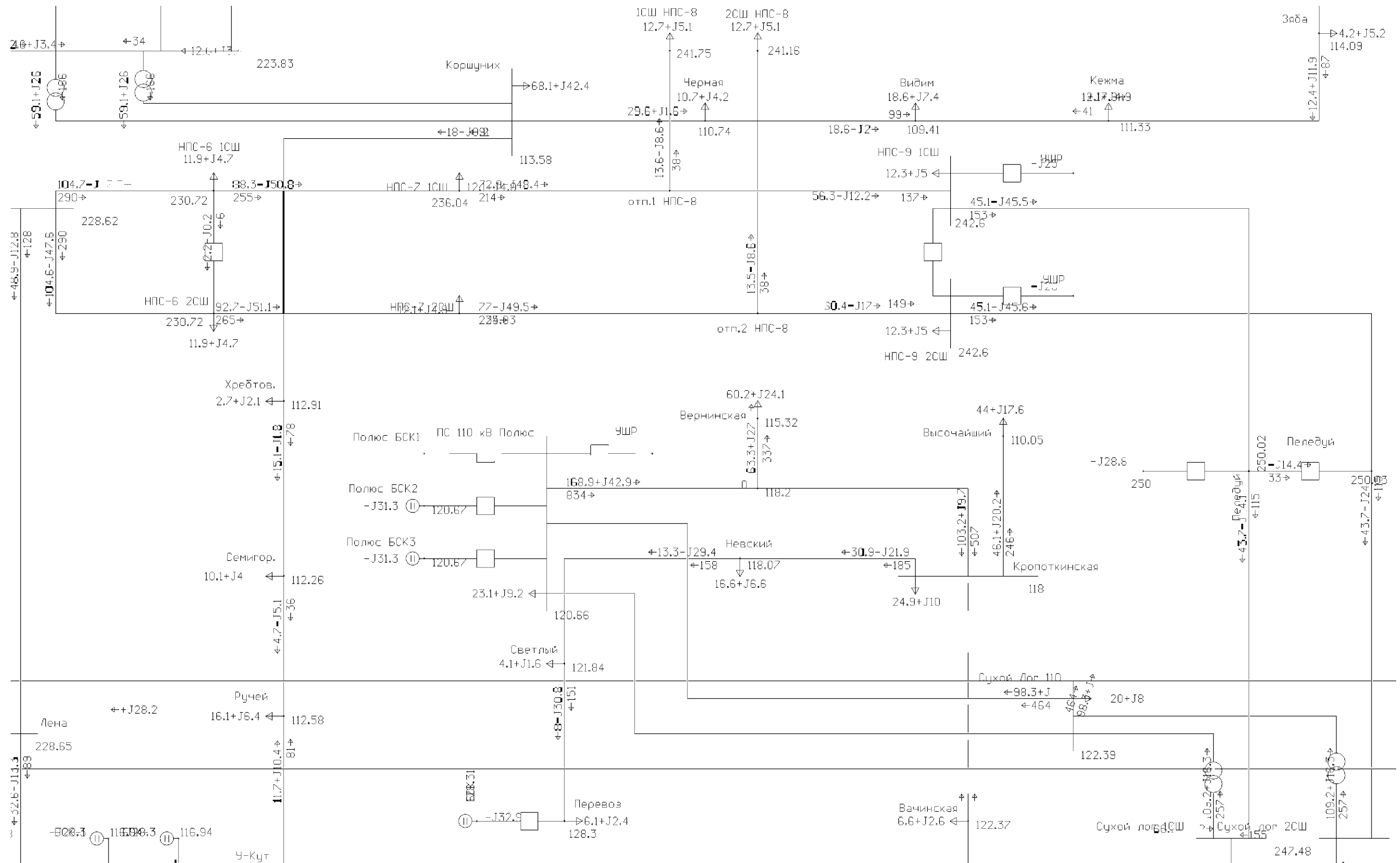


Рисунок 48. Схема внешнего электроснабжения ПС 220 кВ НПС-6, ПС 220 кВ НПС-7, ПС 220 кВ НПС-8 и ПС 220 кВ НПС-9 на перспективу развития сети до 2022 года. Режим летних максимальных нагрузок

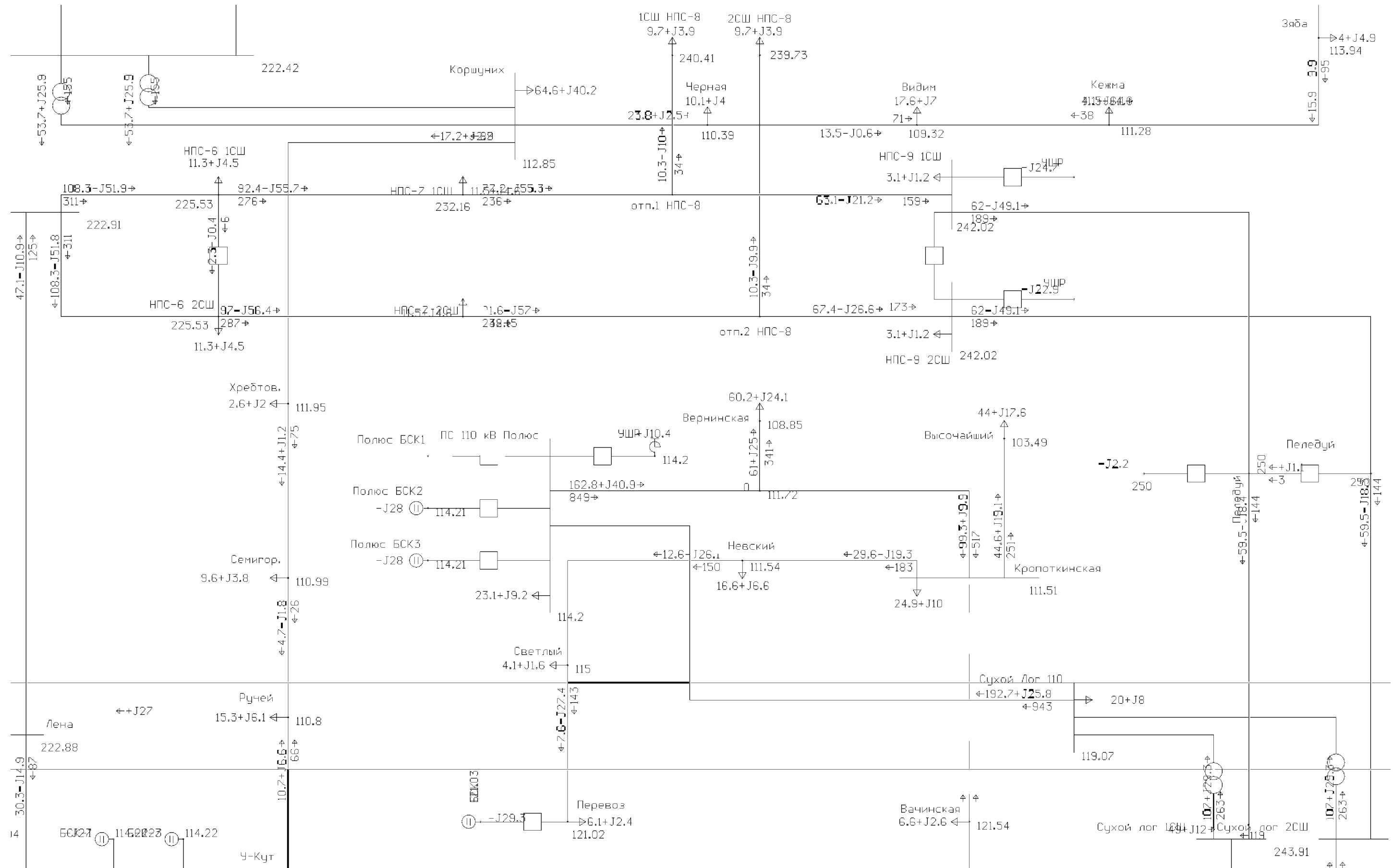


Рисунок 49. Схема внешнего электроснабжения ПС 220 кВ НПС-6, ПС 220 кВ НПС-7, ПС 220 кВ НПС-8 и ПС 220 кВ НПС-9. Режим летних максимальных нагрузок 2018 года. Реакторы на ПС 220 кВ НПС-9 включены



#### **IV–10.2.4. Обеспечение возможности технологического присоединения потребителей Слюдянского района Иркутской области, Тункинского и Окинского районов Республики Бурятия**

Основными центрами электропитания данных энергорайонов являются ПС 220 кВ Слюдянка и ПС 220 кВ Шелехово, а основным потребителем электроэнергии — ОАО «РЖД». Переток по АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Слюдянка зависит от направления и величины перетока по электропередаче Иркутск — Бурятия (в сторону Бурятии и в сторону Иркутска).

Расчеты проведены с учетом поданной заявки Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» №2627и-ЖДЭ от 31.03.2017 года с увеличением величины максимальной мощности по ПС 220 кВ Слюдянка на 33,77 МВт. С учетом коэффициента неравномерности тяговой нагрузки и характеристики подключаемой нагрузки, дополнительная нагрузка определена величиной 25 МВт.

Анализ результатов расчетов электрических режимов показал, что при ремонте АТ-1 220/110 кВ наблюдается загрузка оставшегося в работе АТ-2 на уровне 130 процентов (204 А), что допустимо при температурах ниже -20 градусов.

Анализ результатов расчетов при отключении АТ-1 на ПС 220 кВ Слюдянка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха в режиме зимних максимальных нагрузок показал загрузку оставшегося в работе АТ-2 на ПС 220 кВ Слюдянка на 156,1 процента (245 А). С учетом допустимого коэффициента аварийной перегрузки, работа АТ-2 допустима на время не более 20 минут.

По информации от Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД», на ПС 220 кВ Слюдянка планируется замена АТ-2 63 МВА на АТ 125 МВА в 2018 году. Данное мероприятие позволяет избежать работы оборудования в недопустимых режимах.

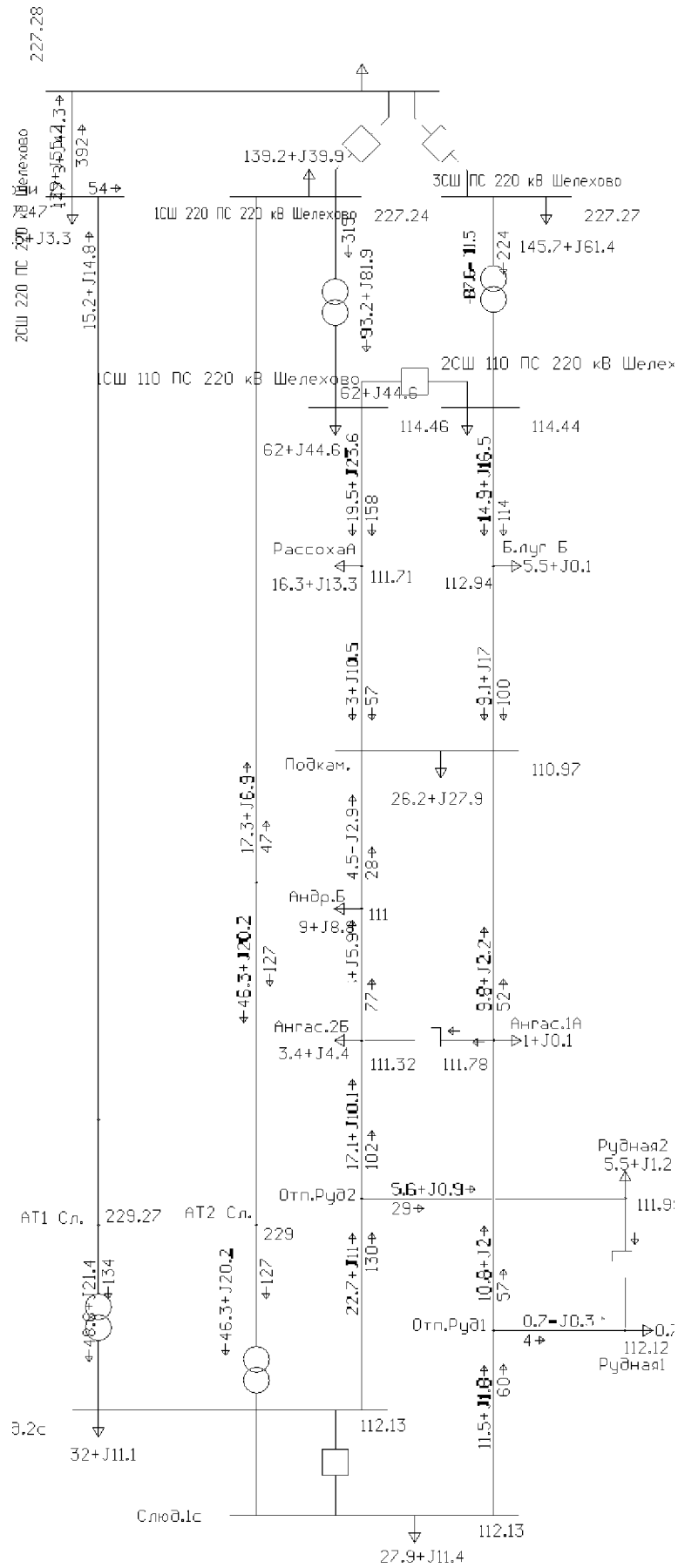


Рисунок 50. Загрузка АТ ПС 220 кВ Слюдянка в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года

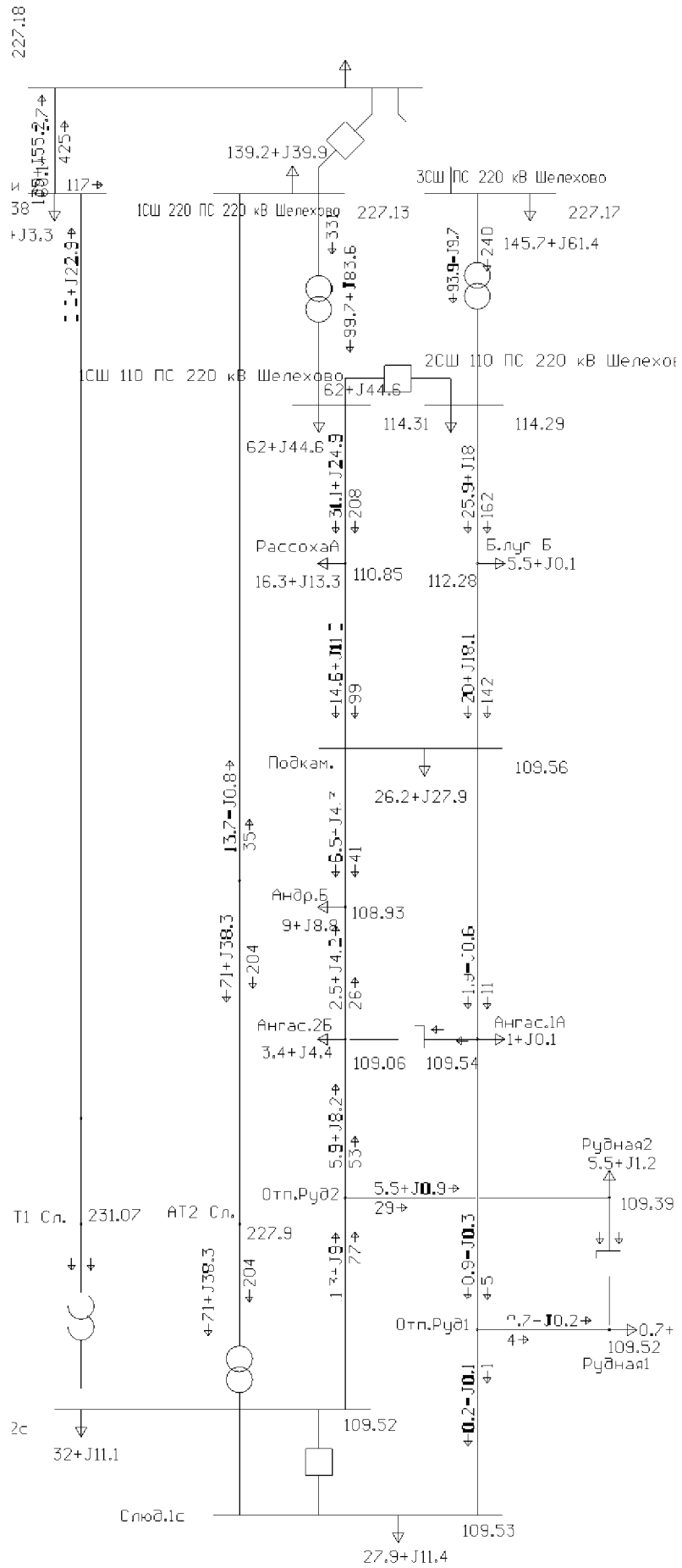


Рисунок 51. Загрузка АТ ПС 220 кВ Слюдянка в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года

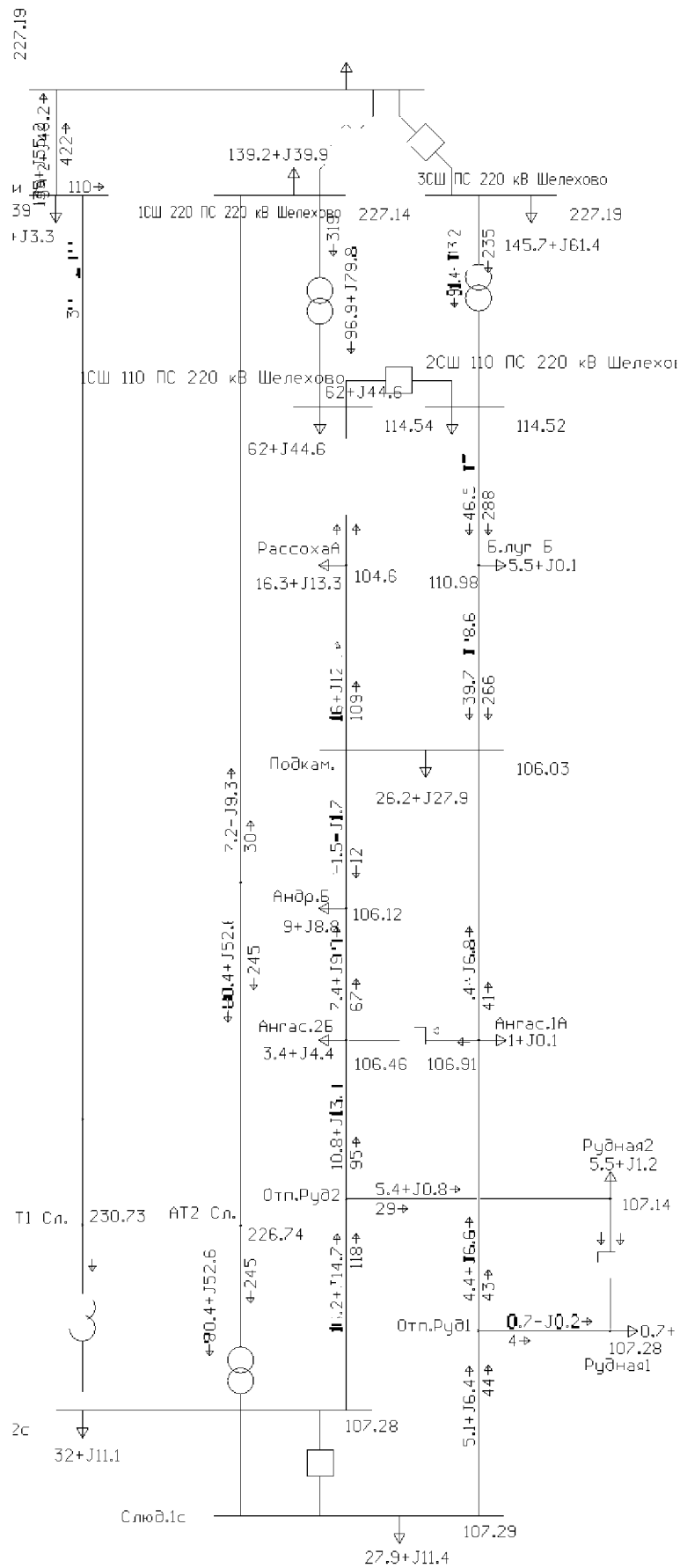


Рисунок 52. Аварийное отключение АТ1 ПС 220 кВ Слюдянка в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг (ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха) в режиме зимних максимальных нагрузок

#### IV–10.2.5. Обеспечение возможности развития БАМ и Восточного полигона ОАО «РЖД»

С целью обеспечения выполнения Федеральной инвестиционной программы «Техническое перевооружение и усиление объектов электроснабжения» на участке «Тайшет — Таксимо» Желдорэнерго были направлены заявки в адрес ОАО «ИЭСК» на технологическое присоединение для транзитов РЖД и следующих тяговых подстанций:

- 1) Заявка «Желдорэнерго» — филиал ООО «Энергопромсбыт» № 6230и-ЖДЭ от 28.07.2015: увеличение максимальной мощности по транзиту 110 кВ «Тайшет — Опорная» на 19550 кВт. ПС транзита: ПС 110 кВ Чуна тяговая, ПС 110 кВ Чукша, ПС 110 кВ Огневка, ПС 110 кВ Турма, ПС 110 кВ Моргудон;
- 2) Заявка «Желдорэнерго» — филиал ООО «Энергопромсбыт» № 6232и-ЖДЭ от 28.07.2015: увеличение максимальной мощности по транзиту 110 кВ «Гидростроитель — Коршуниха» на 16150 кВт. ПС транзита: ПС 110 кВ Зяба, ПС 110 кВ Кежма, ПС 110 кВ Видим, ПС 110 кВ Черная, ПС 110 кВ Коршуниха;
- 3) Заявка «Желдорэнерго» — филиал ООО «Энергопромсбыт» № 6233и-ЖДЭ от 28.07.2015: увеличение максимальной мощности по транзиту 110 кВ «Коршуниха — Лена» на 12750 кВт. ПС транзита: ПС 110 кВ Хребтовая, ПС 110 кВ Семигорск, ПС 110 кВ Ручей, ПС 110 кВ Усть-Кут;
- 4) Заявка «Желдорэнерго» — филиал ООО «Энергопромсбыт» № 6234и-ЖДЭ от 28.07.2015: увеличение максимальной мощности по транзиту 220 кВ «Лена — Киренга» на 12750 кВт с увеличением максимальной мощности по существующей ПС 220 кВ Звездная и присоединением вновь сооружаемых ПС 220 кВ Небель и ПС 220 кВ Чудничный.
- 5) Заявка «Желдорэнерго» — филиал ООО «Энергопромсбыт» № 6235и-ЖДЭ от 28.07.2015 с корректировкой № 10307и-ЖДЭ от 18.11.2015: увеличение максимальной мощности по транзиту 220 кВ «Киренга — Кунерма» на 10200 кВт. ПС транзита: ПС 220 кВ Улькан и ПС 220 кВ Кунерма.

Также, для обеспечения выполнения рассматриваемой программы, были направлены заявки и получены технические условия на увеличение максимальной мощности на 102,2 МВт от электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» по ПС 220 кВ Дабан, Северобайкальск, Кичера, Ангоя, Новый Уоян, Янчукан, Ангаракан, Перевал, Окусикан, Таксимо в Республике Бурятия, энергоснабжение которых осуществляется от Иркутской ЭЭС.

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение дополнительных энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» транзита 110 кВ «Тайшет — Опорная» предусмотрено выполнение следующих мероприятий по основному электросетевому оборудованию:

- 1) Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА.
- 2) Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК.
- 3) Реконструкция ПС 220 кВ БЛПК с установкой дополнительной ячейки 110 кВ и восстановлением существующей ячейки 110 кВ «Резерв» для подключения ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК.
- 4) Реконструкция ПС 220 кВ Опорная с установкой двух дополнительных ячеек 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК.
- 5) Реконструкция тяговой ПС 110 кВ Чукша с заменой двух трансформаторов мощностью 20 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

Электроснабжение тяговой нагрузки на участке Тайшет — Опорная будет осуществляться через транзит 110 кВ Тайшет — Опорная. Центрами питания для тяговых ПС на этом участке БАМ будут являться ПС 500 кВ Тайшет и ПС 220 кВ Опорная. Распределение тяговой нагрузки между данными центрами питания зависит от направления и величины перетока мощности по электропередаче 500 кВ Братск — Красноярск (при перетоке мощности на восток больше загружается ПС 500 кВ Тайшет, при перетоке мощности на запад больше загружается ПС 220 кВ Опорная).

В связи с неравномерностью распределения мощности тяговых нагрузок, при расчетах электроэнергетических режимов нагрузка тяговых подстанций принималась с учетом коэффициента разновременности максимумов нагрузки, рассчитанного исходя из условий заявок на увеличение максимальной мощности по транзитам ОАО «РЖД». Итоговое распределение мощности по ПС представлено в таблице 67.

Таблица 67. Принятая нагрузка тяговых подстанций БАМ с учетом неравномерности распределения максимумов потребления нагрузки ОАО «РЖД»

Энергообъект	Ранее разрешенная $P_{\max}$ , МВт	Запрашиваемое увеличение $P_{\max}$ , МВт	Итоговая $P$ , МВт (с учетом коэффициента)	
			2018	2022
ПС 110 кВ Чуна тяг.	11,094	5,46	9,786	9,786
ПС 110 кВ Чукша	9,819	10,56	10,7805	10,7805
ПС 110 кВ Огневка	16,148	20,66	18,9478	18,9478
ПС 110 кВ Турма	12,373	1,42	9,1865	9,1865
ПС 110 кВ Моргудон	15,427	14,33	16,101	16,101
ПС 110 кВ Коршуниха тяг.	11,579	26,18	12,52	12,52
ПС 110 кВ Зяба	10,887	10,26	9,35	9,35
ПС 110 кВ Кежма	11,268	21,3	11,49	11,49
ПС 110 кВ Видим	17,097	33,42	17,61	17,61
ПС 110 кВ Черная	13,263	4,52	10,05	10,05
ПС 110 кВ Хребтовая	14,78	6,18	13,04	13,04

ПС 110 кВ Семигорск	7,079	10,56	9,56	9,56
ПС 110 кВ Ручей	16,502	8,54	15,28	15,28
ПС 110 кВ Усть-Кут	31,039	3,94	23,45	23,45
ПС 220 кВ Звездная	2,706	10,53	1,89	3,70
ПС 220 кВ Улькан	16,278	6,81	11,39	17,40
ПС 220 кВ Кунерма	12,276	11,85	8,59	12,79
ПС 220 кВ Чудничный	-	35,5	0,00	6,07
ПС 220 кВ Небель	-	28,5	0,00	4,88
ПС 220 кВ Дабан	17,292	11,96	12,1044	20,4764
ПС 220 кВ Северобайкальск	44,693	15,56	39,1	42,1771
ПС 220 кВ Кичера	7,557	9,35	5,2899	11,8349
ПС 220 кВ Ангоя	9,097	7,58	6,3679	11,6739
ПС 220 кВ Новый Уоян	9,539	14,75	6,7	17,0023
ПС 220 кВ Янчукан	8,448	7,52	5,9136	11,1776
ПС 220 кВ Ангаракан	8,888	9,84	6,2216	13,1096
ПС 220 кВ Перевал	10,516	4,83	7,3612	10,7422
ПС 220 кВ Окусикан	17,864	13,97	12,5048	22,2838
ПС 110 кВ Таксимо тяг.	8,778	6,9	6,1446	10,9746

Анализ результатов расчетов электрических режимов показал, что при отключении одного из автотрансформаторов ПС 500 кВ Тайшет наблюдается возникновение недопустимых токовых перегрузок (коэффициент загрузки 1,22). В качестве временного мероприятия по вводу параметров электрического режима в допустимую область было рассмотрено отключение МВ-110 Новочунка на ПС 500 кВ Тайшет и СВ-110 на ПС 110 кВ Тайшет-Восточная.

Как показали результаты расчетов электрических режимов, после проведения схемно-режимных мероприятий коэффициент загрузки оставшегося в работе АТ на ПС 500 кВ Тайшет составляет 1,04. С учетом допустимой длительной загрузки оборудования данный режим работы АТ допустим в зимних режимах и при температурах ниже +10°C. Для исключения проведения схемно-режимных мероприятий с целью снятия перегрузки, в качестве основного мероприятия предлагается установка АТ-3, аналогичного по своим параметрам существующим АТ.

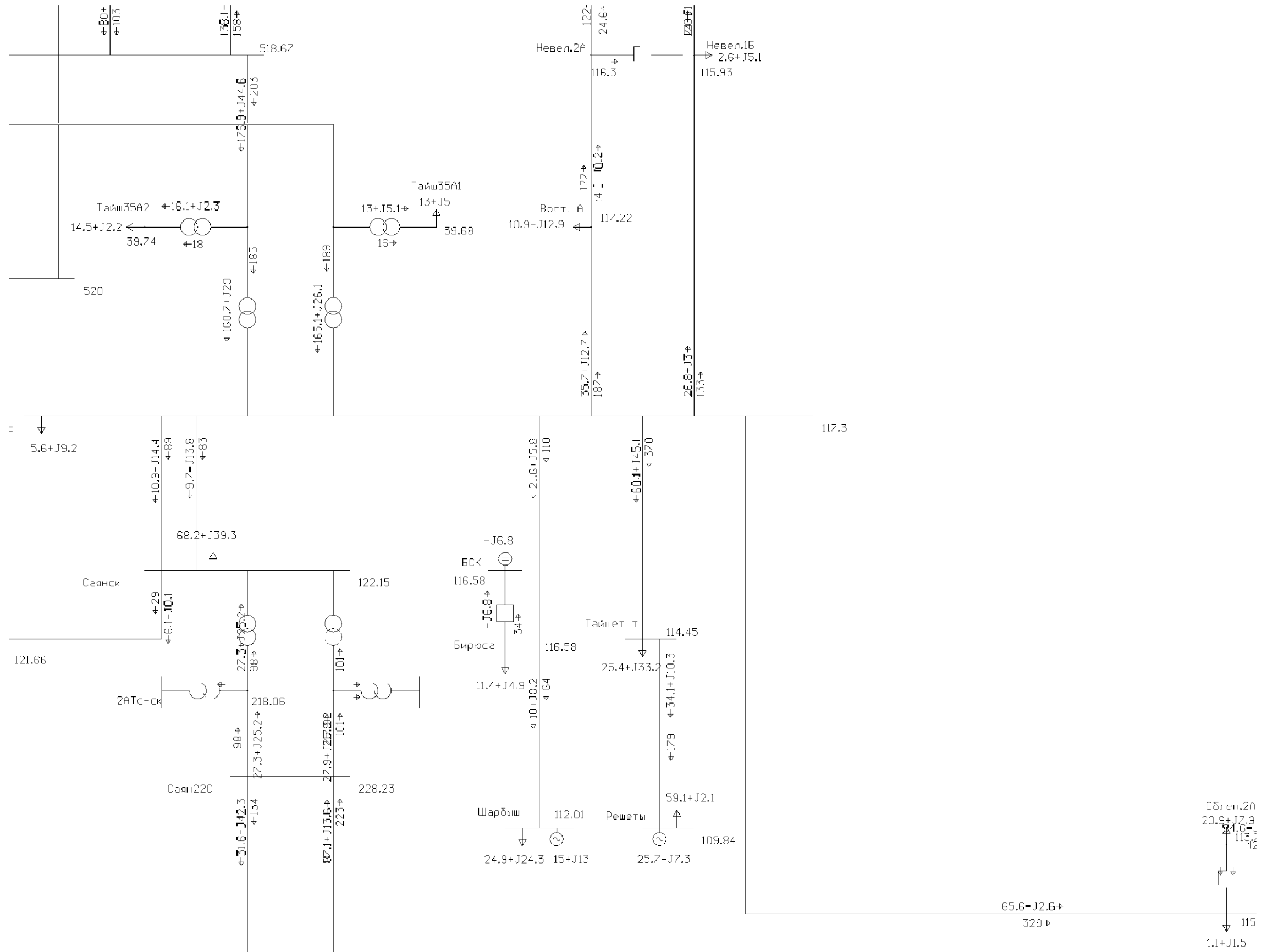


Рисунок 53. Загрузка АТ ПС 500 кВ Тайшет в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года



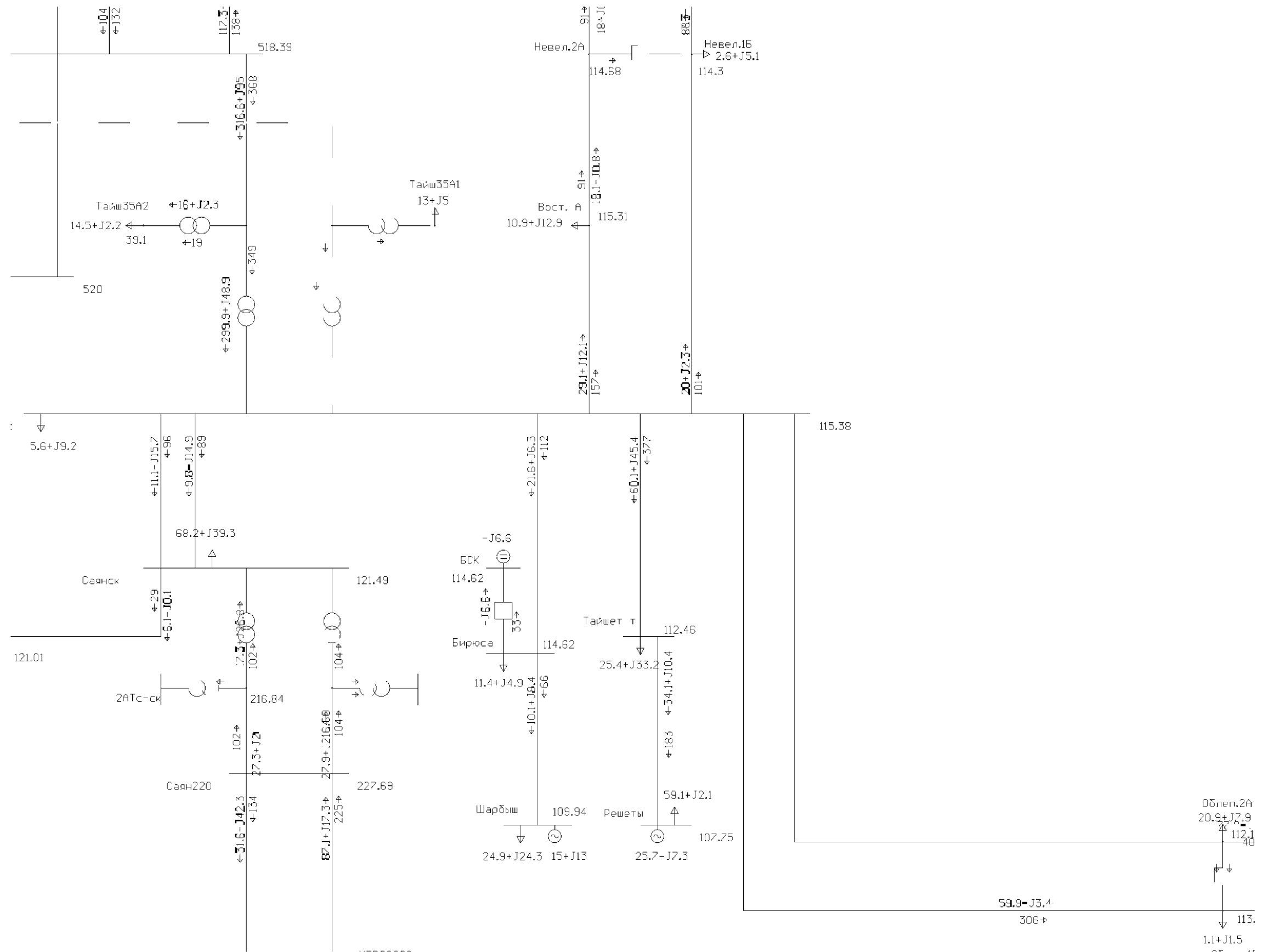


Рисунок 54. Перегрузка АТ ПС 500 кВ Тайшет в режиме зимних максимальных нагрузок 2018 года

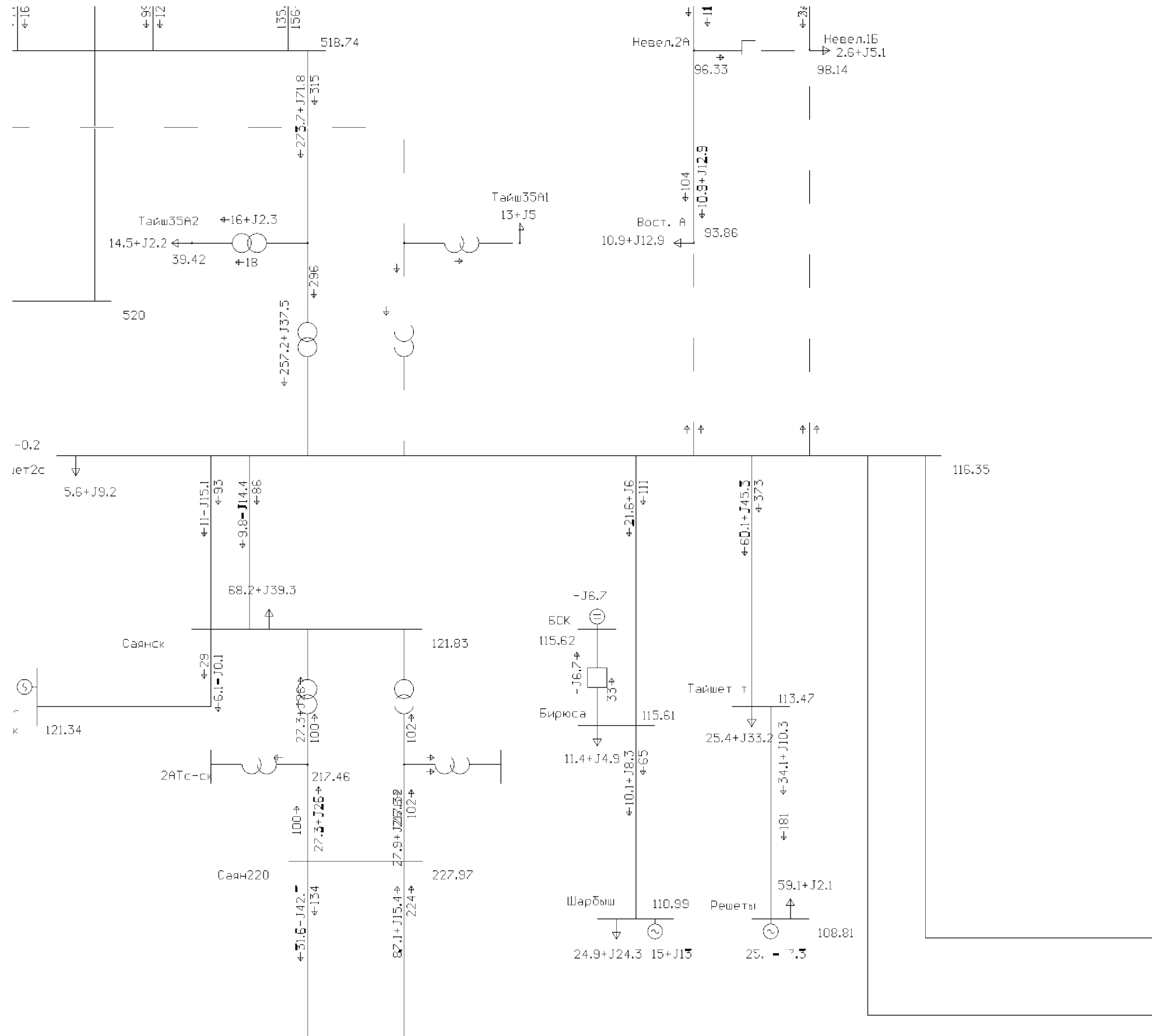


Рисунок 55. Отключение МВ 110 Новочунка на ПС 500 кВ Тайшет и отключение СВ-110 на ПС 110 кВ Тайшет-восточная.

Анализ достаточности трансформаторной мощности на ПС 220 кВ Опорная производился для зимнего периода максимальных нагрузок 2022 года, для нормальной и ремонтных схем. Загрузка тяговых подстанций, указанных в заявке ОАО «РЖД» по максимальной разрешенной нагрузке с учетом прироста по заявкам.

Результаты расчетов электрических режимов для случая аварийного отключения одного из АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Опорная представлены на рисунке 50. Перегрузок оставшегося в работе АТ не обнаружено.

Результаты расчетов электрических режимов для случая аварийного отключения одного из АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Опорная в ремонтной схеме в режимах зимних нагрузок представлены на рисунке 51. Расчеты показали, что строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК позволяет обеспечить допустимые значения в послеаварийных режимах.

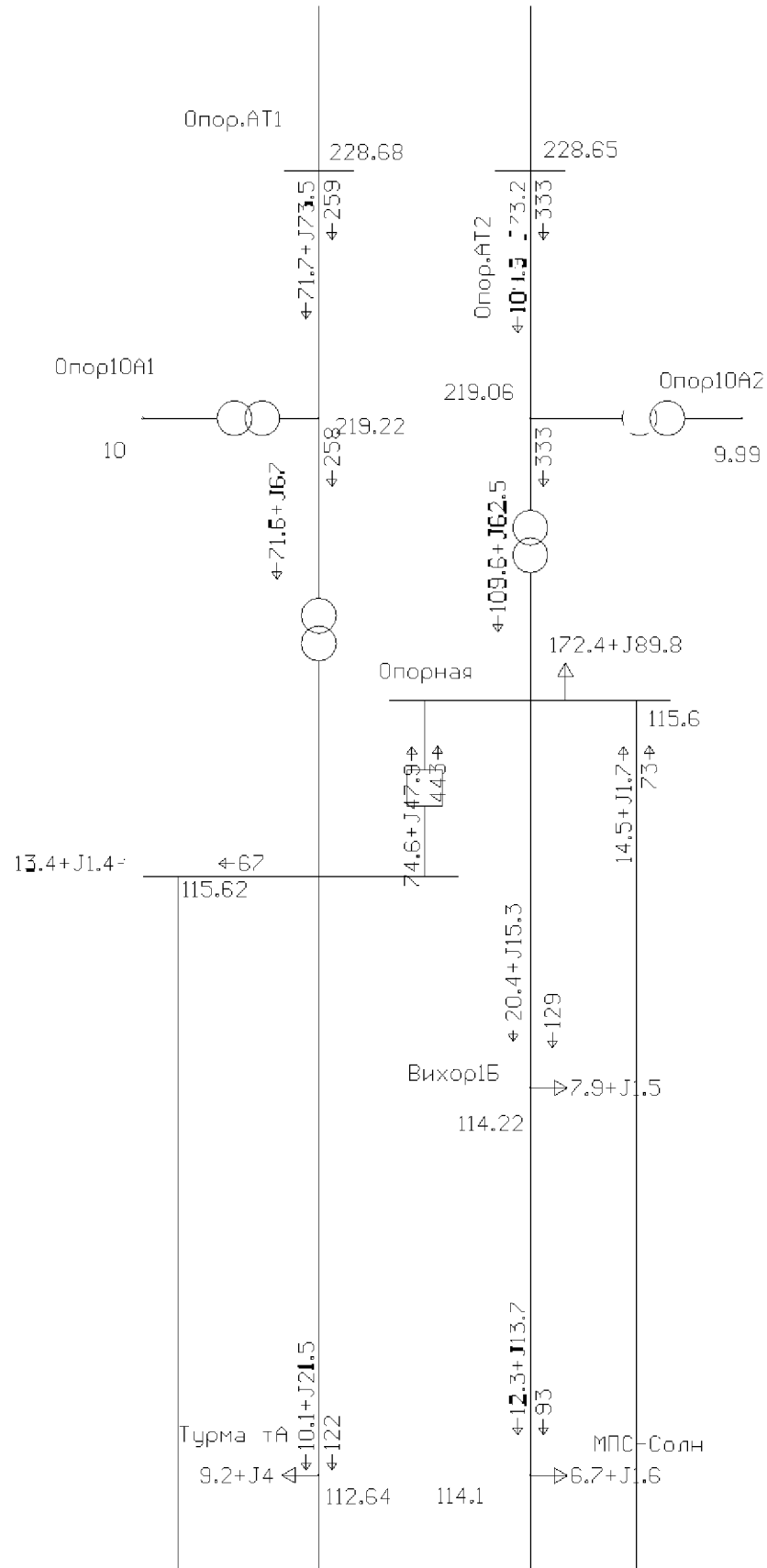


Рисунок 56. Загрузка АТ ПС 220 кВ Опорная в режиме летних максимальных нагрузок 2022 года

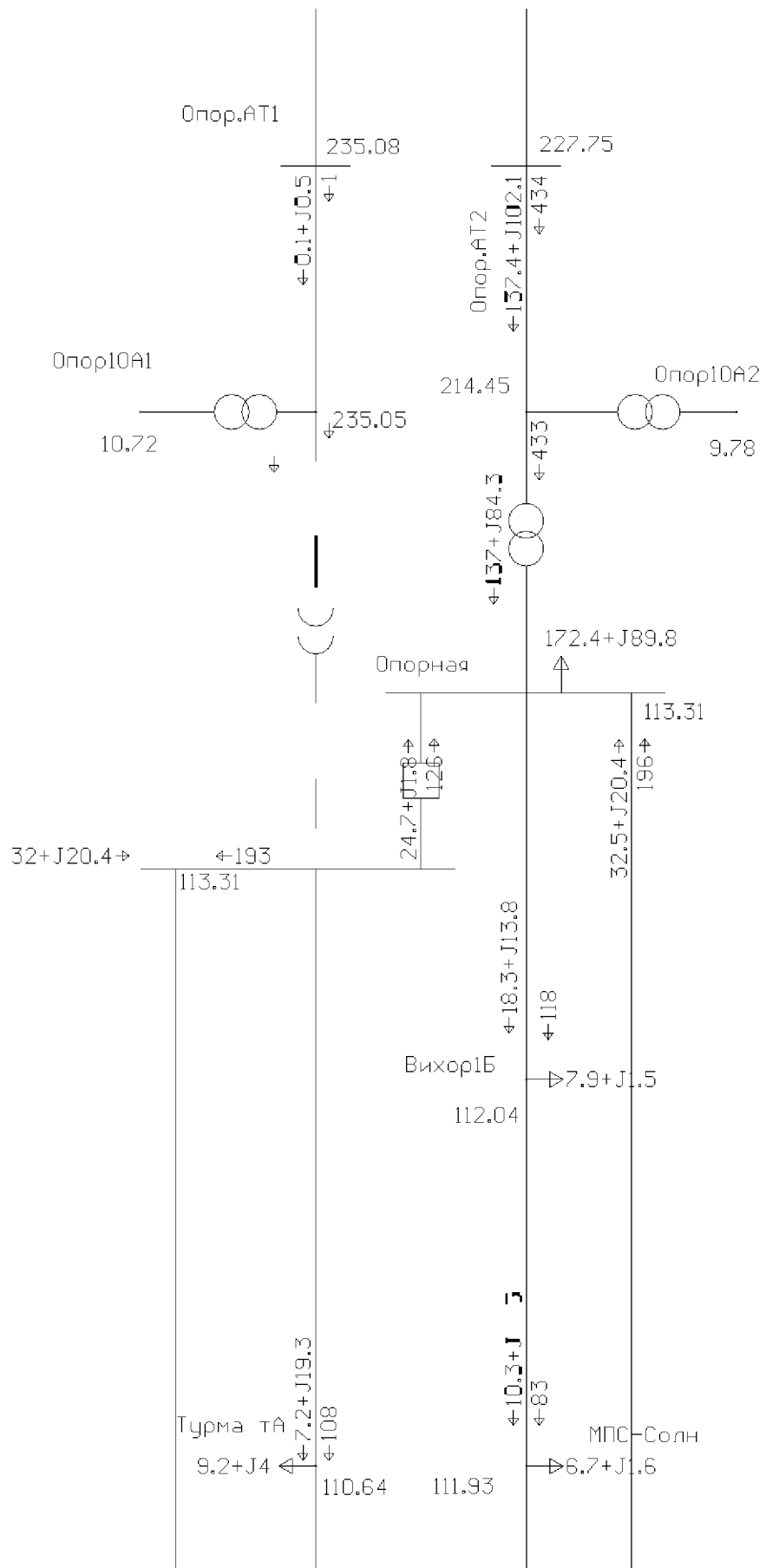


Рисунок 57. Отключение АТ ПС 220 кВ Опорная в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года

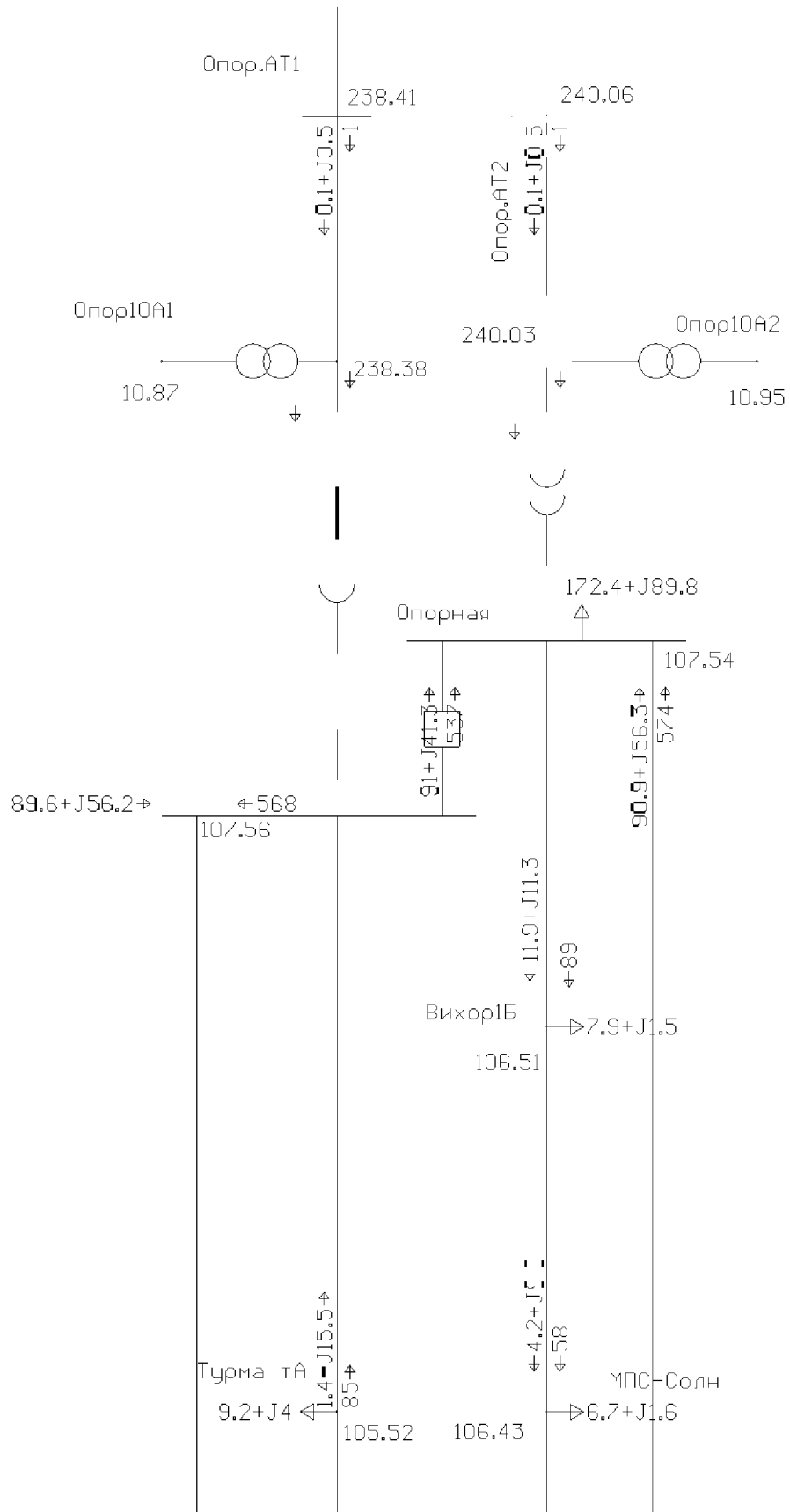


Рисунок 58. Напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Опорная при отключении двух АТ 220/110 кВ в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года

В соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение дополнительных энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» транзитов 110 кВ «Гидростроитель — Коршуниха» и «Коршуниха — Лена» для осуществления технологического присоединения к электрическим сетям необходимо выполнение следующих мероприятий по сооружению/реконструкции электроэнергетических объектов:

- 1) Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой 2 (двух) существующих автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 2×125 МВА на автотрансформаторы мощностью 2×200 МВА.
- 2) Реконструкция ПС 110 кВ Зяба с заменой 2 (двух) существующих трансформаторов 110/27,5/10 кВ мощностью 2×31,5 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.
- 3) Реконструкция ПС 110 кВ Кежма с заменой 2 (двух) существующих трансформаторов 110/27,5/10 кВ разной мощностью 20 МВА и 25 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.
- 4) Реконструкция ПС 110 кВ Черная с заменой 1 (одного) существующего трансформатора 110/35/27,5 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.
- 5) Реконструкция ПС 110 кВ Коршуниха тяговая с заменой 2 (двух) существующих трансформаторов 110/27,5/6 кВ мощностью 2×20 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.
- 6) Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с заменой 1 (одного) существующего трансформатора Т-1 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.
- 7) Реконструкция ПС 110 кВ Семигорск с заменой 2 (двух) существующих силовых трансформаторов 110/27,5/10 кВ мощностью 2×25 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.
- 8) Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с заменой 2 (двух) существующих трансформаторов 110/35/27,5 кВ мощностью 2×25 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.
- 9) Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Кут с заменой 2 (двух) существующих силовых трансформаторов 110/27,5/6 кВ мощностью 2×25 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.

В режимах аварийного отключения АТ-1 на ПС 220 кВ Коршуниха в схеме ремонта АТ-2 на ПС 220 кВ Коршуниха наблюдается недопустимое снижение напряжение в сети 110 кВ ниже аварийно-допустимого (85 кВ).

Для обеспечения допустимых уровней напряжения в послеаварийных режимах на транзитах 110 кВ Коршуниха — Гидростроитель и Коршуниха — Лена требуется реализация АОСН на ПС 220 кВ Коршуниха с действием на отключение нагрузки в объеме до 27 МВт на ПС 110 кВ транзита и реализация АОПО на участке транзита 110 кВ Коршуниха — Лена. В случае нереализации АОПО в качестве альтернативного мероприятия предлагается замена провода

АС-150 ВЛ 110 кВ Усть-Кут — Лена и ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая (595А и 459А при  $I_{\text{доп}}=450\text{А}$  при +25). В настоящий момент ОАО «ИЭСК» и ОАО «РЖД» выполняется проектирование.



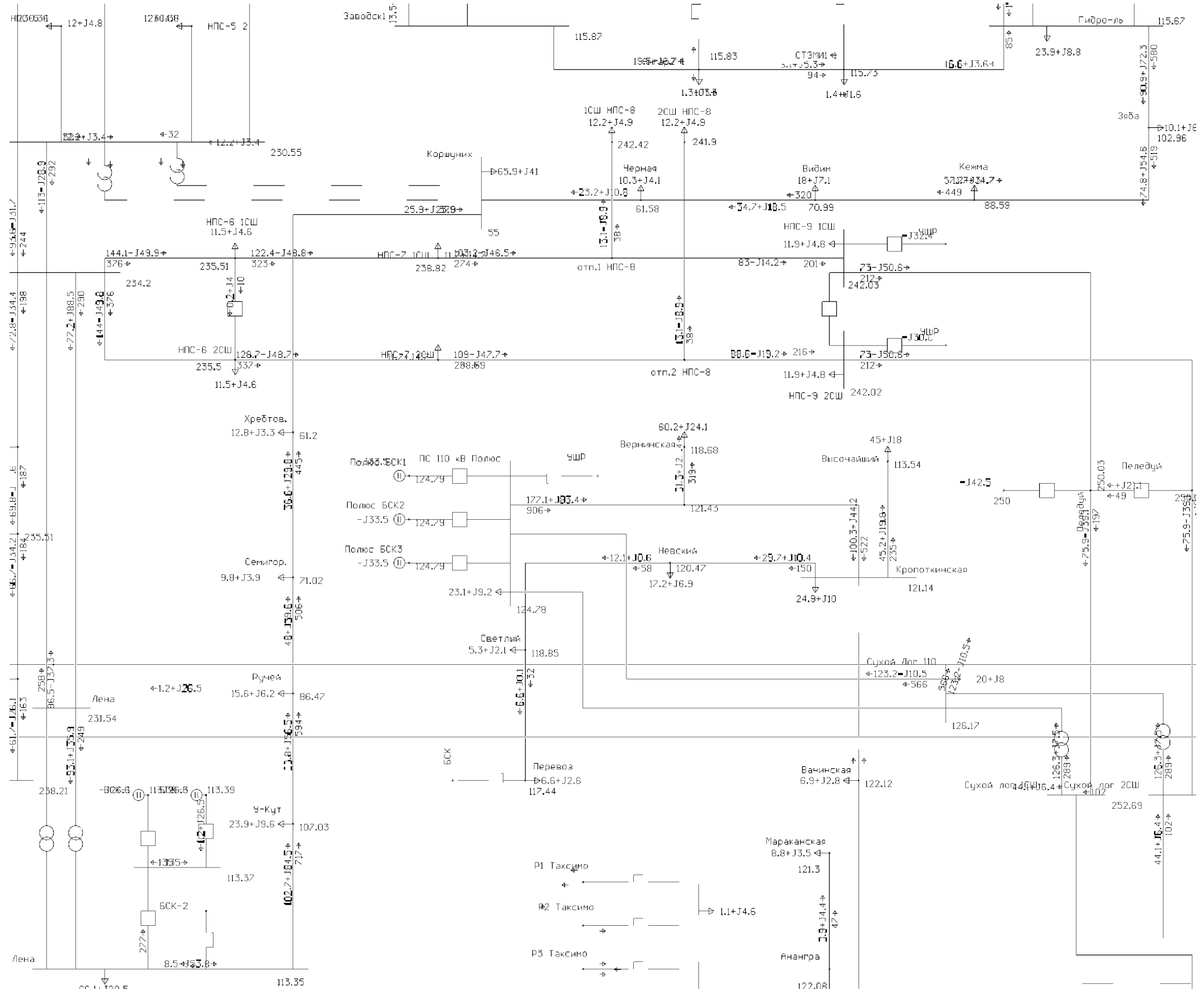


Рисунок 59. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Коршуниха при ремонте АТ-2 в режиме летних максимальных нагрузок 2022 года

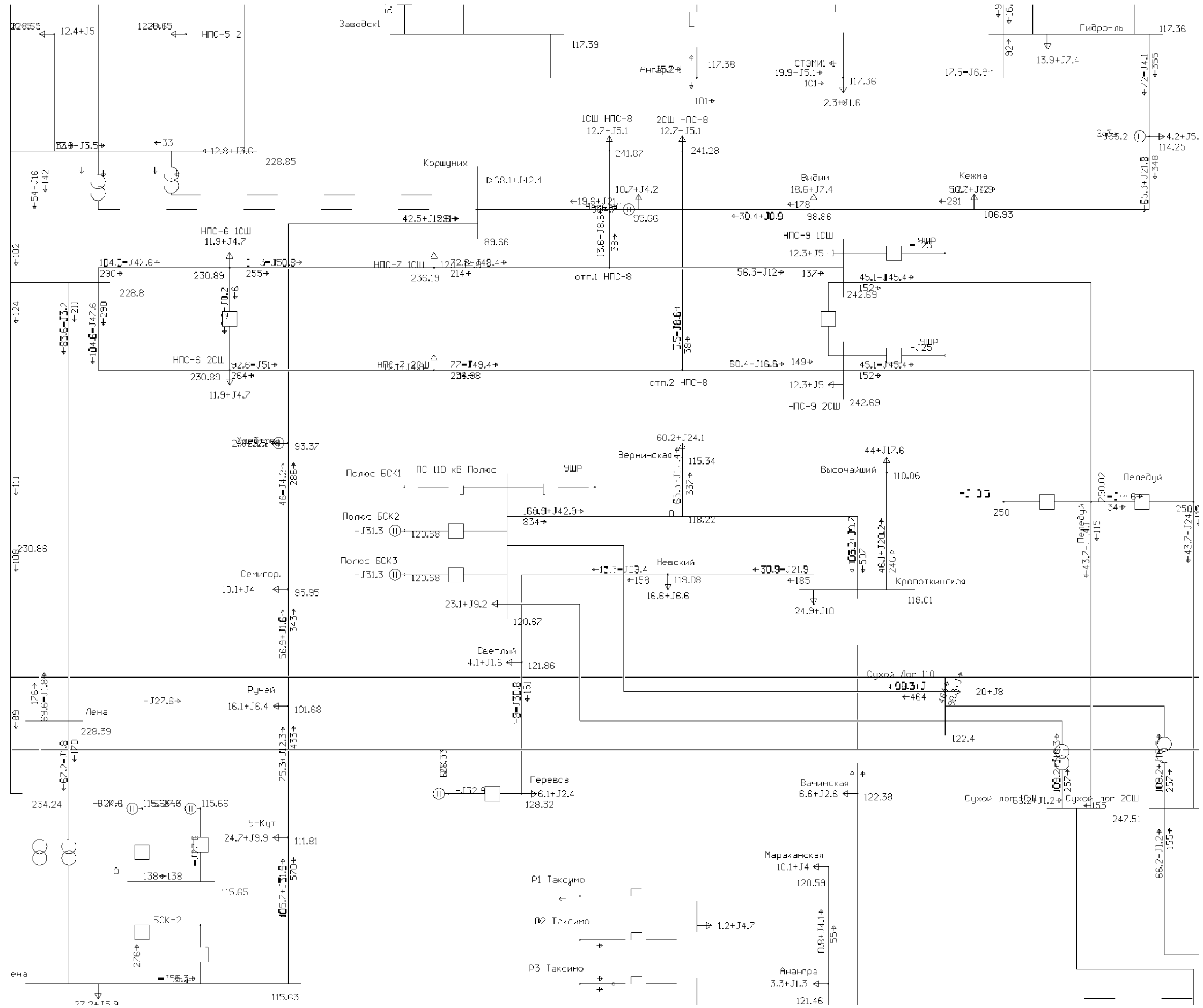


Рисунок 60. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Коршуниха при ремонте АТ-2 в режиме летних максимальных нагрузок 2022 года с учетом установки БСК.

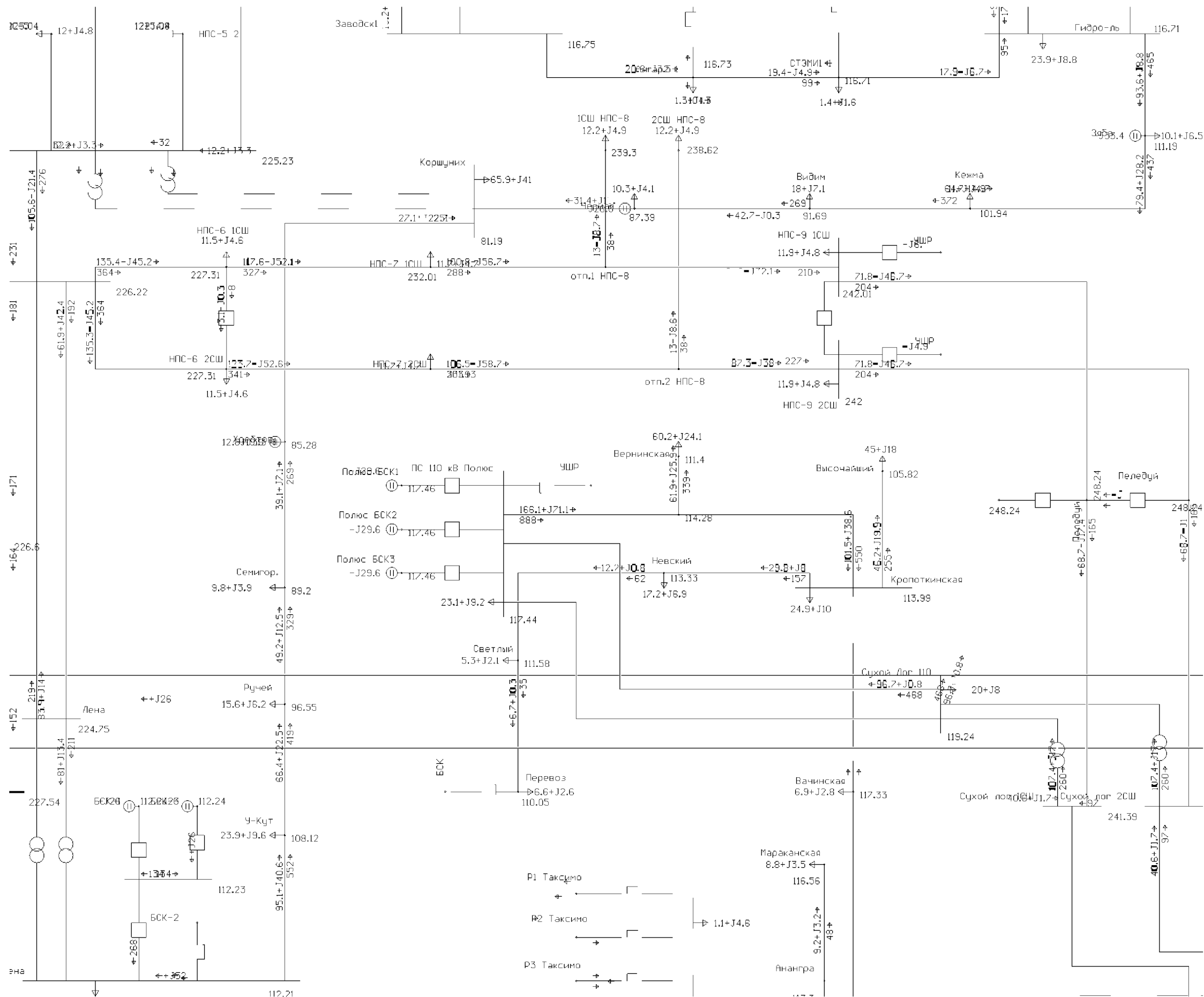


Рисунок 61. Отключение АТ-1 ПС 220 кВ Коршуниха при ремонте АТ-2 в режиме зимних максимальных нагрузок 2022 года с учетом установки БСК.

Анализ результатов расчетов электрического режима транзита 220 кВ Лена — Киренга — Кунерма с учетом ввода новых сетевых элементов, предусмотренных Схемой и программой развития ЕЭС России на 2017-2023 годы (ПС 500 кВ Усть-Кут с заходами ВЛ 220 кВ и 500 кВ и СКРМ, ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут, ВЛ 500 кВ Усть-Кут — Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ и СКРМ, ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут № 2, строительство транзитной передачи от ПС 500 кВ Усть-Кут до ПС 220 кВ Пеледуй и от ПС 220 кВ Пеледуй до ПС 220 кВ Мамакан с СКРМ) не выявил недопустимого отклонения параметров электрического режима.

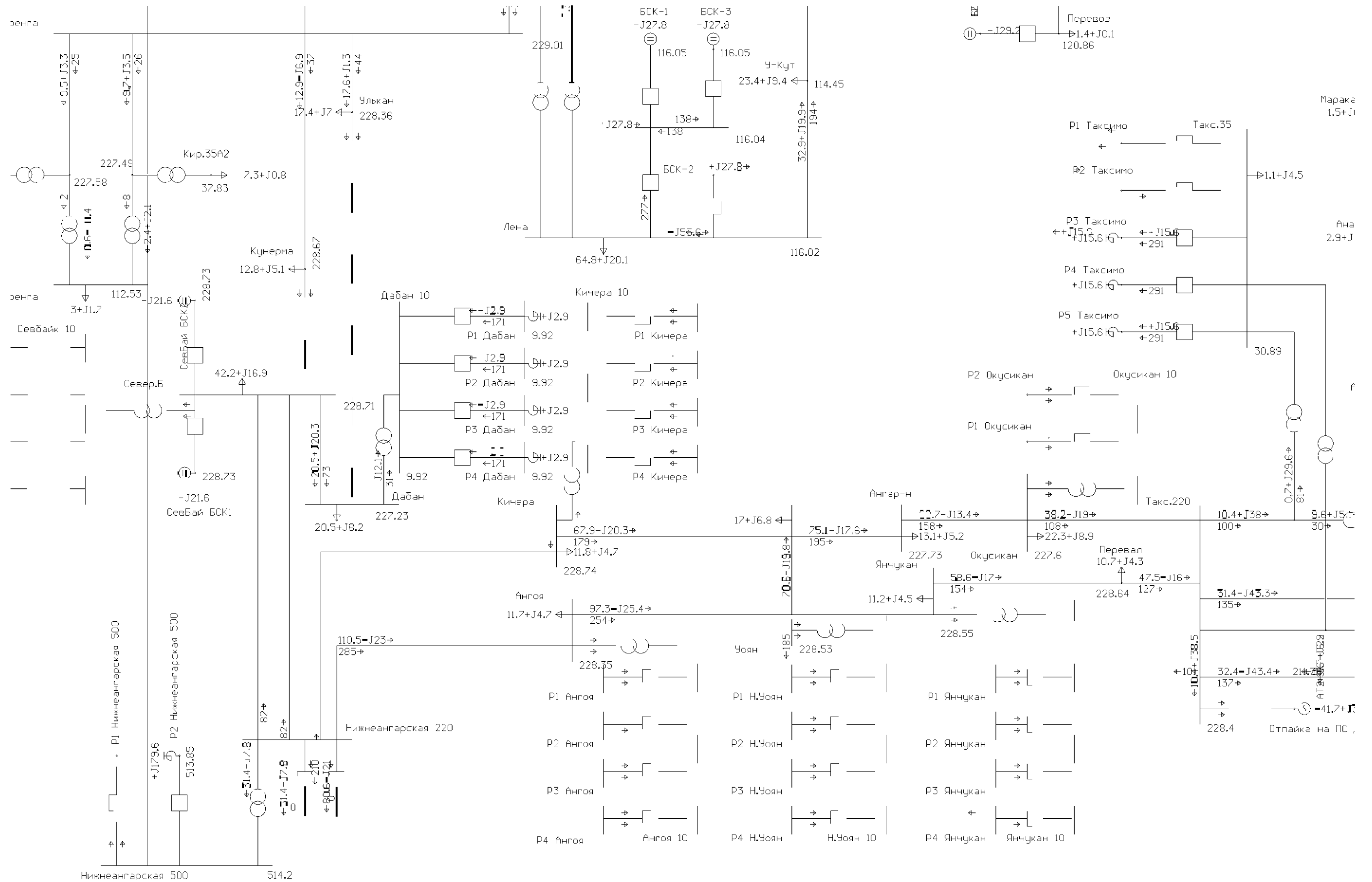


Рисунок 62. Отключение ВЛ 220 кВ Северо-Байкальская — Кунерма при ремонте ВЛ 220 кВ Улькан — Дабан в режиме летних максимальных нагрузок 2022 года

**IV–10.2.6. Обеспечение возможности подключения**  
ООО «Голевская горнорудная компания»

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение, для подключения потребителей ООО «Голевская горнорудная компания» с суммарной мощностью 146 МВт к ПС 500 кВ Тулун планируется выполнение следующих мероприятий:

- 1) строительство ПС 220 кВ Туманная, 2х162,5 МВА;
- 2) строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Тулун — Туманная;
- 3) реконструкция ПС 500 кВ Тулун с установкой автотрансформатора 500/110 кВ 400 МВА и новых ячеек в РУ 500 кВ и РУ 110 кВ для присоединения АТ;
- 4) установка двух БСК 60 Мвар на ПС 220 кВ Туманная;
- 5) реконструкция ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками с заменой провода шин и ошиновки на ПС 110 кВ Замзор.

Заявленная категория потребителей ООО «ГРК» II категория надежности электроснабжения.

В связи с отсутствием разработанной проектной документации по подключению ООО «ГРК» к электрическим сетям, информации о предполагаемом вводе электроустановок и наличии информации от ОАО «ИЭСК» о плановом сроке установки АТ 500/110 кВ 400 МВА на ПС 500 кВ Тулун в 2020 году, срок ввода электроустановок ООО «ГРК» принят 2020 год с максимальным заявленным потреблением 146 МВт. Нагрузки и сроки ввода электроустановок должны быть скорректированы по мере разработки и утверждения проектной документации.



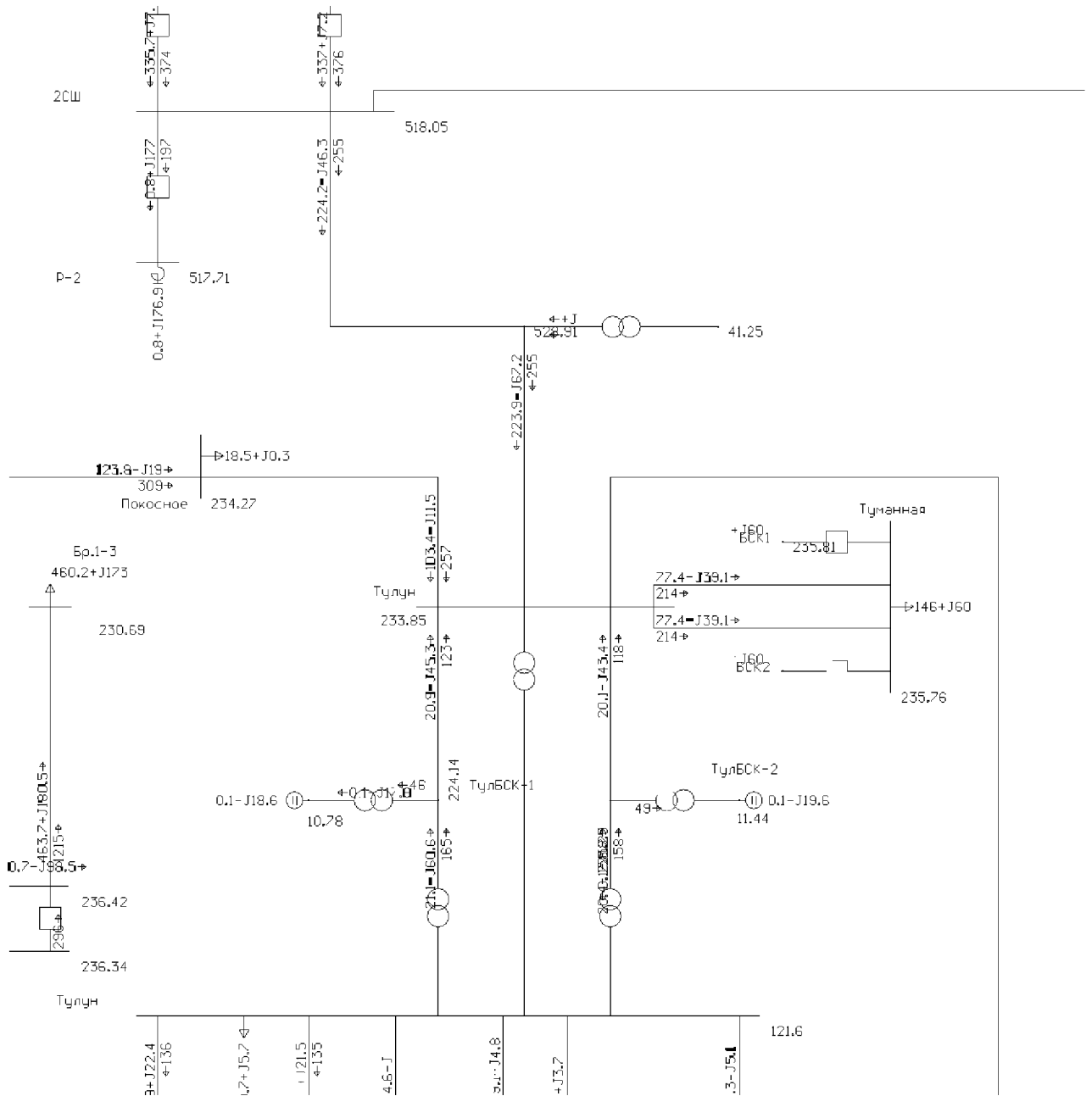
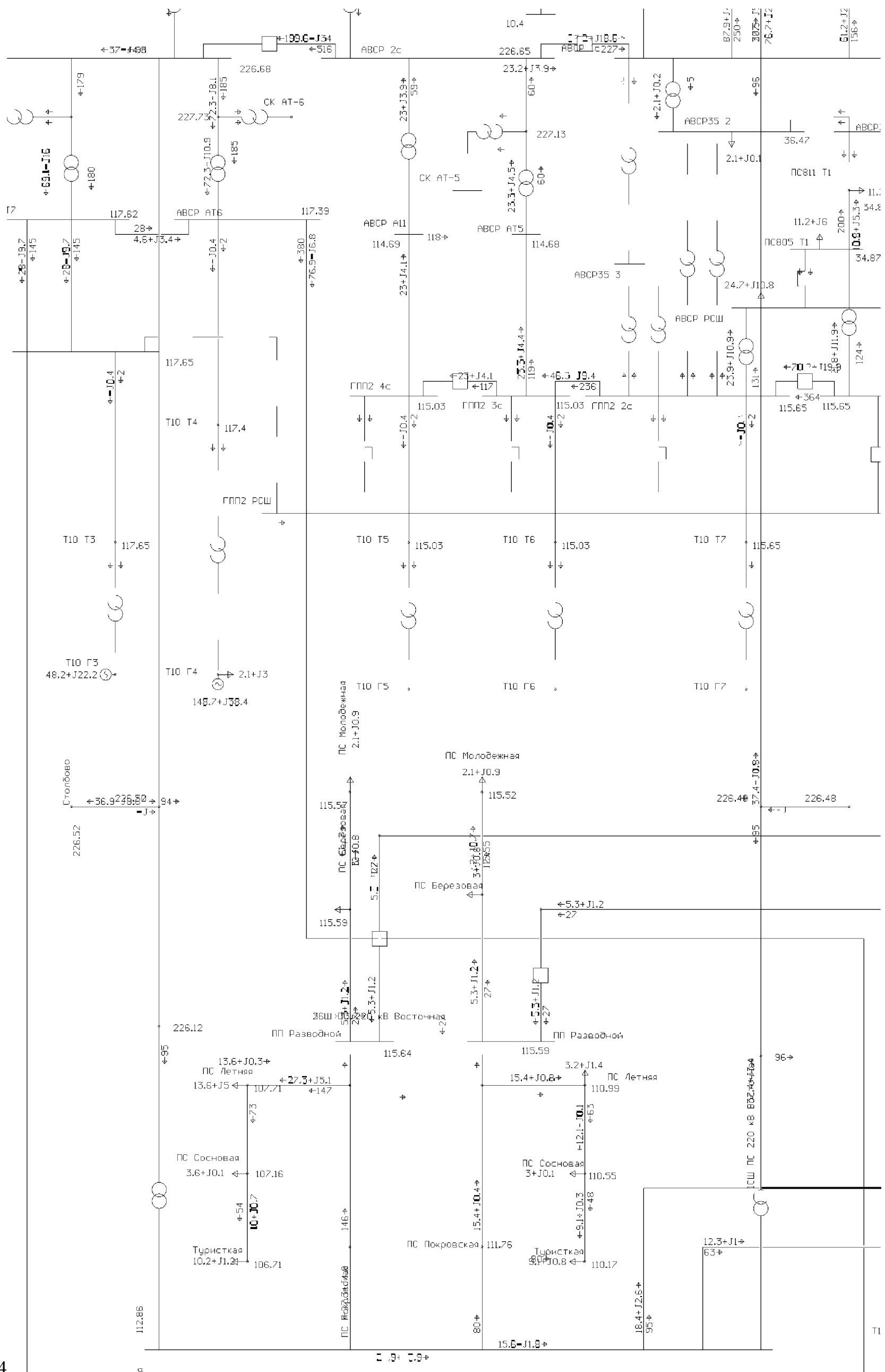


Рисунок 63-1. Нормальная схема подключения электроприемников ООО «Горнорудная компания» 2024 года





4

Рисунок 64. Нормальная схема организации электроснабжения потребителей

**IV–10.3.** Мероприятия по устранению энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

Анализ результатов проведенных исследований энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Иркутской области, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, в энергосистеме Иркутской области приведен в разделе III-2.

В настоящем разделе представлены результаты исследования электрической сети 110 кВ Бодайбинского энергорайона.

Основными потребителями Бодайбинского энергорайона являются предприятия золотодобывающей промышленности по добыче рудного золота — АО «Высочайший», АО «Первенец», ООО «Друза».

В состав Бодайбинского энергорайона входят Бодайбинский и Мамско-Чуйский административные районы. Общая численность населения составляет 24,359 тысячи человек.

Бодайбинский район Иркутской области с 2011 года отнесен к регионам с высокими рисками нарушения электроснабжения (по приказам Минэнерго Российской Федерации). МДП в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» составляет 65 МВт. В связи с уменьшением приточности реки Мамакан в зимний период снижается генерация Мамаканской ГЭС. Гарантированная мощность Мамаканской ГЭС в период с декабря по январь включительно составляет 10 МВт, а в период с 1 февраля по 10 мая — 7,3 МВт при суммарной установленной мощности гидрогенераторов ГЭС — 86 МВт. В зимний период осуществляется переход на работу в вынужденном режиме в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» с наибольшим допустимым перетоком активной мощности в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» не более 80 МВт (в полной схеме сети). Ремонт любой ВЛ 220 кВ транзита вдоль БАМ на участке от Усть-Илимской ГЭС до ПС 220 кВ Таксимо, а также любого элемента сети электропередачи 110-220 кВ Таксимо — Мамакан, приводит к снижению максимально допустимого перетока активной мощности с отменой вынужденного режима. Для неперевышения вынужденного перетока 80 МВт выполняется ввод графиков ограничения режима потребления электрической мощности по АО «Витимэнерго» на территории Иркутской области на величину до 14,5 МВт.

В соответствии с заявками на технологическое присоединение АО «Витимэнерго» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» определена потребность электроснабжения следующих новых потребителей:

- ЗИФ «Вернинский», промплощадка ЗИФ, вспомогательные объекты ЗИФ, центральная площадка, вахтовый поселок ОАО «Первенец» максимальной мощностью 23,722 МВт;
- карьер «Вернинский», промплощадка ЗИФ «Первенец», вспомогательные объекты ЗИФ, центральная площадка, вахтовый

- поселок, склад ГСМ, ОАО «Первенец» максимальной мощностью 8,616 МВт;
- ГОК «Западный» ОАО «Первенец» максимальной мощностью 14,828 МВт;
  - участок «Чертово Корыто» ОАО «Первенец» максимальной мощностью 20,0 МВт;
  - горно-обогатительного комбината «Угаханский» ОАО «Высочайший», с максимальной мощностью 14,5 МВт;
  - техническое перевооружение горно-обогатительного комбината «Высочайший» с максимальной мощностью 10,0 МВт;
  - увеличение максимальной мощности Горно-обогатительного комбината Высочайший ОАО «Высочайший» до 18,5 МВт;
  - горно-обогатительного комбината №5 ОАО «Высочайший» с максимальной мощностью 4,5 МВт;
  - увеличение максимальной мощности Горно-обогатительного комбината Невский ООО «Друза» на 8,402 МВт;
  - электроснабжение участка «Большой Кулибряник» ООО «Сарго», максимальной мощностью 0,65 МВт;
  - геологическое изучение, разведка месторождения «Догалдынская Жила» ПП ООО «СУЗРК», максимальной мощностью 0,65 МВт;
  - ЗИФ «Красный», ООО «Красный», максимальной мощностью 0,65 МВт.

Таким образом, с учетом заявок на общую мощность 125 МВт и существующего максимума нагрузок 149 МВт, требуемая максимальная мощность составит 274 МВт.

Действующий АДП на 2016 год в контролируемом сечении «Таксимо — Мамакан» в нормальной схеме составляет всего 80 МВт, а прирост ожидается до 270 МВт.

Соответственно требуется существенное развитие сети для исключения ввода ГАО и возможности подключения дополнительных энергопринимающих устройств необходима реализация мероприятий по развитию, предусмотренных утвержденной Схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 годы:

- 1) ВЛ 220 кВ НПС-7 — НПС-9 I, II цепь с отпайкой на НПС-8;
- 2) ПС 500 кВ Усть-Кут с АТ (501+167) МВА, ШПР 180 Мвар, УШР 180 Мвар, БСК 2×52 Мвар;
- 3) Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим № 2 — 3 км;
- 4) Заходы ВЛ 220 кВ Коршуниха — Звездная на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут — 2 км;
- 5) Заходы ВЛ 220 кВ Лена — Якурим на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут — 2 км;

- 7) Перевод второй ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля, Чайнгро;
- 8) ПС 220 кВ Мамакан (реконструкция с установкой второго АТ, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ), АТ 220/110/10 кВ 125 МВА, ячеек для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо — Мамакан II цепь с отпайками, ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Мамакан № 1 и № 2;
- 9) Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо с расширением РУ 220 кВ на одну ячейку для присоединения ВЛ 220 кВ Таксимо — Мамакан II цепь с отпайками;
- 10) Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Пеледуй для подключения ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 №1 и №2 и ВЛ 220 кВ Сухой Лог № 1 и № 2;
- 11) Установка БСК мощностью 30 Мвар с подключением к АОСН на ПС Бодайбинского энергорайона;
- 12) ПС 220 кВ Сухой Лог, 2×63 МВА;
- 13) ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Мамакан № 1 и № 2, 2×169,9 км.
- 15) ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1 и № 2, 2×250 км:  
– в 2017 году: достройка участка ВЛ от ПС 220 кВ Пеледуй до ВЛ 110 кВ НПС-8 — НПС-10 (в габаритах 220 кВ) с образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй — НПС-9 № 1, № 2 и ВЛ 220 кВ НПС-8 — НПС-9 № 1, № 2;
- 16) ВЛ 220 кВ Усть-Кут — НПС-6 № 1 и № 2, 61,782 и 61,85 км;
- 17) ВЛ 220 кВ НПС-6 — НПС-7 № 1 и № 2, 2×140 км.

В настоящей работе также были учтены перспективные нагрузки по подстанциям 110 кВ Бодайбинского района в объеме 155,739 МВт.

На основании имеющихся данных можно сделать вывод о невозможности обеспечения допустимых параметров работы электросетевого оборудования в существующей схеме электрической сети 110 кВ АО «Витимэнерго». На этапе 2018 года выявлена невозможность обеспечения допустимых уровней напряжения и допустимых токовых загрузок ВЛ на транзите 110 кВ Мамакан — Кропоткинская — Перевоз (рисунок 58) без установки дополнительных БСК величиной не менее 100 Мвар на ПС 110 кВ Кропоткинская и поддержании напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Мамакан на уровне наибольших рабочих напряжений — 126 кВ (рисунок 59). При этом загрузка ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская находится на уровне 752 А, ВЛ 110 кВ Артемовская — Кропоткинская на уровне 663 А, ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Высочайший на уровне 264 А. Необходима замена проводов транзита 110 кВ Мамакан — Кропоткинская и замена оборудования подстанций.

Также рассмотрено альтернативное мероприятие, позволяющее обеспечить допустимые параметры работы электросетевого оборудования в 2018 году. Как показали расчеты электрических режимов на этапе 2018 года, перенос нормальной точки разрыва на ПС 110 кВ Кропоткинская с В-110 кВ Вернинская на В-110 кВ Вачинская с переносом питания ПС 110 кВ Кропоткинская, ПС Высочайший и транзита 110 кВ Кропоткинская — Перевоз

на ПС 110 кВ РП Полюс позволяет обеспечить необходимые уровни напряжения в нормальных режимах. При этом загрузка ВЛ 110 кВ Сухой Лог — РП Полюс составляет 954 А, отпайки на РП Полюс от ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вернинская 878 А, ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Вернинская 540 А. Загрузка транзита 110 кВ Мамакан — Артемовская — Кропоткинская находится в допустимых пределах. Отдельно необходимо отметить, что в рассмотренном варианте требуется установка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Сухой Лог мощностью не менее 125 МВА.

В настоящее время АО «Витимэнерго» выполняется разработка комплексной программы развития электрических сетей, по итогам которой будет уточнен объем мероприятий по реконструкции (строительству) объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и ниже, необходимых для электроснабжения существующих и новых потребителей Бодайбинского энергорайона.

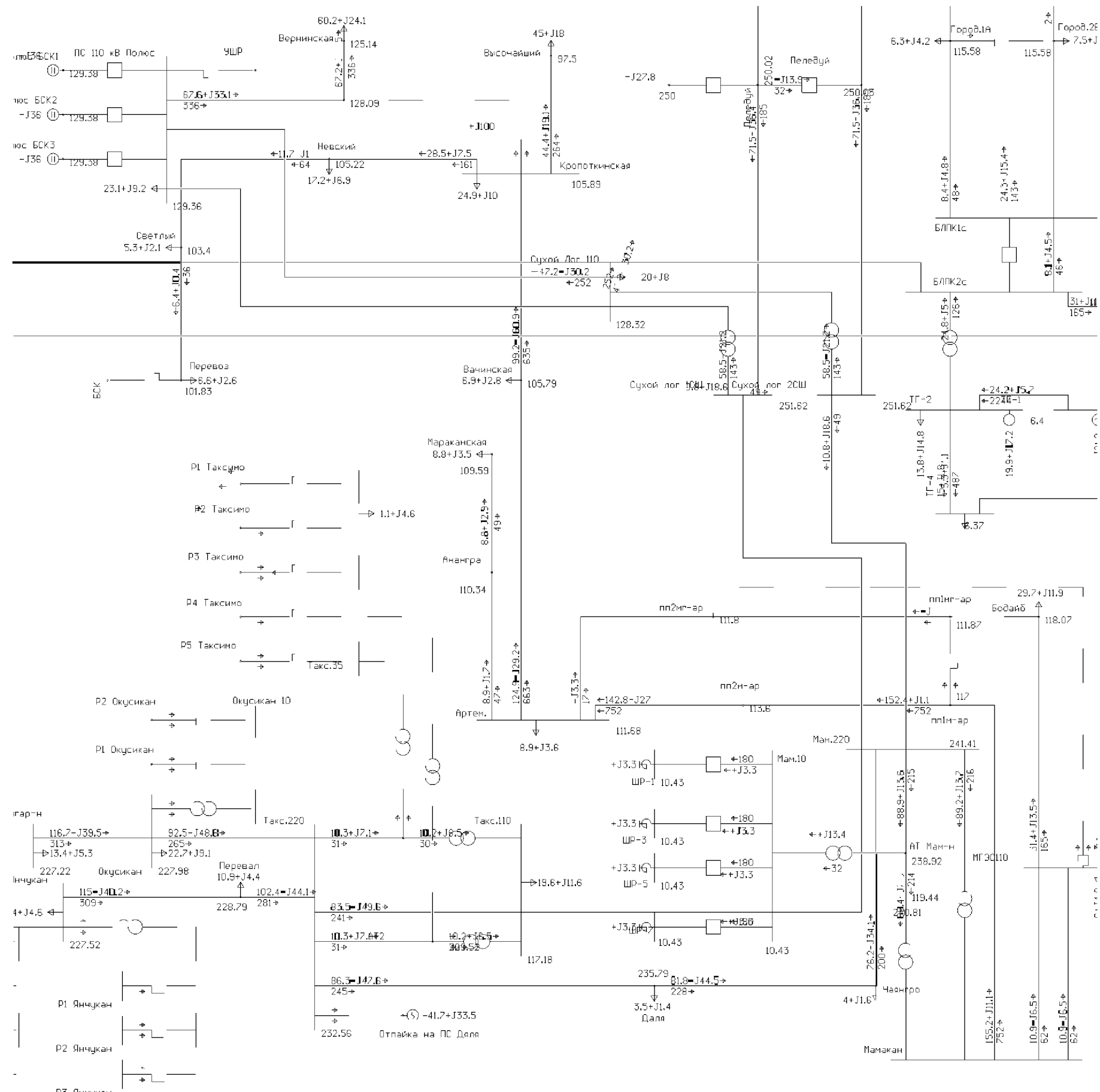
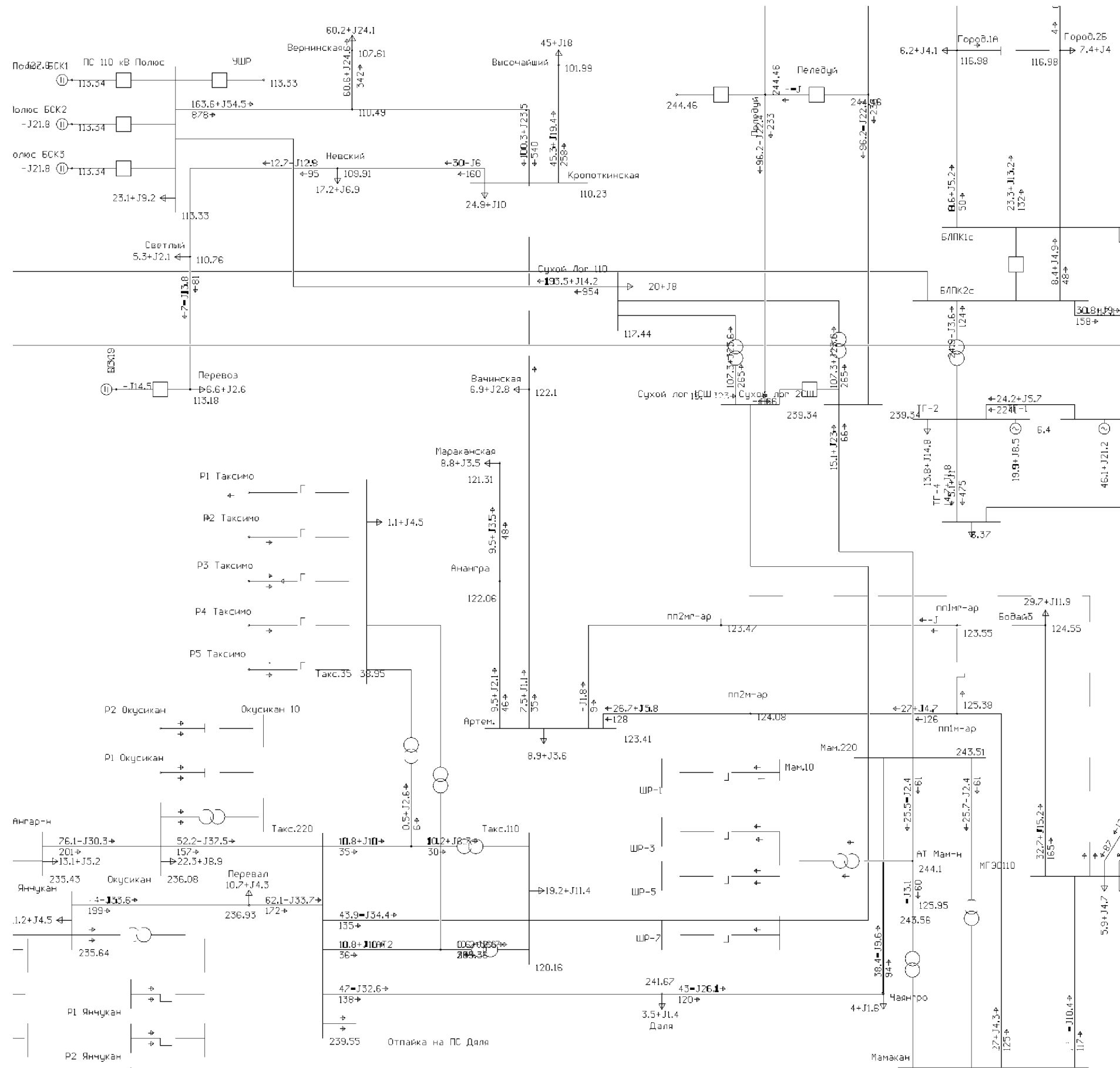


Рисунок 65. Нормальная схема электроснабжения Бодайбинского района в зимний максимум 2018 года



**IV–11. ФОРМИРОВАНИЕ ПЕРЕЧНЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ и ВЫШЕ, РЕКОМЕНДУЕМЫХ К ВВОДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ЭНЕРГОУЗЛОВ (ЭНЕРГОРАЙОНОВ) НА ТЕРРИТОРИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕСЯ ПОВЫШЕННОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ ВЫХОДА ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ИЗ ОБЛАСТИ ДОПУСТИМЫХ ЗНАЧЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ и ВЫШЕ**

Перечень объектов электросетевого хозяйства, рекомендуемых к вводу в соответствии с ТУ на ТП, сведен в таблицу 20. Перечень объектов электросетевого хозяйства, рекомендуемый к вводу для ликвидации узких мест, сведен в таблицу 68.

Таблица 68. Перечень объектов электросетевого хозяйства, рекомендуемый к вводу на период 2018-2022 годы в соответствии с ТУ на ТП

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	Год реализации мероприятия	Ответственная организация
1	ПС 500 кВ Усть-Кут	501 МВА, ШР 180 Мвар, УШР 180 Мвар	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	ВЛ 220 кВ Пеледуй — Сухой Лог №2	262 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
3	ВЛ 220 кВ Сухой Лог — Мамакан №1 и №2	2×169,9 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
4	Двухцепная ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ НПС-7 до ПС 220 кВ НПС-8 с образованием ВЛ 220 кВ НПС-7 — НПС-9 с отпайкой на ПС НПС-8 I и II цепь	2×137,9 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
5	ВЛ 220 кВ Пеледуй — Сухой Лог №1 (перевод на проектное напряжение 220 кВ существующего участка ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полус)	1 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
6	ПС 220 кВ Сухой Лог	2×63 МВА	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
7	ВЛ 500 кВ Усть-Кут — Нижнеангарская с ПС 500 кВ Нижнеангарская с заходами ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Кичера и ВЛ 220 кВ Северобайкальская — Ангоя	501 МВА, ШР 180 Мвар, 290,5 км, УШР 2×63 Мвар	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
8	ВЛ 220 кВ (в габаритах 500 кВ) Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут №2	300 км, ШР 180 Мвар	2019	ПАО «ФСК ЕЭС»
9	ВЛ 500 кВ Братский ПП — Озерная с расширением ОРУ 500 кВ Братского ПП	230 км	2021	ОАО «ИЭСК»



10	Заход ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим (ВЛ-574) (временно работает на напряжение 220 кВ) на ОРУ 500 кВ и ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут с образованием ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Усть-Кут и ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Якурим №2	1,7 км	2018	ОАО «ИЭСК»
11	ПС 500 кВ Тайшет: установка третьего АТ 500/110 кВ	250 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»
12	ПС 500 кВ Тулун: установка АТ 500/110 кВ	400 МВА	2020	ОАО «ИЭСК»
13	ПС 500 кВ Озерная	3×501 МВА, БСК 4×100 Мвар, УШР 2×100 Мвар	2019, 2020,2021	ОАО «ИЭСК»
14	ВЛ 220 кВ Озерная — ТАЗ	2×4 км	2019-2020	ОАО «ИЭСК»
15	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская №2 с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (демонтаж отпайки на ПС 220 кВ Заводская)	11 км	2018	ОАО «ИЭСК»
16	Отпайки от ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Звездная и ВЛ 220 кВ Коршуниха — Звездная на ПС 220 кВ Чудничный	1 км	2020	ОАО «ИЭСК»
17	Отпайки от ВЛ 220 кВ Звездная — Киренга и ВЛ 220 кВ Ния — Киренга на ПС 220 кВ Небель	1 км	2020	ОАО «ИЭСК»
18	ПС 220 кВ Коршуниха: замена АТ 220/110 кВ	2×200 МВА	2018	ОАО «ИЭСК»
19	ПС 110 кВ Зеленый Берег	2×25 МВА, 2 км	2019	ОАО «ИЭСК»
20	ПС 220 кВ Мамакан: установка второго АТ, 2СШ 220 кВ, ОСШ 220 кВ, 2СШ 110 кВ, ОСШ 110 кВ	125 МВА	2018	АО «Витимэнерго»
21	ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан с отпайками: перевод второй ВЛ на напряжение 220 кВ со строительством ПС 220 кВ Дяля и ПС 220 кВ Чаянгро	1×25 МВА, 1×25 МВА	2018	АО «Витимэнерго»
22	ВЛ 220 кВ НПС-3 — НПС-2 №1 и №2	2×110 км	2019	ПАО «Транснефть»
23	ВЛ 220 кВ Коршуниха — НПС-5 I и II цепь	2×11 км	2019	ПАО «Транснефть»
24	ПС 220 кВ НПС-2	2×40 МВА	2019	ПАО «Транснефть»
25	ПС 220 кВ НПС-5	2×25 МВА	2019	ПАО «Транснефть»
26	Отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская №1 и №2 на ПС 220 кВ СЭМЗ	2×1 км	2018	ООО «СЭМЗ»
27	ПС 220 кВ СЭМЗ	2×40 МВА	2018	ООО «СЭМЗ»

28	ПС 220 кВ Чудничный	2×40 МВА	2019	ОАО «РЖД»
29	ПС 220 кВ Небель	2×40 МВА	2019	ОАО «РЖД»
30	ПС 220 кВ Улькан: техническое перевооружение ОРУ-220 кВ с заменой трансформатора и элегазовых выключателей 220 кВ	-	2019	ОАО «РЖД»
31	ПС 220 кВ Кунерма: техническое перевооружение ОРУ-220 кВ с заменой трансформатора и элегазовых выключателей 220 кВ	-	2019	ОАО «РЖД»
32	ПС 220 кВ Слюдянка: замена трансформатора 63 МВА на 125 МВА	125 МВА	2018	ОАО «РЖД»
33	ПС 110 кВ Кежемская: техническое перевооружение с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА — 2 шт., установка УПК, замена защит 110 кВ	2×40 МВА	2017, 2018	ОАО «РЖД»
34	ПС 110 кВ Коршуниха: техническое перевооружение с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА — 2 шт. и установка УПК	2×40 МВА	2017, 2018	ОАО «РЖД»
35	ПС 110 кВ Чукша: техническое перевооружение ОРУ 110 кВ с заменой тягового трансформатора с 20 МВА — 2 шт. и установка УПК	2×40 МВА	2017, 2018	ОАО «РЖД»
36	ПС 110 кВ Черная: техническое перевооружение с заменой тягового трансформатора с 20 МВА на 40 МВА — 1 шт. и установка УПК	2×40 МВА	2017, 2018	ОАО «РЖД»
37	ПС 110 кВ Усть-Кут: техническое перевооружение с заменой тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА — 2 шт., замена защит 110 кВ	2×40 МВА	2019	ОАО «РЖД»
38	ПС 110 кВ Хребтовая: техническое перевооружение с заменой тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА — 1 шт., установка УПК, замена защиты 110 кВ	2×40 МВА	2019	ОАО «РЖД»
39	ПС 110 кВ Ручей: техническое перевооружение и технологическое присоединение к сетям ОАО «ИЭСК»	-	2018	ОАО «РЖД»
40	ПС 110 кВ Семигорск: техническое перевооружение с заменой тягового трансформатора с 25 МВА на 40 МВА — 2 шт., замена защиты 110 кВ	2×40 МВА	2019	ОАО «РЖД»
41	ПС 110 кВ Зяба: техническое перевооружение с заменой двух тяговых трансформаторов с 20 МВА на 40 МВА, замена защит 110 кВ	2×40 МВА	2019	ОАО «РЖД»

42	ПС 110 кВ Невельская: техническое перевооружение с заменой трансформатора с 25 МВА на 40 МВА, замена защит 110 кВ	40 МВА	2019	ОАО «РЖД»
43	ПС 220 кВ Малая Елань 220/35/10 кВ с отпайками от ВЛ 220 кВ Иркутская — Шелехово	2×40 МВА, 2×1 км	2018	ЗАО «АЗГИ»
44	Двухцепная ВЛ 220 кВ Тулун — Туманная	-	н/д	ООО «Голевская ГРК»
45	ПС 220 кВ Туманная	2×162,5 МВА, БСК 2×60 Мвар	2020	ООО «Голевская ГРК»
46	ВЛ 220 кВ НПС-6 — НПС-7 № 1 и №2 ориентировочной протяженностью 280 км (2×140 км)	124,67 км, 124,82 км	2017-2018	ПАО «Транснефть»
47	ПС 220 кВ НПС-7	2×40 МВА	2017-2018	ПАО «Транснефть»
48	ВЛ 220 кВ Ключи — Шелехово №2	-	2018	ОАО «ИЭСК»
49	Перевод ВЛ 220 кВ Шелехово — БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка I цепь (ШБЦ-269) с ПС 220 кВ Шелехово на ОРУ 220 кВ ПС 500 кВ Ключи	-	2018	ОАО «ИЭСК»
50	ВЛ 110 кВ Опорная — БЛПК I и II цепь	2×12 км	2018	ОАО «ИЭСК»

Таблица 69. Перечень объектов электросетевого хозяйства, рекомендуемый к вводу на период 2018-2022 годы для ликвидации узких мест

№ п/п	Наименование объекта	Характеристика	Год реализации мероприятия	Ответственная организация
1	ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет с отпайками: замена провода шин и ошиновки на ПС 110 кВ Замзор и ПС 500 кВ Тайшет	-	2019	ОАО «РЖД» ОАО «ИЭСК»
2	Участок ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская и ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Арьемовская: замена провода АС-120	10,9 км	2018	АО «Витимэнерго»
3	ПС 110 кВ Филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС: установка СКРМ с подключением к АОСН	45 МВар	2019	ОАО «ИЭСК»
4	Замена токоограничивающего оборудования на ПС 110 кВ Тайшет-Запад, ПС 110 кВ Бирюса, ПС 500 кВ Тайшет	-	2018	ОАО «ИЭСК», ОАО «РЖД»

#### **IV–12. РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО КОРРЕКТИРОВКЕ СХЕМЫ И ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ ЕЭС РОССИИ (ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ)**

На основании имеющихся утвержденных технических условий на технологическое присоединение энергообъектов, информации от собственников оборудования и проведенных расчетов рекомендуется внести в действующую редакцию Схемы и программы развития ЕЭС России на 2017-2023 годы следующие изменения.

Необходимо изменить схему подключения ПС 220 кВ Чудничный и ПС 220 кВ Небель. В действующей редакции подключение энергообъектов планируется путем сооружения заходов ВЛ 220 кВ Звездная — Киренга на ПС 220 кВ Небель и заходов ВЛ 220 кВ Якурим — Ния на ПС 220 кВ Чудничный. В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение объектов ОАО «РЖД» по транзиту Лена — Киренга, подключение ПС 220 кВ Чудничный планируется отпайками от ВЛ 220 кВ Усть-Кут — Звездная и ВЛ 220 кВ Якурим — Ния, подключение ПС 220 кВ Небель планируется отпайками от ВЛ 220 кВ Звездная — Киренга и ВЛ 220 кВ Ния — Киренга.

На основании имеющихся утвержденных технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Голевская горнорудная компания» необходимо внести в действующую редакцию СиПР ЕЭС Российской Федерации информацию о строительстве ПС 220/35 кВ Туманная с установкой двух трансформаторов по 162,5 МВА и двух БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар каждая, двухцепной ВЛ 220 кВ Тулун — Туманная, реконструкции ПС 500 кВ Тулун в части расширения РУ 500 кВ и РУ 110 кВ для установки АТ 500/110 кВ мощностью 400 МВА, реконструкции РУ 220 кВ для подключения двухцепной ВЛ 220 кВ Тулун — Туманная.

**IV–13. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ с выделением сводных данных для каждого года**

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ представлены в таблице 70.

Таблица 70. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 110 кВ (6-35 кВ)

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Вводы и реконструкции ЛЭП, км	612,55	700,44	867,73	768,2	318,8	136,1
Вводы и реконструкции трансформаторной мощности, МВА	88,35	177,41	119,67	139,8	68,5	31,7

**IV–14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТРЕБНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ В ТОПЛИВЕ (НА ОСНОВАНИИ БАЛАНСОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ)**

В таблице 71 представлен прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями и по области в целом.

Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Иркутской области в топливе определена на основании прогноза системного оператора по выработке электрической энергии и прогноза производства тепловой энергии.

Суммарный расход топлива по Иркутской области к 2022 году увеличится по сравнению с уровнем 2017 годом незначительно (на 0,1 процента) и составит 9688 тыс. т у. т., а расход топлива на энергопотребление (станциями и котельными генерирующими компаниями) к 2022 году снизится относительно 2017 года на 0,8 процента и составит 5861,5 тыс. т у. т. Потребление угля снизится на 0,1 процента — до 6996,5 тыс. т у. т., потребление мазута и газа увеличится на 2,1 процента — до 468 тыс. т у. т., прочих видов топлива увеличится на 1,2 процента — до 2223,1 тыс. т у. т. Структура топливного баланса для действующих станций и котельных генерирующих компаний (ПАО «Иркутскэнерго») значительно не изменится: подавляющая часть потребления (до 99 процентов) принадлежит углю.

Таблица 71. Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующими компаниями Иркутской области, тыс. т у. т.

Категория	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Электростанции ПАО «Иркутскэнерго», всего, в том числе:	5906,0	5915,3	5983,8	5820,9	5840,4	5861,5
уголь	5878,2	5887,5	5956,2	5792,8	5812,2	5833,1
мазут	10,5	10,6	10,5	10,8	10,9	11,1
газ	17,2	17,1	17,0	17,2	17,2	17,2
дрова и прочее	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Котельные ПАО «Иркутскэнерго», всего, в том числе:	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3	90,3
уголь	65,9	65,9	65,2	65,2	65,2	65,2
мазут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
газ	19,8	19,8	20,5	20,5	20,5	20,5
дрова и прочее	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Электростанции промышленных предприятий и розничного рынка, всего, в том числе:	1462,5	1462,5	1462,5	1462,5	1462,5	1462,5
уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
мазут	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
газ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
дрова и прочее	1456,4	1456,4	1456,4	1456,4	1456,4	1456,4
Котельные МО, всего, в том числе:	2218,7	2229,7	2240,7	2251,6	2263,4	2273,7
уголь	1070,2	1075,4	1080,6	1085,8	1092,8	1098,2
мазут	239,0	240,2	241,4	242,6	243,7	244,9
газ	164,7	165,6	166,4	167,2	167,9	168,5
дрова и прочее	744,8	748,5	752,3	756,0	759,0	762,1
Итого по Иркутской области, в том числе:	9677,5	9697,8	9777,3	9625,3	9656,6	9688,0
уголь	7014,3	7028,8	7102,0	6943,8	6970,2	6996,5
мазут	255,7	257,0	258,1	259,6	260,8	262,2
газ	201,7	202,5	203,9	204,9	205,6	206,2
дрова и прочее	2205,8	2209,5	2213,3	2217,0	2220,0	2223,1

#### **IV–15. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)**

С 1 января 2011 года вступил в силу Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей и потреблением тепловой энергии. Согласно статье 29 данного федерального закона, разработка и утверждение схем теплоснабжения поселений уполномоченными органами должно было быть осуществлено до 31 декабря 2011 года.

При разработке схем теплоснабжения следует учитывать постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Распоряжением Правительства Иркутской области от 12 октября 2012 года № 485-рп утвержден график разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальными образованиями Иркутской области. В соответствии с ним до конца 2013 года схемы теплоснабжения населенных пунктов должны были быть разработаны и утверждены во всех муниципальных образованиях области.

По данным министерства жилищной политики и энергетики Иркутской области на начало 2017 года разработано 173 схемы теплоснабжения из 174 схем, необходимых к разработке и утверждению. Схема теплоснабжения Ангарского городского округа находится в стадии утверждения.

Схема теплоснабжения города Иркутска до 2031 года утверждена Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22 июля 2016 года № 698.

#### **IV–16. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области с учетом максимального развития в регионе когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ с одновременным выбытием котельных (с указанием при необходимости мероприятий по реконструкции газовых сетей)**

В соответствии с корректировкой Генеральной схемы газификации и газоснабжения Иркутской области на ее территории предусматривается формирование четырех центров газодобычи: Южного, Братского, Усть-Кутско-Киренского и Северного. На их базе возможно развитие газовой энергетики. Наличие природного газа на территории Усть-Кутского и Киренского районов Иркутской области делает возможным реализацию крупного энергетического проекта, направленного на строительство газовой электростанции в районе города Усть-Кута.



В соответствии с прогнозом по вводу мощностей, представленном ранее в разделе IV–5, в Иркутской области ввод новых мощностей на базе когенерационных источников энергии, в том числе в составе ПГУ-блоков не планируется.

В таблице 72 представлен перечень предусмотренных инвестпрограммами ПАО «Иркутскэнерго» и схемами теплоснабжения крупных городов Иркутской области мероприятий по реконструкции, модернизации, перемаркировке и демонтажу оборудования существующих источников тепловой энергии в Иркутской области на период до 2022 года.

Таблица 72. Мероприятия по реконструкции, модернизации, перемаркировке и демонтажу оборудования существующих источников энергии Иркутской области на период до 2022 года

№	Наименование объекта	Компания	Оборудование	Вид топлива		Уст. мощность		Изм. уст. мощности	Срок выполнения (дд.мм.гггг)
				до меро-прия-тия	после меро-прия-тия	до меро-прия-тия	после меро-прия-тия		
1.	Участок №1 ТЭЦ-9	ПАО «Иркутскэнерго»	1 ПТ-21-90	Уголь	Уголь	21 МВт	-	21 МВт	01.04.2017
2.	Участок №1 ТЭЦ-9	ПАО «Иркутскэнерго»	5 П-19-90	Уголь	Уголь	19 МВт	-	19 МВт	01.04.2017
3.	Участок №1 ТЭЦ-9	ПАО «Иркутскэнерго»	7 Р-25-90/18	Уголь	Уголь	24 МВт	-	24 МВт	2020
4.	Участок №1 ТЭЦ-9	ПАО «Иркутскэнерго»	9 ПТ-30-90	Уголь	Уголь	30 МВт	-	30 МВт	2020
5.	Участок №1 ТЭЦ-9	ПАО «Иркутскэнерго»	10 ПТ-25-90	Уголь	Уголь	25 МВт	-	25 МВт	2020
6.	Участок №1 ТЭЦ-9	ПАО «Иркутскэнерго»	11 Т-22-90	Уголь	Уголь	22 МВт	-	22 МВт	01.07.2017
7.	Участок №1 ТЭЦ-9	ПАО «Иркутскэнерго»	12 Т-25-90	Уголь	Уголь	25 МВт	-	25 МВт	01.04.2017
8.	ТЭЦ (участок содорегенерационный котлов БЛОК ТЭС-3)	Филиал ОАО «Группа Илим» в городе Братске	СРКА-1750 ст.11	Черный шлол	Черный шлол	256 т/ч	256 т/ч	-	31.12.2018
9.	Котельная 45 квартала, город Братск	ООО «Братская электрическая компания»	КЕ-50-14-225 (ст. №2)	Уголь	Газ	25,3 Гкал/ч	25,3 Гкал/ч	-	31.12.2018
			КВТС 30 (ст. №5)			30,1 Гкал/ч 35МВт	30,1 Гкал/ч 35МВт	-	
			КВ-Р-35-150-1 (ст. №8)			30,1 Гкал/ч 35 МВт	30,1 Гкал/ч 35 МВт	-	

## Город Братск

Актуализированная схема теплоснабжения города Братска на период с 2012 по 2027 года утверждена постановлением администрации города Братска от 15 апреля 2016 года № 547. При актуализации схемы разработан мастер-план, в котором рассмотрены два сценария развития системы теплоснабжения города Братска.

Сценарий развития № 1 предполагает строительство 36-ти автономных источников теплоснабжения (далее — АИТ), использующих газ, как основной вид топлива, на территории правобережного округа (жилые районы Гидростроитель, Осиновка) в зоне действия котельной 45 квартала, работающей на твердом топливе, находящейся в собственности ООО «Братская электрическая компания». В рамках данного варианта предусматривался вывод котельной 45 квартала из эксплуатации после завершения строительства 36 АИТ.

Сценарий № 1 предусматривает следующие мероприятия:

- 1) строительство 36-ти АИТ, использующих газ, как основной вид топлива;
- 2) строительство распределительных и внутриквартальных тепловых сетей от котельных до потребителей тепловой энергии;
- 3) реконструкция индивидуальных тепловых пунктов у потребителей.
- 4) плановое переключение потребителей жилых районов Гидростроитель, Осиновка Правобережного округа города Братска на теплоснабжение от 36-ти АИТ со снижением подключенной тепловой нагрузки котельной 45-го квартала и выводом ее из эксплуатации.

В рамках сценария № 1 рассмотрены два варианта развития системы теплоснабжения Правобережного округа:

- Вариант 1.1. Строительство 36-ти АИТ с присоединением потребителей по зависимой схеме присоединения систем отопления и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты с температурным графиком 95/70 °С прокладкой тепловых сетей от АИТ к потребителям по 2-х трубной схеме теплоснабжения;
- Вариант 1.2. Строительство 36-ти АИТ с присоединением всех потребителей по зависимой схеме присоединения систем отопления и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через модули отопления и ГВС, расположенные в здании котельной с температурным графиком системы отопления 95/70 °С и температурой воды на горячее водоснабжение 60 °С прокладкой тепловых сетей от АИТ к потребителям по 4-х трубной схеме теплоснабжения.

Сценарий № 2 предполагает модернизацию котельной 45 квартала жилого района Гидростроитель путем газификации на период до 2018 года.

В рамках сценария № 2 предусматриваются следующие мероприятия:

- 1) перевод котельной 45 квартала, работающей на твердом топливе, на сжигание газообразного топлива;
- 2) установка турбогенератора для покрытия собственных нужд котельной по электроэнергии;
- 3) применение современных методов регулирования сжигания газа;
- 4) строительство склада резервного топлива;
- 5) рекультивация золошлакоотвала.

Основным вариантом для развития системы теплоснабжения города Братска является сценарий № 2, а именно модернизация котельной 45 квартала жилого района Гидростроитель города Братска путем газификации. Организация теплоснабжения жилых районов Гидростроитель и Осиновка города Братска от модернизированной газовой котельной 45 квартала повысит эффективность котельной 45 квартала и позволит обеспечить качественное, экономичное и надежное теплоснабжение потребителей.

Предполагается, что реализация мероприятий по газификации Иркутской области позволит создать условия для газификации основных промышленно-административных центров Иркутской области (город Иркутска, Ангарска, Усолье-Сибирское, Черемхово), оптимизации структуры топливно-энергетического баланса, увеличению доли когенерационного производства энергии в регионе на базе эффективных и экологичных газовых и парогазовых технологий. При этом перевод на газ действующих ТЭЦ не предполагается по причинам экономической нецелесообразности.

### Город Усть-Кут

В городе Усть-Куте в случае подачи газа в город возможна реализация четырех вариантов развития систем централизованного теплоснабжения:

- установка блочных модульных котельных в центральной части города и автономных газовых источников в районах неблагоустроенного сектора;
- использование блочных модульных котельных с дополнительным размещением Мини-ТЭЦ;
- строительство ТЭС на площадке в районе Панихи;
- строительство газовой ТЭС на площадке в районе ручья Утопленник.

Последний вариант был рекомендован Администрацией города в качестве основного. Планируется, что газовая ТЭС будет отапливать центральную и восточную часть города, позволив закрыть 12 неэффективных котельных, большая часть из которых — мазутные.

В 2014 году утверждена Схема теплоснабжения города Усть-Кута, в которой отражены перспективные тепловые нагрузки города. Суммарная тепловая нагрузка на 2021 год составит 180 Гкал/ч. В настоящее время теплоснабжение осуществляется от 20 котельных.

В Схеме теплоснабжения города Усть-Кута предусмотрены два основных варианта развития системы теплоснабжения города:

- 1) условно-оптимистический, с учетом строительства Ленской ТЭС и газификации существующих котельных;
- 2) сдержанно-пессимистический, с учетом подачи газа в 2017 году, перевода части котельных на использование газа и возможностью модернизации существующих котельных на окраинах города, работающих на угле и щепе.

Организация теплоснабжения города Усть-Кута от газовых котельных повысит их эффективность и позволит обеспечить качественное, экономичное и надежное теплоснабжение потребителей.

#### **IV–17. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ НА ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ С УВЕЛИЧЕНИЕМ МОЩНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩИХ КЭС И ТЭЦ И ПРОИЗВОДСТВА НА НИХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА С ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ**

При реализации плана газификации Иркутской области, предусматривающего поставку природного газа в крупные города Иркутской области, появляется возможность его использования для когенерационной выработки электрической и тепловой энергии. Это может быть как перевод существующих энергоисточников на газ, так и строительство новых.

В зоне южной газификации расположены 8 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго» Ново-Иркутская ТЭЦ, Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ, Иркутская ТЭЦ-9, участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, Иркутская ТЭЦ-10, Иркутская ТЭЦ-11, Иркутская ТЭЦ-12, Ново-Зиминская ТЭЦ. Основным топливом этих станций является каменный и бурый уголь разрезов Азейский, Мугунский, Черемховский, Головинский. В год потребление составляет более 7,5 млн. тонн натурального топлива. Стоимость угля с учетом доставки, благодаря эффективности угольных предприятий и открытого способа добычи, составляет 1,6-1,8 тыс. руб./т у. т. По оценке ПАО «Иркутскэнерго» при существующем уровне потребления топлива в регионе разведанных запасов угля по промышленным категориям может хватить на более чем 700 лет.

Одним из путей развития газовой теплоэнергетики является внедрение парогазового цикла на действующих ТЭЦ путем проведения комплексной модернизации, которая заключается в переводе котлов на сжигание природного газа и надстройкой энергоблоков газотурбинными установками. Объединение ГТУ с действующими ПТУ предполагает значительную реконструкцию котлоагрегатов для сжигания газа и утилизации выхлопных газов ГТУ, поэтому комплекс подобных мероприятий требует глубокого анализа и обоснованных технических проработок.

На основе укрупненной технико-экономической оценки, проведенной с использованием фактических показателей работы ТЭЦ Иркутской области, можно сделать вывод, что при существующих ценах на уголь и тарифах на электроэнергию перевод угольных электростанций на газ возможен при крайне заниженной стоимости газа.

Однако, необходимо иметь в виду, что при анализе не учтены текущие резервы угольной генерации по выработке и возможные мероприятия по повышению этих резервов, потери прибыли угольных разрезов.

Важно отметить, что перевод угольных ТЭЦ на газ имеет отрицательные социально-экономические последствия, включая:

- закрытие прибыльных Азейского, Мугунского, Черемховского, Головинского разрезов;
- полная потеря угольной отрасли региона (из крупных разрезов сохраняется только Вереинский);
- проблемы с закупками угля для бытовых и коммунальных потребителей Иркутской области, в том числе северный завоз, что в свою очередь создаст дополнительную социальную напряженность;
- массовые сокращения в угольных моногородах Черемхово и Тулун (более 3,5 тыс. чел. только в угольной отрасли);
- сокращение персонала на ТЭЦ, переведенных на сжигание газа (более 300 чел.);
- снижение объема грузоперевозок ОАО «РЖД» до 8 млн т/год;
- снижение прямых налоговых поступлений от ООО «КВСУ», ПАО «Иркутскэнерго», ОАО «РЖД»;
- повышение тарифов на тепловую энергию и стоимости электрической энергии с соответствующим снижением прибыльности бизнеса региона.

Наиболее вероятно, что перевод на газ угольных ТЭЦ в перспективе до 2022 не произойдет.

Использование газа в энергетике возможно при создании новых мощностей. Однако, учитывая текущую оценку баланса потребления и производства электроэнергии, наличие резервов угольной генерации и недорогих мероприятий по их развитию, необходимость в газовых энергоисточниках на юге Иркутской области в рамках рассматриваемого горизонта

СиПР

отсутствует.

#### **IV–18. ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОСЕТЕВОГО ХОЗЯЙСТВА МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ НА 5-ЛЕТНИЙ ПЕРИОД**

##### **IV–18.1. Общая характеристика тепловых сетей Иркутской области**

В настоящее время в 10 городах области (Ангарск, Байкальск, Братск, Железногорск-Илимский, Иркутск, Саянск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Черемхово, Шелехов) действуют теплофикационные системы с одной или несколькими ТЭЦ. Наиболее крупные из них действуют в Иркутске, Ангарске, Братске, Усть-Илимске, Усолье-Сибирском и Саянске. Они имеют развитые тепловые сети с радиусами теплоснабжения (расстояние по трассе от источника до конечного потребителя) до 15 км и с диаметрами головных магистралей до 1 200 мм. Протяженность тепловых сетей в одной системе измеряется сотнями километров.

В таблице 73 представлены данные по протяженности тепловых сетей Иркутской области с разбивкой по муниципальным образованиям, структуре диаметров, протяженности сетей, нуждающихся в замене и объемам их замены по состоянию на 1 января 2017 года (согласно данным Иркутскстата).

Таблица 73. Характеристика тепловых сетей Иркутской области по состоянию на 1 января 2017 года

Муниципальное образование (район, город)	Протяженность тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении, км	в том числе диаметром:			Протяженность сетей, нуждающихся в замене	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	Ветхие сети, км	Заменено тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении за отчетный год, км	
		до 200 мм	от 200 мм до 400 мм	от 400 мм до 600 мм				всего	до 200 мм
Иркутская область	3 914,8	2 577,2	806,1	297,3	1 384,2	35,4	677,2	47,3	40,1
Ангарск	442,2	245,8	76,2	72,9	36,7	8,3	2,4	4,0	4,0
Иркутск	665,2	411,9	133,7	60,0	391,3	58,8	134,1	5,9	5,9
Бодайбо	51,0	38,5	9,7	2,8	23,0	45,1	23,0	2,4	2,4
Братск	443,8	281,4	70,5	57,2	261,4	58,9	46,8	1,3	1,3
Зима	72,4	50,3	22,1	-	25,5	35,2	19,3	0,3	0,3
Нижнеудинск	24,2	21,5	2,6	0,1	7,3	30,2	2,7	0,1	0,1
Алзамай	1,8	0,9	0,9	-	0,1	5,6	0,1	-	-
Саянск	93,1	28,8	13,8	27,0	0,7	0,8	0,3	0,3	0,3
Тайшет	35,1	24,0	5,0	5,3	17,0	48,4	7,7	1,5	1,5
Бирюсинск	13,9	11,1	2,8	-	3,9	28,1	-	2,0	2,0
Юрты	10,7	0,3	-	-	7,5	70,1	7,5	0,3	0,3
Тулун	68,4	55,6	10,8	2,0	20,1	29,4	19,9	0,5	0,5
Усть-Илимск	177,2	82,7	47,9	12,8	110,4	62,3	4,4	1,6	1,6
Усолье-Сибирское	154,0	93,0	31,0	18,5	16,5	10,7	16,5	1,3	1,3
Усть-Кут	138,7	113,1	20,7	4,9	22,4	16,1	21,1	5,3	2,1
Черемхово	65,7	44,7	14,2	2,7	1,3	2,0	1,0	1,3	1,0
Свирск	24,8	18,4	4,7	1,7	17,4	70,2	12,8	0,2	0,2
Шелехов	116,0	85,0	22,0	6,0	-	-	-	-	-
Ангарский район	12,7	11,8	0,9	-	1,3	10,2	1,3	-	-
Бодайбинский район	63,3	55,3	8,0	-	23,6	37,3	23,6	2,5	2,5
Балаганский район	8,7	4,7	4,0	-	1,1	12,6	0,7	1,0	1,0



Братский район	35,7	34,4	0,3	-	10,3	28,9	6,7	1,7	0,2
Вихоревка	36,1	22,0	10,3	3,8	1,6	4,4	0,8	0,3	0,3
Жигаловский район	6,2	6,2	-	-	0,4	6,5	0,4	0,1	0,1
Заларинский район	23,0	20,7	2,2	-	4,8	20,9	4,3	1,1	1,1
Зиминский район	17,6	17,6	-	-	2,8	15,9	2,8	0,4	0,4
Иркутский район	104,9	93,0	8,1	-	25,9	24,7	20,2	-	-
Казачинско-Ленский район	53,4	50,0	3,4	-	37,4	70,0	37,4	-	-
Катангский район	1,2	0,3	0,9	-	0,2	16,7	0,2	-	-
Качугский район	16,0	16,0	-	-	2,6	16,3	2,0	-	-
Киренский район	17,5	17,5	-	-	5,8	33,1	3,0	0,1	0,1
Киренск	30,6	28,5	1,3	0,8	12,4	40,5	12,4	0,3	0,3
Мамско-Чуйский район	61,1	57,3	3,8	-	48,5	79,4	48,5	3,7	3,7
Куйтунский район	26,0	24,0	2,0	-	13,0	50,0	3,0	0,5	0,3
Нижеилимский район	64,4	53,6	10,0	0,3	27,1	42,1	20,2	1,3	0,5
Железногорск-Илимский	58,6	33,5	16,0	9,0	27,2	46,4	11,6	0,8	0,8
Нижеудинский район	20,0	20,0	-	-	16,5	82,5	16,5	0,1	0,1
Ольхонский район	13,9	13,1	0,8	-	-	-	-	-	-
Слюдянский район	5,6	5,3	0,3	-	0,1	1,8	0,1	-	-
Слюдянка	51,8	39,0	12,2	0,6	36,3	70,1	36,3	0,3	0,3
Байкальск	241,9	29,6	206,5	5,8	20,0	8,3	20,0	0,5	0,5
Тайшетский район	26,6	25,8	0,8	-	9,7	36,5	8,6	1,4	0,2
Тулунский район	20,5	20,5	-	-	3,3	16,1	3,3	-	-
Усольский район	79,4	78,0	1,4	-	23,0	29,0	17,1	0,3	0,3
Усть-Илимский район	67,8	62,0	5,8	-	26,9	39,7	21,4	0,9	0,9
Усть-Кутский район	30,0	25,6	4,4	-	7,2	24,0	3,9	0,7	0,7
Усть-Удинский район	9,5	7,9	1,6	-	3,0	31,6	3,0	0,5	0,5
Черемховский район	30,3	24,9	2,3	3,1	13,6	44,9	13,6	-	-
Чунский район	8,8	4,2	4,6	-	0,8	9,1	-	-	-
Шелеховский район	4,0	3,3	0,7	-	0,9	22,5	0,9	-	-
Аларский район	36,2	36,2	-	-	10,0	27,6	10,0	-	-

Баяндаевский район	2,2	2,2	-	-	1,0	45,5	1,0	-	-
Боханский район	3,4	3,4	-	-	0,6	17,6	-	-	-
Нукутский район	4,5	4,1	0,4	-	0,4	8,9	0,4	0,5	0,5
Осинский район	1,3	1,3	-	-	-	-	-	-	-
Эхирит-Булагатский район	18,2	13,7	4,5	-	2,4	13,2	2,4	-	-
Данные, не вошедшие в итоги районов	3,7	3,7	-	-	-	-	-	-	-

Общая протяженность тепловых сетей по области на начало 2017 года составила 3 914,8 км. Протяженность сетей по группам диаметров:

- 2 179,7 км или 61,97 процента составляют сети диаметром до 200 мм;
- 794,7 км или 22,59 процента — сети диаметром свыше 200 до 400 мм;
- 299,5 км или 8,52 процента — сети диаметром свыше 400 до 600 мм;
- 243,3 км или 6,92 процента — сети диаметром свыше 600 мм.

Теплопроводы диаметром свыше 600 мм сосредоточены в крупных городах, где расположены ТЭЦ (Иркутск, Ангарск, Братск, Усолье-Сибирское, Усть-Илимск, Шелехов, Черемхово).

Наиболее протяженные тепловые сети сосредоточены в Иркутске, где эксплуатируется около 665,2 км сетей или 17,0 процента, Ангарске — 442,2 км или 11,30 процента, Братске — 443,8 км или 11,34 процента. Протяженность сетей, нуждающихся в замене, составляет 1 384,2 км или 35,36 процента, из которых 677,2 км или 48,92 процента — ветхие. Доля сетей город Иркутска, нуждающихся в замене, составляет 10,0 процента, а ветхих — 3,43 процента от общей протяженности тепловых сетей по области.

Наибольший удельный вес сетей, нуждающихся в замене, приходится на Нижнеудинский район — 82,2 процента, Мамско-Чуйский район — 79,4 процента, и город Свирск — 70,2 процента.

За 2016 год в Иркутской области было заменено 47,3 км тепловых сетей, из которых 40,1 км — ветхих.

Почти половина тепловых сетей области (46 процентов) принадлежит ПАО «Иркутскэнерго», эксплуатация которых осуществляется предприятиями управления тепловых сетей (УТС) на базе ТЭЦ в Иркутске, Ангарске, Братске, Усолье-Сибирском, Железногорске-Илимском, Зиме, Усть-Илимске, Черемхово.

Эксплуатацией коммунальных теплоснабжающих систем занимаются муниципальные теплоэнергетические предприятия в крупных городах и муниципальные предприятия жилищно-коммунального хозяйства в других населенных пунктах области. Эти предприятия эксплуатируют более 1 000 котельных и около 2 000 км тепловых сетей.

К настоящему времени в теплосетевом хозяйстве Иркутской области сложилась ситуация, характерная для большинства систем теплоснабжения России. Наиболее широкое применение получили элеваторные схемы присоединения отопительной нагрузки, открытый водозабор, традиционная подземная прокладка в непроходных каналах теплопроводов с минераловатной изоляцией. Распределение теплоносителя между потребителями осуществляется с помощью дроссельных устройств, устанавливаемых на вводах в здания. Эти устаревшие технические решения не позволяют эффективно транспортировать и использовать тепловую энергию, что приводит к ее сверхнормативным потерям и перерасходам.

**IV–18.2.** Прогнозная динамика реконструкции и ввода тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго»

В таблице 74 представлена информация о протяженности тепловых сетей по срокам эксплуатации предприятий, принадлежащих ПАО «Иркутскэнерго». Всего в их эксплуатации находится 1 780,7 км теплопроводов, более половины из которых (1 058,2 км) — это сети со сроком эксплуатации более 25 лет, которые подлежат замене.

Таблица 74. Состояние тепловых сетей предприятий ПАО «Иркутскэнерго» на 1 января 2017 года

Тип проклад-ки трубопро-водов	Всего протяженност ь, м	до 5 лет эксплуатаци и	от 6 до 10 лет эксплу- атации	от 11 до 15 лет эксплу- атации	от 16 до 20 лет эксплу- атации	от 21 до 25 лет эксплу- атации	свыше 25 лет эксплу- атации	Объем переключений за 2016 год
<b>УТС ИРКУТСКОЙ ТЭЦ-9</b>								
Всего	442 226	8 009	18 895	11 405	14 696	22 154	367 067	4 025
Надземная	121 181	1 748	14 141	5 857	8 328	2 575	88 532	87
Подземная	321 045	6 261	4 754	5 548	6 368	19 579	278 535	3 938
<b>УТС НОВО-ИРКУТСКОЙ ТЭЦ</b>								
Всего	480 880	13 917	30 363	58 461	47 408	37 272	293 460	4 143
Надземная	28 796	497	4 942	9 384	40	1 767	12 166	460
Подземная	452 084	13 419	25 421	49 078	47 368	35 504	281 294	3 683
<b>ТТИТС ИРКУТСКОЙ ТЭЦ-6</b>								
Всего	394 762	21 113	30 220	25 862	37 598	42 003	237 966	1 078
Надземная	27 138	1 677	172	158	2 489	3 408	19 234	0
Подземная	367 623	19 436	30 048	25 704	35 109	38 595	218 732	1 078
<b>ТВСК УСТЬ-ИЛИМСКОЙ ТЭЦ</b>								
Всего	177 163	12 019	15 209	17 244	6 977	14 315	111 399	1 594
Надземная	45 841	1 306	141	209	74	5 350	38 761	0
Подземная	131 322	10 713	15 068	17 035	6 903	8 965	72 638	1 594
<b>ИРКУТСКАЯ ТЭЦ-11</b>								
Всего	150 753	39 321	37 339	23 646	20 493	11 387	18 568	1 333
Надземная	25 652	5 299	5 134	186	1 077	1 015	12 942	88
Подземная	89 531	23 157	18 990	14 931	16 455	10 372	5 626	1 045
Бесканальная	35 570	10 865	13 215	8 529	2 961	0	0	200
<b>ИРКУТСКАЯ ТЭЦ-12</b>								
Всего	60 277	16 383	14 729	15 953	6 967	3 674	2 571	985
Надземная	7 790	1 249	3 630	1 840	764	150	158	0

Подземная	52 486	15 134	11 099	14 114	6 202	3 524	2 413	985
<b>ИРКУТСКАЯ ТЭЦ-16</b>								
Всего	58 587	7 689	8 977	8 280	2 300	4 196	27 146	814
Надземная	30 562	4 511	3 345	3 563	951	1 407	16 786	166
Подземная	28 025	3 178	5 632	4 717	1 349	2 789	10 360	648
<b>НОВО-ЗИМИНСКАЯ ТЭЦ</b>								
Всего	16 085	0	0	0	0	0	0	0
Надземная	16 085	0	0	16 085	0	0	0	0
Подземная	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО по ПАО «ИРКУТСКЭНЕРГО»</b>								
Всего	1 780 731	118 449	155 731	160 851	136 439	135 000	1 058 176	13 972
Надземная	303 045	16 287	31 505	37 281	13 724	15 672	188 577	801
Подземная	1 442 116	91 298	111 010	131 127	119 754	119 328	869 599	12 971
Бесканальная	35 570	10 865	13 215	8 529	2 961	0	0	200

При малых ежегодных объемах переключений протяженность изношенных сетей будет постоянно увеличиваться и уже через 5 лет она может возрасти на 135 км (12,8 процента). Некоторое снижение аварийности связано с проведением адресных превентивных замен трубопроводов, основанных на данных диагностики.

В соответствии с распределением «возраста» тепловых сетей (см. табл. 25) рассчитана прогнозная динамика переключений тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго». Рассматривается 3 варианта планирования работ по реконструкции тепловых сетей:

- темп переключений ПАО «Иркутскэнерго» в 2016 году (14,0 км/год);
- темп переключений, позволяющий предотвратить рост износа тепловых сетей (27,0 км/год);
- темп переключений, позволяющий сократить износ сетей к 2022 году на 50 процентов (132,8 км/год).

Если переключенка теплопроводов не будет осуществляться, то к 2022 году протяженность изношенных сетей, находящиеся на обслуживании ПАО «Иркутскэнерго», составит 1 193,2 км, или 67,0 процента.

При темпе замены сетей на уровне 2016 года (14,0 км/год) протяженность изношенных сетей увеличивается к 2022 году до 1 123,2 км (63,0 процента). Минимально необходимый темп переключений соответствует 27,0 км/год, при этом износ тепловых сетей останется на достигнутом уровне.

На период реализации СиПР предусматривается подключение новых потребителей со строительством тепловых сетей от точек подключения до границ земельных участков в город Иркутске, Ангарске и Братске. По предварительным оценкам суммарный объем ввода теплопроводов в этих городах области может составить около 9 км. Следует отметить, что сроки и объемы работ по строительству новых участков от существующих тепловых сетей централизованных систем теплоснабжения городов до абонентских пунктов заявителя могут корректироваться в зависимости от подаваемых заявок на подключение.

В таблице 75 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго» на перспективу до 2022 года. Всего за период 2017-2022 годы планируется построить 20,1 км тепловых сетей.

Таблица 75. Мероприятия по вводу тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго»

№	Наименование объекта	Место размещения	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Годы ввода					
					2017	2018	2019	2020	2021	2022
1.	Тепломагистраль № 4 «РК «Свердловская» — Правый берег». Участок от ПНС «Лисиха» до ТК-23Д (со строительством НС на территории ЭК «Лисиха»)	город Иркутск	800	3 019						
			400	1 107,6			√			
2.	Тепловая сеть от магистрали по ул. Баррикад до ТК-23Д-25 со строительством НПС «Ядринцева»	город Иркутск	400	2 500				√		
3.	Тепловая сеть на микрорайон «Зеленый»	город Иркутск	300	4 150			√			
4.	Паропроводы от главного корпуса Иркутской ТЭЦ-9 до участка № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	город Ангарск	2×400	4 590					√	
5.	Резервный паропровод от главного корпуса Иркутской ТЭЦ-9 до участка № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ТЭЦ-1)	город Ангарск	350	4 655					√	
Всего ввод тепловых сетей, м				20 086,6						



#### **IV–19. РАЗРАБОТАННЫЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ НА 2018-2022 ГОДЫ**

Принципиальные схемы электрической сети напряжением 110 кВ и выше до 2022 года представлены в Приложении VI.

#### **IV–20. ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕЩЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ИХ ТИП И МОЩНОСТЬ**

##### **IV–20.1.1. Установка БСК в Бодайбинском энергорайоне**

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов, в зимний период в нормальной схеме электрической сети при работе двух генераторов Мамаканской ГЭС существует превышение МДП в контролируемом сечении «Таксимо-Мамакан». При этом в качестве мероприятия по вводу параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод графиков аварийного ограничения режима потребления в объеме 14,5 МВт и переход в вынужденный режим работы по контролируемому сечению «Таксимо — Мамакан» с перетоком 80 МВт. Одним из мероприятий, направленных на увеличение максимально допустимого перетока в контролируемом сечении «Таксимо-Мамакан» и снижения объема вводимых ограничений, является установка БСК 30 Мвар на ПС Бодайбинского энергорайона. При установке БСК объем ограничений снизится на 3 МВт.

В СиПР предусмотрена установка БСК мощностью 30 Мвар на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Перевоз с целью снижения объема ограничения режима потребления в вынужденном режиме работы и с целью поддержания напряжения в транзите 110 кВ Мамакан — Перевоз в перспективе после увеличения нагрузки на ПС 110 кВ Высочайший. В связи с отсутствием на данный момент проектной документации по установке БСК место фактического размещения БСК может отличаться от принятого в данной работе.

##### **IV–20.1.2. Установка СКРМ на ПС 110 кВ Филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети»**

В соответствии с расчетами электроэнергетических режимов требуется установка БСК суммарной мощностью 45 Мвар на ПС 110 кВ Оса (результаты расчетов приведены в разделе III-2.5.3). Мощность, тип и места размещения СКРМ необходимо уточнить при проектировании.

## **РАЗДЕЛ V. СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РЕГИОНА**

Сводная Схема развития энергетики Иркутской области до 2022 года представлена на рисунке 60.

Карта-схема электрических сетей 110–500 кВ Иркутской области с перспективой развития до 2022 года.

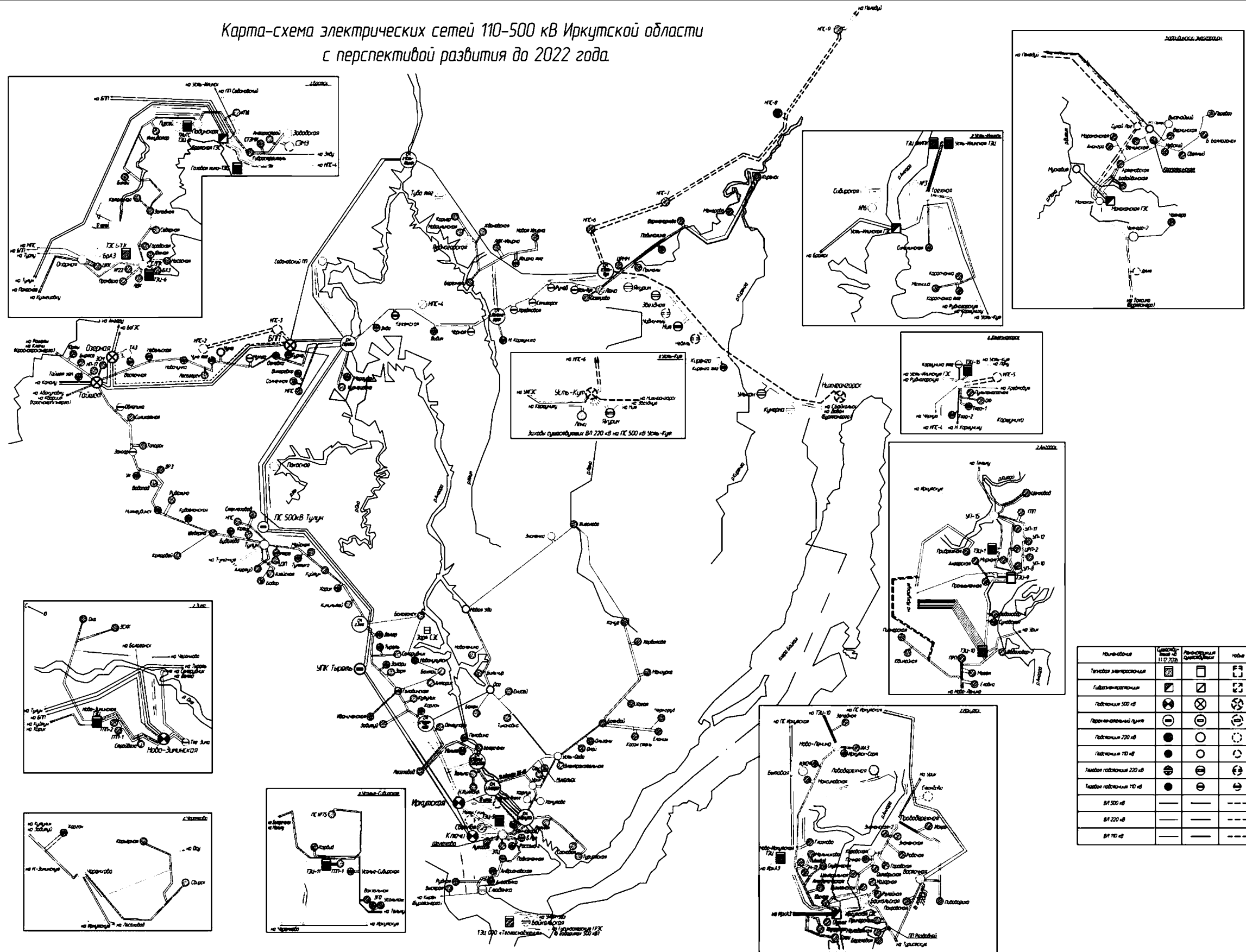


Рисунок 60. Карта-схема электрических сетей 110-500 кВ Иркутской области с перспективой развития до 2022 года

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ  
ИРКУТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО СОСТОЯНИЮ  
НА 1 ЯНВАРЯ 2017 ГОДА**

Таблица П1. Перечень ЛЭП 500 кВ по состоянию на 1 января 2017 года

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1.	ВЛ 500 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»									
1.1.	ВЛ 500 кВ Братский ПП — Тайшет	ВЛ-501	216,920	3×АС-500/64	1	1963	54	не истек	1977, 2012	металл
1.2.	ВЛ 500 кВ Братский ПП — Озерная	ВЛ-502	213,010	3×АС-500/64	1	1966	51	не истек	1979, 2012	металл
1.3.	ВЛ 500 кВ Озерная — Тайшет № 1	ВЛ-505	12,918	3×АС-500/64	1	1966, 2012	51, 5	не истек		металл
1.4.	ВЛ 500 кВ Озерная — Тайшет № 2	ВЛ-506	12,461	3×АС-500/64	1	1963, 2012	54, 5	не истек		металл
1.5.	ВЛ 500 кВ Братский ПП — Ново-Зиминская	ВЛ-560	308,900	-	1	1988	29	не истек		металл
			307,300	3×АпС-300/39						
			1,600	2×АЖС-500/336						
1.6.	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Тулун № 1	ВЛ-561	242,000	3×АС-500/64	1	1962	55	истек		металл
1.7.	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Тулун № 2	ВЛ-562	241,818	3×АС-500/64	1	1961	56	истек		металл
1.8.	ВЛ 500 кВ Тулун — УПК Тыреть		159,400	3×АС-500/64	1	1962	55	истек		металл
1.9.	ВЛ 500 кВ Тулун — Ново-Зиминская		126,132	-	1	1961	56	не истек	1989-1991	металл
			117,628	3×АС-500/64						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			8,504	3×АС-500/26						
1.10.	ВЛ 500 кВ Ново-Зиминская — УПК Тыреть	ВЛ-568	50,302	-	1	1961	56	не истек	1989-1991	металл
			41,772	3×АС-500/64						
			8,530	3×АС-500/26						
2.	ВЛ 500 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»									
2.1.	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Братский ПП № 1	ВЛ-569	71,240	3×АС-500/64	1	1963	54	не истек	1977	металл
2.2.	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС — Братский ПП № 2	ВЛ-570	68,415	3×АС-500/64	1	1966	51	не истек	1979	металл
2.3.	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Братская ГЭС	ВЛ-571	256,702	-	1	1975	42	истек		металл
			1,450	2×АС-500/336						
			255,252	3×АС-330/43						
2.4.	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Братский ПП	ВЛ-572	256,148	-	1	1976	41	истек		металл
			1,497	2×АС-500/336						
			254,651	3×АС-330/43						
2.5.	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС — Якурим	ВЛ-574	284,970	-	1	1993	24	не истек		металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			280,770	3×АС-300/39						
			4,200	АС-300/39						
3.	ВЛ 500 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»									
3.1.	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть — Иркутская	ВЛ-565	179,000	3×АС-500/64	1	1962	55	истек		металл
3.2.	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть — Ключи	ВЛ-566	223,921	3×АС-500/64	1	1961, 2008	56, 9	не истек		металл
3.3.	ВЛ 500 кВ Иркутская — Ключи	ВЛ-581	49,426	3×АС-300/39	1	1993, 2008	24, 9	не истек		металл
	Участок под охранным напряжением (бывшая ВЛ-566)		2,957	3×АС-500/64	1	1961	56	истек		металл
4.	ВЛ 500 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»									
4.1.	ВЛ 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС — Ключи	ВЛ-582	174,405	-	1	1993	24	не истек		металл
			166,601	3×АС-300/39						
			6,865	3×АС-300/66						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			0,939	АС-400/51						
5.	ВЛ 500 кВ МЭС Сибири — филиала ПАО «ФСК ЕЭС»									
5.1.	ВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС — Озерная		219,931	3×АС-400/51	1	2014	3	не истек		металл
5.2.	ВЛ 500 кВ Камала — Тайшет № 503		53,042	3×АС-500	1	1961, 1966	56	истек		металл
5.3.	ВЛ 500 кВ Камала — Тайшет № 504		56,61	3×АС-400	1	1961, 1966	56	истек		металл
6.	ВЛ 500 кВ КГКУ «ДКР НП»									
6.1.	ВЛ 500 кВ Ангара — Озерная		210,27	3×АС-400/51	1	2014	3	не истек		металл

Таблица П2. Перечень ЛЭП 220 кВ по состоянию на 1 января 2017 года

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1.	ВЛ 220 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»									
1.1.	ВЛ 220 кВ Черемхово — Ново-Зиминская	ВЛ-230	147,417	-	1	1957	60	не истек	1978	металл
			136,758	АС-400/93						
			10,659	АС-400/51						
1.2.	ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская — Тулун	ВЛ-231	130,998	-	1	1957	60	не истек	1989	металл
			119,173	АС-400/93						
			11,825	АС-400/51						
1.3.	ВЛ 220 кВ Тулун — Покосное	ВЛ-232	125,497	-	1	1957	60	не истек	1979	металл
			125,365	АС-400/93						
			0,132	АС-400/51						
2.	ВЛ 220 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»									
2.1.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ I, II цепь (собств. ОАО «РУСАЛ Братск»)		38,700	АС-500/64	2	1971	46	истек		металл



№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.2.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ III, IV цепь (собств. ОАО «РУСАЛ Братск»)		38,900	АС-500/64	2	1970	47	истек		металл
2.3.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ V, VI цепь (собств. ОАО «РУСАЛ Братск»)		40,000	АС-500/64	2	1965	52	истек		металл
	Отпайка от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ V цепь на ПС БЛПК		12,520	АС-400/64	1	1979	38	не истек		металл
2.4.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ VII, VIII цепь (собств. ОАО «РУСАЛ Братск»)		39,400	АС-500/64	2	1967	50	истек		металл
2.5.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ IX, X цепь (собств. ОАО «РУСАЛ Братск»)		39,900	АС-500/64	2	1973	44	истек		металл
2.6.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ XI, XII цепь (собств. ОАО «РУСАЛ Братск»)		40,154	АС-500/64	2	1975	42	истек		металл
	Отпайка от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БрАЗ IX, XII цепь на ПС Пурсей		2,800	-	2	1975	42	истек		металл
			2,000	АС-240/32						
			0,800	АС-300/39						
2.7.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Падунская I цепь	ВЛ-235	4,200	АС-400/64	1	1961	56	истек		металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.8.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Падунская II цепь	ВЛ-236	4,200	АС-300/48	1	1979	38	не истек		металл
2.9.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — НПС-4 (на одних опорах с транзитом 110 кВ Гидростроитель — Коршуниха)	ВЛ-250	84,366	-	1	1964	53	не истек	1999-2005	металл
			56,794	АС-400/72						
			6,010	АС-400/64						
			5,250	АС-300/39						
			5,650	АС-330/43						
			1,100	БС-400						
			9,562	2×АС-400/72+А С-330/43						
	Отпайка от ВЛ-250 на ПС Заводская		3,400	АС-300/39	1	1973	44	не истек	1999	металл
2.10.	ВЛ 220 кВ НПС-4 — Коршуниха (на одних опорах с транзитом 110 кВ Гидростроитель — Коршуниха)	ВЛ-251	84,797	-	1	1964	53	не истек	1999-2005	металл
			0,183	АС-400/64						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			4,648	АС-330/43						
			79,966	АС-400/72						
2.11.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Заводская	ВЛ-238	15,645	-	1	1973	44	не истек	1999	металл
			0,855	АС-400/64						
			13,750	АС-300/39						
			1,040	БС-400						
2.12.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — БЛПК	ВЛ-239	42,740	-	1	1981	36	не истек		металл
			4,740	АС-300/39						
			38,000	АС-400/51						
2.13.	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Сибирская	ВЛ-245	8,400		1	1966	51	не истек	1986, 1996	металл, дерево
			2,400	АС-300/48						
			4,961	АС-500/64						
			1,039	АС-500/336						
	Отпайка от ВЛ-245 на ПС № 6		0,050	АС-300/48	1	1970	47	истек		металл, дерево

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.14.	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Сибирская	ВЛ-246	11,200	-	1	1966	51	не истек	1986, 1982	металл, дерево
			5,050	АС-300/48						
			4,750	АС-500/64						
			1,400	АС-500/336						
	Отпайка от ВЛ-246 на ПС № 6		0,050	АС-300/48	1	1970	47	истек		металл, дерево
	Отпайка от ВЛ-246 на ПС № 3		0,170	АС-300/48	1	1997	20	не истек		металл, дерево
2.15.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Седановский ПП I цепь	ВЛ-242	93,960	-	2	1994	23	не истек	1993-1994	металл
			86,760	АС-300/39						
			7,200	АС-300/48						
2.16.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Седановский ПП II цепь	ВЛ-243	93,620	-	2	1994	23	не истек	1993-1994	металл
			86,760	АС-300/39						
			6,860	АС-300/48						
2.17.	ВЛ 220 кВ Седановский ПП — Джижива I цепь	Д-141	112,610	АС-240/32	1	1979	38	не истек		дерево
2.18.	ВЛ 220 кВ Седановский ПП — Джижива II цепь	Д-142	112,610	-	1	1989	28	не истек		металл, дерево

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			74,270	АС-240/32						
			38,340	АС-240/39						
2.19.	ВЛ 220 кВ Братский ПП — Опорная № 2	ВЛ-233	33,810	АС-300/39	1	1987	30	не истек		металл
	ВЛ 220 кВ Братский ПП — Опорная № 3		34,557	АС-300/39	1	1987	30	не истек		металл
2.20.	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Таежная I, II цепь		3,450	АС-300/39	2	1978	39	не истек		металл
	Отпайка от ВЛ 220 кВ УИГЭС — Таежная I цепь на ПС № 3		1,150	АС-300/39	2	1966	51	не истек	1978	металл
	(II цепь не под нагрузкой)		1,150	АС-300/39	2	1970	47	не истек	1978	металл
2.21.	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Рудногорская	ВЛ-247	124,320	АС-300/39	1	1978	39	не истек	1983	металл
2.22.	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС — Коршуниха	ВЛ-248	217,600	АС-300/39	1	1978	39	не истек		металл
	Отпайка от ВЛ-247, 248 на ПС Тубинская		5,200	АС-300/39	2				1997	металл
2.23.	ВЛ 220 кВ Коршуниха — Рудногорская	ВЛ-249	92,980	АС-300/39	1	1978	39	не истек	1983	металл
2.24.	ВЛ 220 кВ Коршуниха — Лена		120,026	АС-300/39	1	1978	39	не истек		металл
2.25.	ВЛ 220 кВ Коршуниха — Звездная		172,453	АС-300/39	1	1977	40	истек		металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.26.	ВЛ 220 кВ Звездная — Киренга		96,400	АС-300/39	1	1978	39	не истек	1979	металл
2.27.	ВЛ 220 кВ Киренга — Кунерма	КК-31	87,620	АС-300/39	1	1978	39	не истек	1981	металл
2.28.	ВЛ 220 кВ Кунерма — Северобайкальск (до оп.76/204)	КС-33	25,300	АС-300/39	1	1978	39	не истек	1981	металл
2.29.	ВЛ 220 кВ Лена — Якурим		18,171	АС-300/39	1	1977-1980	37	не истек		металл
2.30.	ВЛ 220 кВ Якурим — Ния		70,200	АС-300/39	1	1977-1980	37	не истек		металл
2.31.	ВЛ 220 кВ Ния — Киренга		70,200	АС-300/39	1	1978-1980	37	не истек	1985	металл
2.32.	ВЛ 220 кВ Киренга — Улькан	КУ-30	42,580	АС-300/39	1	1978-1980	37	не истек	1985	металл
2.33.	ВЛ 220 кВ Улькан — Дабан (до оп.76/204)	УД-32	73,340	АС-300/39	1	1977-1980	37	не истек		металл
2.34.	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС — Покосное		116,400	-	1	1957	60	не истек	1979	металл
			116,360	АС-400/93						
			0,040	АС-400/51						
3.	ВЛ 220 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»									
3.1.	ВЛ 220 кВ Иркутская — Черемхово № 1	ВЛ-215	100,389	-	1	1957	60	не истек	2010	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			99,176	АС-400/93						
			1,213	АС-400/51						
3.2.	ВЛ 220 кВ Иркутская — Черемхово № 2	ВЛ-216	99,014	-	1	1960	57	не истек	1993, 2010	металл
			86,969	АС-400/64						
			12,045	АС-400/51						
	Отпайка от ВЛ-215, ВЛ-216 на Иркутскую ТЭЦ-11		2,496	АС-400/51	2	1968	49	истек		металл
	Отпайка от ВЛ-215, ВЛ-216 на ПС Электокотельная ТЭЦ-11		0,989	АС-300/39	2	1996	21	не истек		металл
	(электрокотельная не эксплуатируется)		1,028							
	Заход бывших ВЛ-215, ВЛ-216 на ПС Лесная (под охранным напряжением)		12,033	АС-400/51	2					металл
	Заход бывших ВЛ-221, ВЛ-222 на ПС Лесная (под охранным напряжением)		12,042	АС-400/51	2					металл
3.3.	ВЛ 220 кВ Иркутская — УП-15 № 1	ВЛ-213	25,327	-	1	1987	30	не истек		металл
			0,371	АС-500/64						ж/б

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			24,956	АС-300/39						металл
3.4.	ВЛ 220 кВ Иркутская — УП-15 № 2	ВЛ-214	22,100	-	1	1980	37	не истек		металл
			8,580	АС-400/93						
			13,520	АС-400/51						
4.	ВЛ 220 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»									
4.1.	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС — Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь	ВЛ-201	10,723	-	1	1957	60	не истек	1974, 1997	металл
			2,066	АС-400/51						
			8,657	АС-400/93						
4.2.	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС — Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь	ВЛ-202	11,253	-	1	1958	59	не истек	1988, 1997	металл
			3,565	АС-400/51						
			7,688	АС-400/93						
	Отпайка от ВЛ-201, ВЛ-202 на ПС Байкальская		1,922	АС-300/39	2	1974	43	истек		металл
4.3.	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ — Иркутская № 1	ВЛ-203	34,834	-	1	1957	60	истек	1974	металл



№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
			1,110	АС-400/51						
			33,724	АС-400/93						
4.4.	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ — Иркутская № 2	ВЛ-204	37,190	-	1	1958	59	не истек	1988	металл
			34,582	АС-400/93						
			2,608	АС-400/51						
	Отпайка от ВЛ-203, 204 на ПС Ново-Ленино		5,246	АС-300/39	2	1962	55	истек		металл
	Отпайка от ВЛ-203, 204 на ПС Бытовая		3,636	АС-300/39	2	1991	26	не истек		металл
4.5.	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ — Правобережная I, II цепь		21,805	АС-300/39	2	1979	38	не истек		металл
	Отпайка от НИТЭЦ — Правобережная-А, Б на ПС Левобережная		0,170	АС-300/39	2	2007	10	не истек		металл
4.6.	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная I цепь		62,972	-	2	2015	2	не истек		металл
			61,716	АС-500/64						
			1,256	AERO-Z AACSR Z 747						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	ВЛ 220 кВ Иркутская — Восточная II цепь		63,358	-				не истек		
			62,102	АС-500/64						
			1,256	AERO-Z AACSR Z 747						
4.7.	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ — Шелехово I цепь (в собств. АО «СУАЛ»)	ВЛ-207	15,998	АС-400/51	2	1984	33	не истек	2008	металл
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ — Шелехово II цепь (в собств. АО «СУАЛ»)	ВЛ-208	15,657					не истек	2008	металл
4.8.	ВЛ 220 кВ Иркутская — Шелехово I, II цепь	ВЛ-209, ВЛ-210	42,705	АС-500/64	2	1965	52	истек		металл
	Отпайка от ВЛ-209, ВЛ-210 на ПС Светлая		2,850	АСкП-240/32	2	1997	20	не истек		металл
4.9.	ВЛ 220 кВ Шелехово — БЦБК I цепь	ШБЦ-269	111,198	-	2	1973	44	не истек	1980, 2008	металл
			108,230	АС-300/39						
			1,443	2×АС-300/39						
			1,525	АС-400/51						
4.10.	ВЛ 220 кВ Шелехово — БЦБК II цепь	ШБЦ-270	109,864	АС-300/39	2	1970	47	не истек	1993, 2008	металл



№ п/п	Наименование ЛЭП	Сокр. наим.	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
6.1	ОАО «РУСАЛ Братск»	-	474,18	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
6.2	ЗАО «Витимэнергострой»	-	283,64	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица ПЗ. Перечень ЛЭП 110 кВ по состоянию на 1 января 2017 года

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1.	ВЛ 110 кВ ВЭС ОАО «ИЭСК»								
1.1.	ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик I, II цепь	23,887	АС-150/24	2	1986	31	не истек	2010	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик I, II цепь на ПС Карлук	0,216	АС-150/24	2	1976, 1986	41,31	не истек	-	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная — Урик I, II цепь на ПС Хомутово	1,696	АС-150/24	2	1979	38	не истек	-	металл, ж/б
1.2.	ВЛ 110 кВ Урик — Усть-Орда I, II цепь	49,807	АС-150/24	2	1986	31	не истек	2010	металл, ж/б
1.3.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Урик I, II цепь	35,246	-	2	2009, 2010	8,7	не истек	-	металл, ж/б
		3,276	АСКП-240/32						
		31,314	АС-240/32						
		0,656	АС-300/66						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Урик II цепь на ПС Никольск	27,475	АС-95/16	1	1970	47	не истек	1995	металл, ж/б
1.4.	ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Никольск	21,430	АС-95/16	1	1970	47	не истек	1996	металл, ж/б
1.5.	ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Тихоновка	60,800	АС-120/19	1	1964	53	не истек	2016	ж/б
1.6.	ВЛ 110 кВ Оса — Тихоновка	35,420	АС-95/16	1	1964	53	не истек	1990	дерево, ж/б

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Оса — Тихоновка на ПС Енисей	7,290	АС-120/19	2	1990	27	не истек	-	металл, ж/б
1.7.	ВЛ 110 кВ Оса — Бохан	23,970	АС-150/24	1	2000	17	не истек	-	металл, ж/б
1.8.	ВЛ 110 кВ Оса — Новая Уда I, II цепь	91,390	-	2	1964	53	не истек	1990	ж/б
		51,500	АС-70/11						
		39,890	АС-120/19						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Оса — Новая Уда I, II цепь на ПС Бильчир	1,500	АС-70/11	1	1965	52	истек	-	дерево
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Оса — Новая Уда I, II цепь на ПС Ново-Ленино	12,300	АС-70/11	1	1977	40	истек	-	ж/б
1.9.	ВЛ 110 кВ Жигалово — Знаменка	26,618	-	1	1973	44	не истек	2006	металл
		21,233	АС-300/39						
		5,178	АС-120/19						
		0,207	АС-150/24						
1.10.	ВЛ 110 кВ Новая Уда — Знаменка	113,346	АС-300/39	1	2005	12	не истек	-	металл
1.11.	ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Баяндай I, II цепь	67,380	АС-150/24	2	1990	27	не истек	1998	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Баяндай I, II цепь на ПС Олой	0,240	АС-150/24	1	1977	40	не истек	-	-
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Баяндай I, II цепь на ПС Ользоны	2,300	АС-95/16	1	1973	44	истек	-	ж/б

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
1.12.	ВЛ 110 кВ Баяндай — Качуг I, II цепь	115,720	АС-150/24	2	1990	27	не истек	1998	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Баяндай — Качуг I, II цепь на ПС Хогот	3,220	АС-70/11	2	1982	35	не истек	-	ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Баяндай — Качуг I, II цепь на ПС Манзурка	3,700	АС-150/24	2	1963	54	истек	-	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Баяндай — Качуг I, II цепь на ПС Хорбатово	4,930	АС-150/24	2	1993	24	не истек	-	металл, ж/б
1.13.	ВЛ 110 кВ Баяндай — Еланцы I, II цепь	72,800	АС-185/29	2	1994	23	не истек	-	металл, ж/б
	Отпайка ВЛ 110 кВ Баяндай — Еланцы I, II цепь на ПС Косая Степь	0,025	АС-185/29	2	1995	22	не истек	-	-
1.14.	ВЛ 110 кВ Качуг — Жигалово	117,050	-	1	1988	29	не истек	-	металл, ж/б
		115,550	АС-120/19						
		1,500	АС-400/51						
1.15.	ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Электростанция	3,200	АС-120/19	1	1987	30	не истек	-	металл, ж/б
1.16.	ВЛ 110 кВ Усть-Орда — Гаханы (включена на напряжение 35 кВ)	46,940	АС-150/24	2	н/д			-	металл, ж/б
2.	ВЛ 110 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»								
2.1.	ВЛ 110 кВ Зима — Ново-Зиминская I, II цепь	3,151	АС-185/29	2	1978	39	не истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.2.	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская — Балаганск	72,348	-	1	1984	33	не истек	-	металл, дерево
		51,484	АпС-120/19						
		20,864	АпСК-120/19						
2.3.	ВЛ 110 кВ Балаганск — Новонкутск	57,400	АС-150/24	1	1989	28	не истек	2000	ж/б
2.4.	ВЛ 110 кВ Новонкутск — Бахтай	34,930	АС-150/24	2	1994	23	не истек	1997	металл, ж/б
2.5.	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская — ГПП-1	7,986	АСК-400/51	1	1980	37	не истек	-	металл
2.6.	ВЛ 110 кВ ГПП-1 — Ново-Зиминская ТЭЦ	4,821	АСК-400/51	1	1981	36	не истек	-	металл
2.7.	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская — ГПП-2	8,713	АСК-400/51	1	1981	36	не истек	-	металл
2.8.	ВЛ 110 кВ ГПП-2 — Ново-Зиминская ТЭЦ	1,754	АСК-400/51	1	1981	36	не истек	-	металл
2.9.	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ — Ока	14,452	-	2	1974-1994	23-43	не истек	-	ж/б, металл
		3,100	АСК-185/29		1974	43	истек		
		11,352	АС-185/29		1994	23	не истек		
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ — Ока на Зиминский с/х комплекс	8,740	АпС-120/19	2	1986	31	не истек	-	ж/б, металл



№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.10.	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ — Ново-Зиминская I, II цепь	9,984	АС-400/51	2	1961	56	не истек	1980	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ — Ново-Зиминская на ПС Стройбаза	0,110	АС-185/29	2	1961	56	истек	1961	металл
2.11.	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ — Харик	39,900	АС-185/29	1	1961	56	не истек	1980	металл
2.12.	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ — Куйтун	49,974	-	1	1961	56	не истек	1980	металл
		0,032	АпС-185/29					1995	
		49,942	АС-185/29					-	
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ — Харик, Ново-Зиминская ТЭЦ — Куйтун на ПС НПС-Кимильтей	2,374	АС-185/29	2	1968	49	не истек	2006	ж/б
2.13.	ВЛ 110 кВ Харик — Куйтун	17,858	-	1	1961	56	истек	1975	металл
		0,032	АпС-185/29					1995	
		17,826	АС-185/29					-	
2.14.	ВЛ 110 кВ Куйтун — Тулюшка	32,490	-	1	1961	56	не истек	1980	металл
		0,032	АпС-185/29					1995	
		32,458	АС-185/29					-	

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.15.	ВЛ 110 кВ Куйтун — Тулун	64,390	-	1	1961	56	истек	1975	металл
		0,032	АпС-185/29					1995	
		64,358	АС-185/29					-	
2.16.	ВЛ 110 кВ Тулюшка — Тулун	36,100	АС-185/29	1	1961	56	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Куйтун — Тулун, Куйтун — Тулюшка на ПС Майская	0,030	АС-95/16	2	1964	53	истек	-	-
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Куйтун — Тулун, Тулюшка — Тулун на ПС Нюра	1,100	АС-185/29	2	1961	56	истек	-	металл
2.17.	ВЛ 110 кВ Тулун — Шеберта I, II цепь	59,075	-	2	1961	56	не истек	1983	металл
		40,405	АС-300/66						
		18,670	АС-185/29						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Тулун — Шеберта I, II цепь на ПС Котик (рядом с ВЛ)		АС-185/29	2	1964	53	истек	-	-
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Тулун — Шеберта I, II цепь на ПС Будагово	1,750	АС-185/29	2	1961	56	истек	-	металл
2.18.	ВЛ 110 кВ Шеберта — Худоеланская	17,371	АС-185/29	1	1961	56	не истек	1983	металл
2.19.	ВЛ 110 кВ Шеберта — Нижнеудинск	63,231	АС-185/29	1	1961	56	не истек	1983	металл
2.20.	ВЛ 110 кВ Худоеланская — Нижнеудинск	50,462	АС-185/29	1	1961	56	истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Шеберта — Нижнеудинск, Худоеланская — Нижнеудинск на ПС Рубахино	0,065	АС-185/29	2	2007	10	не истек	-	металл
2.21.	ВЛ 110 кВ Шеберта — Катарбей	40,300	АпС-120/19	1	1986	31	не истек	-	металл, ж/б
2.22.	ВЛ 110 кВ Тулун — НПС	12,604	АС-95/16	2	1972	45	истек	-	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Тулун — НПС на ПС Стеклозавод	5,552	-	2	1978	39	не истек	-	металл, ж/б
		2,900	АС-150/19						
		2,501	АпС-120/19						
		0,154	АС-95/16						
2.23.	ВЛ 110 кВ Тулун — Бадар	26,089	-	1	1968	49	истек	1973	мет,дер
		3,584	АС-120/19						
		22,505	АС-185/29						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Тулун — Бадар на ПС Азейская	0,574	АС-120/19	1	1968	49	истек	-	металл
2.24.	ВЛ 110 кВ Тулун — Азейская	3,473	АС-120/19	1	1968	49	истек	1973	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Тулун — Бадар, Тулун — Азейская на ПС ЦЭП ТУР	7,757	АС-120/19	1	1968	49	истек	-	металл
2.25.	ВЛ 110 кВ Тулун — Алгатуй	41,500	АпС-150/34	2	1987	30	не истек	-	металл, ж/б

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.26.	ВЛ 110 кВ Тулун — Гуран (включена на 10 и 35 кВ)	28,950	АС-120/19	2	1998	19	не истек	-	ж/б
		1,520	АС-120/19	1	1998	19	не истек	-	ж/б
2.27.	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск — ВРЗ	14,900	АС-185/29	1	1961	56	не истек	1984	металл
2.28.	ВЛ 110 кВ ВРЗ — Замзор	63,771	АС-185/29	1	1961	56	не истек	1984	металл
2.29.	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск — Водопад	11,670	АС-185/29	1	1961	56	не истек	1984	металл
2.30.	ВЛ 110 кВ Водопад — Замзор	60,937	АС-185/29	1	1961	56	не истек	1984	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ВРЗ — Замзор, Водопад — Замзор на ПС Ук	0,530	АС-185/29	2	1961	56	истек	-	металл
2.31.	ВЛ 110 кВ Замзор — Силикатная	35,752	-	1	1961	56	не истек	1986	металл
		27,852	АС-300/66						
		7,900	АС-300/39						
2.32.	ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет	58,771	-	1	1961	56	не истек	1986	металл
		50,871	АС-300/66						
		7,900	АС-300/39						
2.33.	ВЛ 110 кВ Замзор — Тайшет	79,150	АС-300/66	1	1961	56	истек	1972	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Замзор — Силикатная, Замзор — Тайшет на ПС Топорок	2,270	АС-300/39	2	1961	56	истек	1972	металл, ж/б

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Замзор — Силикатная, Замзор — Тайшет на ПС Алзамай (рядом с ВЛ - 30 м)	127,300	н/д	2	1961	56	истек	-	-
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Силикатная — Тайшет, Замзор — Тайшет на ПС Облепиха	1,960	АС-185/29	2	1961	56	истек	-	металл
2.34.	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая — Тайшет (С-43) (до гр. отв. 28,3 км + 99 км)	127,300	АС-150/24	2	1965	52	истек	-	металл, ж/б
	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая — Тайшет (С-46) (до гр. отв. 28,3 км + 58 км)	86,300	н/д	2	н/д			н/д	н/д
2.35.	ВЛ 110 кВ Бирюса — Тайшет (С-864)	18,280	н/д	1	1961	56	истек	1975	металл
2.36.	ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад — Тайшет (С-59)	14,235	АС-300/48	1	1961	56	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Бирюса — Тайшет, Тайшет-Запад — Тайшет на ПС НП-17	0,870	АС-120/19	2	1968	49	истек	-	металл, ж/б
2.37.	ВЛ 110 кВ Юрты — Бирюса (С-62)	8,140	-	1	1961	56	истек	1975	металл
		4,700	АС-300/48						
		3,440	АС-300/39						
2.38.	ВЛ 110 кВ Решоты — Тайшет-Запад (С-61)	15,330	АС-300/48	1	1961	56	истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.39.	ВЛ 110 кВ Тайшет — ЗСМ I, II цепь	2,700	АС-185/29	2	1994	23	не истек	-	металл
2.40.	ВЛ 110 кВ Новочунка — Тайшет	85,136	АС-300/39	1	1964	53	истек	-	металл, ж/б
2.41.	ВЛ 110 кВ Новочунка — Тайшет-Восточная	85,500	АС-300/39	1	1964	53	не истек	1986	металл, ж/б
2.42.	ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная — Тайшет	1,095	АС-300/39	1	1964	53	не истек	1986	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Новочунка — Тайшет, Новочунка — Тайшет-Восточная на ПС Невельская	0,500	АС-300/39	2	1964	53	истек	-	металл, ж/б
2.43.	ВЛ 110 кВ Чуна тяговая — Новочунка I, II цепь	34,750	-	2	1964	53	не истек	1973, 1983	ж/б, металл
		12,560	АС-185/29						
		22,190	АС-300/39						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Чуна тяговая — Новочунка на ПС Лесогорская	0,193	АС-300/39	2	1964	53	истек	-	-
2.44.	ВЛ 110 кВ Чуна — Чуна тяговая	9,055	АС-240/32	1	1997	20	не истек	-	ж/б, металл
2.45.	ВЛ 110 кВ Чуна — Огневка	74,756	-	1	1998	19	не истек	-	металл
		51,329	АС-240/32						
		6,960	АС-300/48						
		0,577	АС-300/66						
		15,890	АС-330/43						
2.46.	ВЛ 110 кВ Чукша — Чуна тяговая	37,966	АС-240/32	1	1998	19	не истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
2.47.	ВЛ 110 кВ Огневка — Чукуша	44,337	-	1	1998	19	не истек	-	металл
		21,030	АС-240/32						
		0,577	АС-300/66						
		22,730	АС-330/43						
3.	ВЛ 110 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»								
3.1.	ВЛ 110 кВ МПС — Опорная	20,493	-	1	2000	17	не истек	-	металл
		1,800	АС-185/29						
		12,631	АС-240/32						
		6,062	АС-330/43						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ МПС — Опорная на ПС Вихоревка	0,760	АС-185/29	1	1964	53	истек	-	дерево
3.2.	ВЛ 110 кВ МПС — Огневка	66,367	-	1	2000	17	не истек	-	металл
		37,867	АС-185/29						
		28,500	АС-330/43						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ МПС — Огневка на ПС Вихоревка	0,760	АС-240/32	1	1964	53	истек	-	дерево
	Отпайка от ВЛ 110 кВ МПС — Опорная, МПС — Огневка на ПС Солнечная	0,826	АС-120/19	2	1997	20	не истек	-	металл
3.3.	ВЛ 110 кВ БЛПК — Насосная А, Б	6,900	-	2	1973	44	истек	-	металл
		2,700	АС-70/11						
		4,200	АС-185/29						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ БЛПК — Насосная на ПС Южная	1,200	АС-70/11	2	1968	49	истек	-	металл
3.4.	ВЛ 110 кВ БЛПК — Западная I, II цепь	7,500	АС-185/29	2	1964	53	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ БЛПК — Западная I, II цепь на ПС Северная	4,100	АС-185/29	2	1970	47	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ БЛПК — Западная I, II цепь на ПС Городская	2,000	АС-185/29	2	1982	35	не истек	-	металл
3.5.	ВЛ 110 кВ БЛПК — Промбаза А, Б	3,500	АС-70/11	1	1965	52	истек	-	дерево
	Отпайка от ВЛ 110 кВ БЛПК — Промбаза А на ПС №18	0,500	АС-70/11	1	1970	47	истек	-	дерево
3.6.	ВЛ 110 кВ Опорная — Турма	34,296	-	1	2000	17	не истек	-	металл
		0,340	АС-185/29						
		1,066	АС-240/32						
		32,890	АС-330/43						
3.7.	ВЛ 110 кВ Турма — Огневка	24,080	АС-185/29	2	2000	17	не истек	-	металл
3.8.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-6 — БЛПК I, II цепь	0,730	АС-185/29	2	1968	49	истек	-	металл
3.9.	ВЛ 110 кВ БЛПК — ЛДК А, Б	0,660	АС-120/19	2	1973	44	истек	-	металл
3.10.	ВЛ 110 кВ БЛПК — БХЗ А	4,900	АСК-185	1	1982	35	не истек	-	металл
	ВЛ 110 кВ БЛПК — БХЗ Б	4,700	АСК-185	1	1982	35	не истек	-	металл



№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
3.11.	ВЛ 110 кВ Опорная — Кузнецовка	17,660	АпС-120/19	1	1994	23	не истек	-	металл
3.12.	ВЛ 110 кВ Опорная — Калтук	17,660	-	1	1994	23	не истек	-	металл
		16,000	АпС-120/19						
		1,660	АпС-150/24						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Опорная — Кузнецовка, Опорная — Калтук на ПС Моргудон	4,600	АпС-120/19	2	1999	18	не истек	-	металл
3.13.	ВЛ 110 кВ Падунская — Западная	29,190	АЖ-150	1	1981	36	не истек	-	металл
3.14.	ВЛ 110 кВ Падунская — Инкубатор	6,024	АЖ-150	1	1981	36	не истек	1982	металл
3.15.	ВЛ 110 кВ Инкубатор — Западная	26,214	АЖ-150	1	1981	36	не истек	1982	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Падунская — Западная, Инкубатор — Западная на ПС Бикей (рядом с ВЛ)		н/д	1	1982	35	не истек	-	-
3.16.	ВЛ 110 кВ Западная — Котельная А, Б	3,100	-	2	1982	35	не истек	-	металл
			АС-150/24						
			АС-95/16						
3.17.	ВЛ 110 кВ Падунская — Гидростроитель I цепь	10,790	АС-185/29	2	1979	38	не истек	1988	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	ВЛ 110 кВ Падунская — Гидростроитель II цепь					17			
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Падунская — Гидростроитель на ПС КПД		н/д		н/д			н/д	н/д
3.18.	ВЛ 110 кВ Гидростроитель — Заводская I, II цепь	4,540	-	2	1975	42	не истек	1988	металл
		3,840	АС-185/29						
		0,700	АС-120/19						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Гидростроитель — Заводская на ПС СТЭМИ	0,452	АС-185/29	2	1975	42	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Гидростроитель — Заводская на ПС Ангарстрой (рядом с ВЛ)		н/д	2	1975	42	истек	-	-
3.19.	ВЛ 110 кВ Гидростроитель — Зяба	29,060	-	1	1959	58	не истек	1965, 1999	металл, дерево
		15,550	АС-120/22						
		13,510	АС-185/34 (по ГОСТ 839-59)						
3.20.	ВЛ 110 кВ Зяба — Кежма	40,840	-	1	1988	29	не истек	1999	металл
		4,750	АС-120/22						
		36,090	АС-185/34 (по ГОСТ 839-59)						
3.21.	ВЛ 110 кВ Кежма — Видим	55,342	-	1	1959	58	не истек	1965, 2003	металл
		25,424	АС-120/22						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
		19,442	АС-185/34						
		10,476	2АС-150/24 + АС-185/34						
3.22.	ВЛ 110 кВ Видим — Черная	40,494	АС-120/22	1	1959	58	не истек	1965, 2003	металл
3.23.	ВЛ 110 кВ Черная — Коршуниха	39,282	-	1	1959	58	не истек	1965, 2004	металл
		37,282	АС-120/22						
		2,000	АС-150/24						
3.24.	ВЛ 110 кВ Коршуниха — Коршуниха тяг. А, Б	1,000	АС-120/19	2	1959	58	истек	1965	металл
3.25.	ВЛ 110 кВ Коршуниха — Н.Коршуниха	8,570	АЖ-120	2	1981	36	не истек	-	металл
3.26.	ВЛ 110 кВ Коршуниха — Хребтовая	22,671	-	1	1968	49	не истек	1976, 2010	металл, ж/б
		16,571	АС-185/29						
		6,100	АС-150/24						
3.27.	ВЛ 110 кВ Хребтовая — Семигорск	30,200	-	1	1968	49	не истек	1986, 2008, 2009	металл
		21,093	АС-185/29						
		10,180	АС-150/24						
3.28.	ВЛ 110 кВ Семигорск — Ручей	40,010	АС-150/24	1	1968	49	не истек	1976, 2004, 2005	металл
3.29.	ВЛ 110 кВ Ручей — Усть-Кут	46,000	АС-150/24	1	1968	49	не истек	1976, 2006, 2007, 2008	металл, ж/б
3.30.	ВЛ 110 кВ Усть-Кут — Лена	11,800	АС-150/24	1	1968	49	не истек	1976, 2011	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
3.31.	ВЛ 110 кВ Лена — Осетрово	2,600	АЖ-120	2	1981	36	не истек	-	металл
3.32.	ВЛ 110 кВ Лена — Подымахино (ведется реконструкция)	40,082	-	1	1983	34	не истек	1985	металл, дерево
		25,744	АЖ-120						
		14,338	АС-240/39						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Лена — Подымахино на ПС Причал	1,780	АС-95/16	1	1983	34	не истек	1984	металл
3.33.	ВЛ 110 кВ Лена — Причал	18,413	-	1	1983	34	не истек	-	металл
		12,542	АЖ-120						
		4,091	АС-185/29						
		1,780	АС-95/16						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Лена — Причал на ПС ЦРММ	0,080	АЖ-120	1	1983	34	не истек	1985	-
3.34.	ВЛ 110 кВ Подымахино — Верхнемарково (ведется реконструкция)	75,787	-	1	1985, 2011	32, 6	не истек	-	металл, дерево
		74,396	АЖ-120						
		1,391	АС-120/19						
3.35.	ВЛ 110 кВ Верхнемарково — Киренск (ведется реконструкция)	111,709	-	1	1985	32	не истек	-	металл, дерево
		1,271	АС-120/19						
		5,356	АЖ-120						
		52,937	АС-95/16						
		52,145	АС-240/32						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Подымахино — Киренск на ПС Макарово	0,100	АС-95/16	1	1993	24	не истек	-	-
3.36.	ВЛ 110 кВ Рудногорская — Ново-Илимская	5,100	АС-120/19	2	1980	37	не истек	1984	металл
3.37.	ВЛ 110 кВ Рудногорская — Березняки	43,500	-	2	1979	38	не истек	1980, 1984	металл
		15,460	АС-120/19						
	Отпайки:	28,040	АС-95/16						
	Отпайка от ВЛ-101, ВЛ-102 на ПС Ждановская	2,400	АС-95/16	2	1979	38	не истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ-101, ВЛ-102 на ПС Игирма	14,000	АС-95/16	2	1979	38	не истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ-101, ВЛ-102 на ПС Карьер	15,300	АС-95/16	2	1986	31	не истек	-	металл
3.38.	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ — Таежная I, II цепь	9,760	АКп-240	2	1978	39	не истек	-	металл
3.39.	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ — Таежная III, IV цепь	9,660	-	2	1978	39	не истек	-	металл
		3,680	АС-240/39						
		5,980	АКп-240						
		9,660	АС-240/39		1990	27	не истек		
3.40.	ВЛ 110 кВ Таежная — Карапчанка	9,150	АС-150/24	2	1981	36	не истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Таежная — Карапчанка на ПС Межница	2,520	АЖ-120	2	1981	36	не истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
3.41.	ВЛ 110 кВ Таежная — Симахинская	2,850	АС-185/29	2	н/д			н/д	металл
4.	ВЛ 110 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»								
4.1.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Иркутская	7,154	2×АС-500/64	2	1960	57	истек	-	металл
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 3 — ГПП-2	7,530	2×АС-500/64						
4.2.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блоки 4, 5 — ГПП-2	7,042	2×АС-500/64	2	1960	57	истек	-	металл
4.3.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блоки 6, 7 — ГПП-2	6,951	2×АС-500/64	2	1961	56	истек	-	металл
4.4.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 8 — ГПП-2	6,954	2×АС-500/64	2	1962	55	истек	-	металл
4.5.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Ново-Ленино	22,732	АС-185/29	1	1958	59	истек	-	металл
4.6.	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — Мегет	22,972	АС-185/29	1	1958	59	истек	1972	металл
4.7.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Мегет	8,200	АС-185/29	1	1958	59	истек	1972	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 — Ново-Ленино, ТЭЦ-10 — Мегет на ПС ПРП	0,314	АС-70/11	2	1973	44	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 — Ново-Ленино, ТЭЦ-10 — Мегет на ПС Водозабор-2	1,599	АСКП-185/29	2	2010	7	не истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 — Ново-Ленино, Ново-Ленино — Мегет на ПС Западная	1,320	АС-185/29	2	1972	45	истек	-	металл
4.8.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Водозабор-1	7,343	АС-185/29	1	1958	59	истек	-	металл
4.9.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Водозабор-1	5,489	АС-185/29	1	1958	59	истек	-	металл
4.10.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 — Иркутская ТЭЦ-9	15,502	АС-185/29	1	1958	59	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 — Водозабор-1, ТЭЦ-10 — ТЭЦ-9 на ПС Суховская	0,350	АС-185/29	2	1958	59	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 — Водозабор-1, ТЭЦ-10 — ТЭЦ-9 на ПС Водозабор-1	1,112	АС-185/29	1	1982	35	не истек	-	металл
4.11.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — ЦРП-2	2,700	А-400	1	н/д			н/д	металл
4.12.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9	5,345	-	2	1957	60	истек	-	металл
		4,058	АС-185/29						
		1,287	М-120						
4.13.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Мирная	3,460	АС-185/29	2	1957	60	не истек	2007	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
4.14.	ВЛ 110 кВ Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 — Мирная	3,239	-	2	1957	60	не истек	2007	металл
		1,952	АС-185/29						
		1,287	М-120						
4.15.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — Ангарская	5,135	-	1	1967	50	истек	-	металл
		1,307	АС-500/64						
		2,178	АСК-300/39						
		1,650	АС-185/29						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 — Ангарская на ПС Промышленная	0,341	АС-185/24	1	1988	29	не истек	-	металл
4.16.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — ГПП-2	8,215	-	1	1967	50	истек	-	металл
		1,307	2×АС-500/64						
		0,466	2×АС-300/39						
		6,442	2×АС-400/93						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 — ГПП-2 на ПС Ангарская	3,426	АС-185/29	1	1967	50	истек	-	металл
	Ответвление на ПС Промышленная от отпайки от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 — ГПП-2 на ПС Ангарская	0,243	АС-185/24	1	1967	50	не истек	1988	металл



№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 — ГПП-2 на ПС Н-3 (линия потребительская)	0,500	АС-120/19		н/д			н/д	н/д
4.17.	ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная I, II цепь	17,452	-	2	2010	7	не истек	-	металл
		0,500	АС-185/128						
		16,952	АС-185/29						
	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная цепь А	1,451	АС-185/29	1	2016	0	не истек		металл
	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная цепь Б	1,255	АС-185/29	1	2016	0	не истек		металл
	Отпайка на ПС Пионерская, Юбилейная от ВЛ 110 кВ Иркутская — Прибрежная А, Б	8,132	АС-185/29	2	2016	0	не истек		металлп
4.18.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — УП-12	7,246	-	1	1970	47	истек	1975	металл
		2,208	АС-400/64						
		3,020	АС-400/51						
		2,018	АС-300/39						
4.19.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — УП-8	2,166	АС-400/51	1	1983	34	не истек	-	металл
4.20.	ВЛ 110 кВ УП-12 — УП-10	2,082	-	1	1963	54	истек	-	металл
		0,064	АС-400/51						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
		2,018	АС-300/39						
4.21.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — УП-10	5,187	АС-400/51	1	1981	36	не истек	-	металл
4.22.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 — УП-11	6,584	-	1	1983, 2005	34, 12	не истек	-	металл
		2,064	АС-400/51						
		4,520	АС-240/32						
4.23.	ВЛ 110 кВ Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 — УП-15 I, II цепь	3,150	-	2	1958	59	не истек	1980	металл
		1,252	М-120						
		2,153	М-120						
		1,898	АС-185/29						
		0,997	АС-185/29						
4.24.	ВЛ 110 кВ УП-15 — УП-11	1,577	-	1	1970	47	истек	-	металл
		1,507	А-300						
		0,070	АС-300/39						
4.25.	ВЛ 110 кВ УП-15 — УП-12 № 1, 2	7,101	-	2	1981	36	не истек	-	металл
		1,543	А-400						
		3,290	АС-300/39						
		1,014	АС-300/48						
		1,254	АС-400//64						
		5,896	-						
		1,592	А-400						
		3,290	АС-300/39						
		1,014	АС-300/48						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
4.26.	ВЛ 110 кВ УП-15 — УП-8	5,366	-	1	1970, 1981, 1983, 2005	47, 36, 34, 12	не истек	-	металл
		5,060	АС-240/32						
		0,306	АС-300/39						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ УП-15 — УП-8 на ПС ЦРП-2	3,500	-	1	н/д			-	металл
		2,000	А-400						
		1,500	АС-120						
4.27.	ВЛ 110 кВ УП-15 — Цемзавод I, II цепь	5,326	АС-185/29	2	1958	59	не истек	1980	металл
4.28.	ВЛ 110 кВ Цемзавод — Усолье-Сибирское	27,600	АС-185/29	1	1958	59	не истек	1982	металл
4.29.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 — Усолье-Сибирское	7,330	АС-185/29	1	1958	59	не истек	1982	металл
4.30.	ВЛ 110 кВ Вокзальная — Цемзавод	28,157	АС-185/29	1	1958	59	истек	1972	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Цемзавод — Усольская, Вокзальная — Цемзавод на ПС Тельма	0,478	АС-185/29	2	1958	59	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Цемзавод — Усольская, Вокзальная — Цемзавод на ПС ЗГО	2,800	АС-185/29	2	1958	59	истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Ответвление на ПС Усольмаш от отпайки от ВЛ 110 кВ Цемзавод — Усольская, Вокзальная — Цемзавод на ПС ЗГО (линия потребительская)	0,325	АС-120/19	2				н/д	н/д
4.31.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 — Вокзальная	8,272	АС-185/29	1	1958	59	истек	1972	металл
4.32.	ВЛ 110 кВ Тельма — Б.Жилкино I, II цепь	22,000	АС-95/16	2	1970	47	истек	-	металл
4.33.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 — Карбидные Печи А, Б	0,428	АС-300/48	2	1966	51	истек	-	металл
4.34.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 — Белореченская	10,510	АС-185/29	1	1956	61	не истек	1985	металл, ж/б
4.35.	ВЛ 110 кВ Белореченская — Лесозавод	35,422	АС-185/29	1	1956	61	не истек	1985	металл, ж/б
4.36.	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 — Мальта	14,433	АС-185/29	1	1958	59	истек	-	металл
4.37.	ВЛ 110 кВ Мальта — Лесозавод	27,408	АС-185/29	1	1958	59	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Белореченская — Лесозавод, Мальта — Лесозавод на ПС Половина	2,930	АС-185/29	2	1958	59	истек	-	металл
4.38.	ВЛ 110 кВ Лесозавод — Черемхово I, II цепь	29,190	АС-185/29	2	1958	59	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Лесозавод — Черемхово I, II цепь на ПС Огнеупоры	4,800	АС-95/16	2	1973	44	истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
4.39.	ВЛ 110 кВ Черемхово — Свирск I, II цепь	24,773	АС-185/29	2	1975	42	истек	-	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Черемхово — Свирск I цепь на ПС Оса	87,597	-	1	1981	36	не истек	-	металл, ж/б
		0,157	АС-185/29						
		3,820	АС-300/204						
		83,620	АС-300/39						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Черемхово — Свирск I, II цепь на ПС Карьерная	16,000	АС-70/11	2	1990, 1991	27, 26	не истек	-	металл
4.40.	ВЛ 110 кВ Черемхово — Забитуй	29,541	-	1	1958	59	истек	-	металл
		28,241	АС-300/66						
		1,300	АС-185/29						
4.41.	ВЛ 110 кВ Забитуй — Головинская	37,163	-	1	1958	59	истек	-	металл
		35,863	АС-300/66						
		1,300	АС-185/29						
4.42.	ВЛ 110 кВ Черемхово — Кутулик	58,942	-	1	1958	59	истек	1972	металл, ж/б
		51,004	АС-300/66						
		7,938	АС-300/39						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Черемхово — Забитуй, Черемхово — Кутулик на ПС Жаргон	7,910	АС-185/29	2	1958	59	истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
4.43.	ВЛ 110 кВ Кутулик — Головинская	20,983	-	1	1958	59	истек	1972	металл, ж/б
		13,035	АС-300/66						
		7,948	АС-300/39						
4.44.	ВЛ 110 кВ Головинская — Залари	28,697	АС-185/29	1	1959	58	истек	-	металл
4.45.	ВЛ 110 кВ Головинская — Бахтай	40,467	АпС-120/19	1	1987	30	не истек	2000	металл, ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Головинская — Бахтай на ПС Алтарик	0,020	АпС-120/19	1	1987	30	не истек	2000	металл
4.46.	ВЛ 110 кВ Залари — Солерудник	25,410	-	1	1959	58	не истек	1978	металл
		22,461	АС-185/29						
		1,149	АС-240/39						
		1,800	АСК-185/29						
4.47.	ВЛ 110 кВ Солерудник — Ново-Зиминская	54,445	-	1	1959, 1983	58, 34	не истек	1978	металл
		51,497	АС-185/29						
		2,948	АС-240/39						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Залари — Солерудник, Солерудник — Ново-Зиминская на ПС Тыреть	0,213	АС-240/39	2	1959	58	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Солерудник — Ново-Зиминская на ПС Зима	2,408	АС-185/29	1	1959	58	истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
4.48.	ВЛ 110 кВ Головинская — Заря	24,323	АС-185/29	1	1959	58	не истек	1984, 1993	металл
4.49.	ВЛ 110 кВ Головинская — Иваническая А, Б	39,650	АС-120/19	2	1988	29	не истек	1998	металл, ж/б
4.50.	ВЛ 110 кВ Заря — Делюр	31,239	АС-185/29	1	1959	58	не истек	1984, 1993	металл
4.51.	ВЛ 110 кВ Делюр — Зима	44,681	АС-185/29	1	1959	58	истек	-	металл
4.52.	ВЛ 110 кВ Балаганск — Новонукутск	57,400	АС-150/24	1	1989	28	не истек	2000	ж/б
4.53.	ВЛ 110 кВ Новонукутск — Бахтай	34,930	АС-150/24	2	1994	23	не истек	1997	металл, ж/б
5.	ВЛ 110 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»								
5.1.	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово I, II цепь (в собств. АО «СУАЛ»)	18,511	АС-400/64	2	1963	54	истек	-	металл
		11,738	АС-400/64						
		6,773	АС-400/93						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово I, II, III цепь на ПС Спутник	0,168	АС-400/51	2	1973	44	истек	-	металл
		0,070	АС-95/16						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово I цепь на ПС Ершовская	7,118	-	2	1975	42	не истек	1996	металл
		6,693	АС-120/27						
		0,425	АС-330/43						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово II цепь на ПС Ершовская	7,113	-	2	1975	42	не истек	1996	металл
		6,620	АС-70/11						
		0,493	АС-120/27						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово III цепь на ПС Ершовская	7,262	-	2	1975	42	не истек	1996	металл
		6,837	АС-120/27						
		0,425	АС-330/43						
	Ответвление на ПС Изумрудная от отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово I, II цепь на ПС Ершовская	0,030	АС-185/29	2	1975	42	не истек	1996	металл
5.2.	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово III, IV цепь	18,060	АС-300/66	2	1955	62	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Шелехово III, IV цепь на ПС Гончарово	1,732	АС-120/19	2	1965	52	истек	-	ж/б
5.3.	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Мельниково	9,610	АС-185/29	1	1957	60	не истек	1983	металл
5.4.	ВЛ 110 кВ Мельниково — Максимовская	16,570	АС-185/29	1	1957	60	не истек	1983-87	металл
5.5.	ВЛ 110 кВ Максимовская — Ново-Ленино	11,300	АС-185/29	1	1957	60	не истек	1983-87	металл



№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
5.6.	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная II цепь	1,272	-	1	1957	60	не истек	1976-98	металл
		0,764	АС-300/39						
		0,508	АС-400/93						
5.7.	ВЛ 110 кВ Южная — Пивзавод	8,500	АС-185/29	1	1957	60	не истек	1987	металл
5.8.	ВЛ 110 кВ Пивзавод — Ново-Ленино	14,097	АС-185/29	1	1956	61	не истек	1987	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Мельниково, Южная — Пивзавод на ПС Академическая	1,195	АС-95/16	2	1969	48	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Мельниково, Южная — Пивзавод на ПС Студенческая	2,872	АС-120/19	2	1968	49	истек	-	металл
	Ответвление на ПС Пассажирская от отпайки от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Мельниково, Южная — Пивзавод на ПС Студенческая	0,053	АС-120/19	1	1992	25	не истек	-	ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Мельниково, Мельниково — Максимовская на КТПБ Мельниковская	0,023	АС-185/24	1	1983	34	не истек	-	

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Пивзавод — Ново-Ленино, Мельниково — Максимовская на ПС Глазково	4,675	АС-150/34	2	2001	16	не истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Пивзавод — Ново-Ленино, Максимовская — Ново-Ленино на ПС ИЗКСМ	3,345	АС-95/16	2	1988	29	не истек	-	металл
5.9.	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино — Иркутск сортировочны	2,000	АС-120/19	2	1956	61	не истек	1995	металл, ж/б
5.10.	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Южная I цепь	1,372	АССР 656-Т16 26/7 "Grosbeak 636"	1	1957	60	не истек	1976, 1996, 2011	металл
5.11.	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская	9,103	-	1	1960	57	не истек	1996, 1999, 2010, 2011	металл
		3,697	АССР 656-Т16 26/7 "Grosbeak 636"						
		5,406	АССР 427-Т13 24/7						
5.12.	ВЛ 110 кВ Южная — Кировская	8,135	-	1	1960	57	не истек	1999, 2010, 2011	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экпл.	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
		2,729	ACCR 656-T16 26/7 "Grosbeak 636"						
		5,406	ACCR 427-T13 24/7						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская, Южная — Кировская на ПС Цимлянская	0,023	АС-150/24	2	1968	49	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская, Южная — Кировская на ПС Центральная	0,016	АС-150/24	2	1987	30	не истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская, Южная — Кировская на ПС Октябрьская	0,012	ACCR 427-T13 24/7	2	1968	49	не истек	1999	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС — Кировская, Южная — Кировская на ПС Печная	0,010	АС-150/24	2	1991	26	не истек	-	металл
5.13.	ВЛ 110 кВ Шелехово — Луговая I, II цепь	3,154	АС-120/19	2	1986	31	не истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
5.14.	ВЛ 110 кВ Шелехово — Рассоха	20,900	-	1	1955	62	не истек	1987	металл
		0,460	АС-300/48						
		20,440	АС-120/19						
5.15.	ВЛ 110 кВ Рассоха — Подкаменная	16,610	-	1	1955	62	не истек	1987	металл
		1,265	АС-300/66						
		15,345	АС-120/19						
5.16.	ВЛ 110 кВ Шелехово — ЭТЦ I, II цепь (в собств. АО «СУАЛ»)	0,830	-	2	1987	30	не истек	-	металл
		0,772	АС-240/39						
		0,058	АС-300/48						
		0,710	АС-240/39						
5.17.	ВЛ 110 кВ Шелехово — Большой Луг	16,060	-	1	1955	62	истек	1974	металл
		0,058	АС-300/48						
		15,296	АС-120/19						
		0,656	АС-185/29						
5.18.	ВЛ 110 кВ Большой Луг — Подкаменная	23,972	-	1	1955	62	истек	1974	металл
		22,707	АС-120/19						
		1,265	АС-300/66						
5.19.	ВЛ 110 кВ Слюдянка — Подкаменная	34,980	-	1	1955	62	истек	-	металл
		33,940	АС-120/19						
		1,040	АС-300/66						
5.20.	ВЛ 110 кВ Подкаменная — Андриановская	21,076	-	1	1955	62	истек	1974	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
		20,161	АС-120/19						
		0,915	АС-300/66						
5.21.	ВЛ 110 кВ Андриановская — Слюдянка	16,145	-	1	1955	62	истек	1974	металл
		16,020	АС-120/19						
		0,125	АС-300/66						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Слюдянка — Подкаменная, Андриановская — Слюдянка на ПС Ангасолка	3,240	АС-120/19	2	1968	49	истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Слюдянка — Подкаменная, Андриановская — Слюдянка на ПС Рудная	10,710	АС-185/29	2	1999	18	не истек	-	металл
5.22.	ВЛ 110 кВ Байкальская — Нагорная I, II цепь	1,470	АС-185/29	2	1970	47	истек	1976	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Байкальская — Нагорная I, II цепь на ПС Релейная	0,718	АС-120/19	2	1972	45	истек	1975	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Байкальская — Нагорная I цепь на ПС Южная	3,599	-	1	1974	43	истек	-	металл
		3,219	АС-95/16						
		0,380	АС-185/29						
5.23.	ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская I, II цепь	62,919	-	2	1974	43	не истек	1976, 2015	металл, ж/б
		21,787	АСПТ-400/51						
		41,132	АС-185/24						

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская на ПС Летняя	2,957	АС-95/16	2	1974	43	истек	-	ж/б
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская на ПС Сосновая	1,071	АС-95/16	2	1986	31	не истек	-	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская на ПС Байкальская	14,524	-	2	1974	43	истек	1976	металл, ж/б
		6,798	АС-300/39						
		7,726	АС-185/29						
	Ответвление на ПС Приморская от отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская на ПС Байкальская	1,084	АС-150/24	2	1977	40	истек	-	металл, ж/б
	Ответвление на ПС Молодежная от отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская на ПС Байкальская	0,658	АС-150/24	2	1983	34	не истек	-	металл
	Ответвление на ПС Березовая от отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная — Туристская на ПС Байкальская	1,217	АС-300/39	2	2010	7	не истек	-	металл, ж/б
5.24.	ВЛ 110 кВ Туристская — Листвянка (включена на напряжение 35 кВ)	4,980	АС-120/19	2	1998	19	не истек	-	металл

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
		1,260	АС-120/19	1	1998	19	не истек	-	металл
5.25.	ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская I, II цепь	6,876	АС-185/29	2	1973	44	не истек	1979, 1996	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская на ПС Рабочая	2,340	АС-185/29	2	1973	44	не истек	1999	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская на ПС Знаменская	0,050	АС-185/29	1	1972	45	не истек	1999	металл
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная — Кировская на ПП 110 кВ на ПС Городская	0,005	АС-185/29	2	2008	9	не истек	-	металл
5.26.	ВЛ 110 кВ Восточная — Правобережная I, II цепь	14,388	-	2	1963	54	не истек	1979, 2015	металл
		12,647	АС-120/19						
		1,741	АС-95/16						
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Восточная — Правобережная I, II цепь на ПС Пивовариха	7,168	АС-120/19	2	1971	46	истек	-	металл
6.	ВЛ 110 кВ АО «Витимэнерго»								
6.1.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Артемовская Левая цепь	61,500	-	2	1990	27	не истек	н/д	металл
		50,600	АС-150						
		10,900	АС-120						дерево

№ п/п	Наименование ЛЭП	Длина, км	Марка провода	Число цепей	Год ввода в экспл.	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 40 лет)	Год реконструкции	Материал опор
6.2.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Бодайбинская (ЗС)	12,200	АС 120	1	1961	56	истек	н/д	дерево
6.3.	ВЛ 110 кВ Мамакан — Артемовская правая цепь	61,500	-	1	1990	27	не истек	н/д	металл, дерево
		50,600	АС-150						
		10,900	АС-120						
6.4.	ВЛ 110 кВ Артемовская — Кропоткинская	56,500	АС-120	1	1961	57	истек	н/д	дерево
	Отпайка от ВЛ 110 кВ Артемовская — Кропоткинская на ПС Вачинская	0,500	АС-120	1					
6.5.	ВЛ 110 кВ Артемовская — Мараканская	60,000	АС-120	1	1963	49	истек	н/д	дерево
6.6.	ВЛ 110 кВ Кропоткинская — Невский	7,800	АС-120	1	1964	53	истек	н/д	дерево
6.7.	ВЛ 110 кВ Невский — Перевоз	127,200	АС-120	1	1964	53	истек	н/д	дерево
6.8.	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС — Мамакан	1,000	АС-185	1	1989	28	не истек	н/д	дерево
6.9.	ВЛ 110 кВ Таксимо — Мамакан (в габаритах 220 кВ)	212,200	-	2	1989	28	не истек	н/д	металл
		26,700	АС-300						
		185,500	АС-400						
6.10.	ВЛ 110 кВ ПП №1 — ПП №2	40,800	АС-120	1	1961	56	истек	н/д	дерево
6.11.	ВЛ 110 кВ Пеледуй — РП Полюс	283,000	АС-240	2	2016	0	не истек		н/д







**ПРИЛОЖЕНИЕ II. ТРАНСФОРМАТОРЫ  
ИРКУТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО СОСТОЯНИЮ  
НА 1 ЯНВАРЯ 2017 ГОДА**

Таблица П4. Перечень трансформаторов электрических станций по состоянию на 1 января 2017 года

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	НН, кВ	ВН, кВ	Мощность, кВА	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
1.	Участок №1 Иркутской ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»							
1.1.	ТДН-40000/110	Т 01	31,5	115	40000	1986	31	истек
1.2.	ТДН-40000/110	Т 02	31,5	115	40000	1985	32	истек
1.3.	ТДГ-60000/110	Т 03	30	121	60000	1961	56	истек
1.4.	ТДН-40000/110	Т 04	31,5	115	40000	1986	31	истек
2.	Иркутская ТЭЦ-9 ПАО «Иркутскэнерго»							
2.1.	ТДТНГ-75000/110	ТБ 01	6,3	115	75000	1963	54	истек
2.2.	ТДТНГ-75000/110	ТБ 02	6,3	115	75000	1964	53	истек
2.3.	ТДТНГ-75000/110	ТБ 03	6,3	115	75000	1964	53	истек
2.4.	ТДЦНГУ-80000/110	ТБ 04	6,3	115	80000	1968	49	истек
2.5.	ТДЦНГУ-80000/110	ТБ 05	6,3	115	80000	1966	51	истек
2.6.	ТДЦНГУ-80000/110	ТБ 06	6,3	115	80000	1969	48	истек
2.7.	ТДЦ-125000/110	ТБ 07	10,5	121	125000	1980	37	истек
2.8.	ТДЦ-125000/110	ТБ 08	10,5	121	125000	1983	34	истек
2.9.	ТДН-16000/110	резерв	6,6	115	16000	1998	19	не истек
3.	Иркутская ТЭЦ-10 ПАО «Иркутскэнерго»							
3.1.	ТДЦ-80000/110	ТБ 01	10,5	121	80000	2005	12	не истек
3.2.	ТДЦ-200000/110	ТБ 02	18	121	200000	1990	27	истек
3.3.	ТДЦ-200000/110	ТБ 03	18	121	200000	1982	35	истек
3.4.	ТДЦ-200000/110	ТБ 04	18	121	200000	1988	29	истек
3.5.	ТДЦ-200000/110	ТБ 05	18	121	200000	1981	36	истек
3.6.	ТДЦ-200000/110	ТБ 06	18	121	200000	1983	34	истек
3.7.	ТДЦ-200000/110	ТБ 07	18	121	200000	1989	28	истек
3.8.	ТДЦ-200000/110	ТБ 08	18	121	200000	1984	33	истек
3.9.	ТДНГ-20000/110	ТР-А	6,3	112	20000	1959	58	истек
3.10.	ТДНГ-20000/110	ТР-Б	6,3	112	20000	1959	58	истек
3.11.	ТДН-16000/110	01 Т	6,6	115	16000	1987	30	истек

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	НН, кВ	ВН, кВ	Мощность, кВА	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
3.12.	ТДН-16000/110	02 Т	6,6	115	16000	1986	31	истек
4.	Иркутская ТЭЦ-11 ПАО «Иркутскэнерго»							
4.1.	АТДЦТН-250000/220	АТ 01	38,7	230	250000	1989	28	истек
4.2.	АТДЦТН-250000/220	АТ 02	38,7	230	250000	1990	27	истек
4.3.	ТРДЦНГ-63000/220/6	резерв	6,3	230	63000	1986	31	истек
4.4.	ТДТНГ-31500/110	Т 01	6,3	112	31500	1959	58	истек
4.5.	ТДТНГ-31500/110	Т 02	6,3	112	31500	1959	58	истек
4.6.	ТДНГ-60000/110	Т 03	6,3	112	60000	1961	56	истек
4.7.	ТДНГ-60000/110	Т 04	6,3	112	60000	1964	53	истек
4.8.	ТДНГУ-63000/110	Т 05	6,3	112	63000	1965	52	истек
5.	Ново-Зиминская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»							
5.1.	ТРДЦН-125000/110	ТБ 01	10,5	115	125000	1981	36	истек
5.2.	ТРДЦН-125000/110	ТБ 02	10,5	115	125000	1989	28	истек
5.3.	ТДЦ-125000/110	ТБ 03	10,5	115	125000	1983	34	истек
5.4.	ТДЦ-125000/110	резерв	10,5	115	125000	1997	20	не истек
6.	Ново-Иркутская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»							
6.1.	ТРДН-80000/220	Т 01	6,3	220	80000	2012	5	не истек
6.2.	ТРДЦНГ-63000/220	ТБ-6	6,3	230	63000	1975	42	истек
6.3.	ТД-80000/220	Т 02	6,3	242	80000	1976	41	истек
6.4.	ТДЦ-250000/220	ТБ 03	15,75	242	250000	1980	37	истек
6.5.	ТДЦ-250000/220	ТБ 04	15,75	242	250000	1979	38	истек
6.6.	ТДЦ-250000/220	ТБ 05	15,75	242	250000	1987	30	истек
6.7.	ТРДНГ-32000/220	ТСР 01	6,3	230	32000	1978	39	истек
6.8.	ТРДНГ-32000/220	ТСР 02	6,3	230	32000	1984	33	истек
6.9.	ТРДНС-40000/220	резерв	6,3	230	40000	1989	28	истек
7.	Иркутская ГЭС ПАО «Иркутскэнерго»							
7.1.	АОДЦТ-138000/220	АТ 02 А	13,8	242/1,73	138000	2003	14	не истек
7.2.	АОДЦТ-138000/220	АТ 02 В	13,8	242/1,73	138000	2003	14	не истек
7.3.	АОДЦТ-138000/220	АТ 02 С	13,8	242/1,73	138000	2003	14	не истек

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	НН, кВ	ВН, кВ	Мощность, кВА	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
7.4.	АОДЦТ-138000/220	АТ 03 А	13,8	242/1,73	138000	2002	15	не истек
7.5.	АОДЦТ-138000/220	АТ 03 В	13,8	242/1,73	138000	2001	16	не истек
7.6.	АОДЦТ-138000/220	АТ 03 С	13,8	242/1,73	138000	2002	15	не истек
7.7.	ОРДЦ-80000/110	ТБ 01 А	13,8	121/1,73	80000	2007	10	не истек
7.8.	ОРДЦ-80000/110	ТБ 01 В	13,8	121/1,73	80000	2007	10	не истек
7.9.	ОРДЦ-80000/110	ТБ 01 С	13,8	121/1,73	80000	2007	10	не истек
7.10.	ОДЦ-80000/110	ТБ 04 А	13,8	121/1,73	80000	2006	11	не истек
7.11.	ОДЦ-80000/110	ТБ 04 В	13,8	121/1,73	80000	2006	11	не истек
7.12.	ОДЦ-80000/110	ТБ 04 С	13,8	121/1,73	80000	2006	11	не истек
8.	Братская ГЭС ПАО «Иркутскэнерго»							
8.1.	ОРЦО 210000/500	ТБ 01 А	15,75	525/1,73	210000	1992	25	истек
8.2.	ОРЦО 210000/500	ТБ 01 В	15,75	525/1,73	210000	1992	25	истек
8.3.	ОРЦО 210000/500	ТБ 01 С	15,75	525/1,73	210000	1992	25	истек
8.4.	ОРЦО 210000/500	ТБ 02 А	15,75	525/1,73	210000	1995	22	не истек
8.5.	ОРЦО 210000/500	ТБ 02 В	15,75	525/1,73	210000	1996	21	не истек
8.6.	ОРЦО 210000/500	ТБ 02 С	15,75	525/1,73	210000	1996	21	не истек
8.7.	ОРЦО 210000/500	ТБ 03 А	15,75	525/1,73	210000	2012	5	не истек
8.8.	ОРЦО 210000/500	ТБ 03 В	15,75	525/1,73	210000	2012	5	не истек
8.9.	ОРЦО 210000/500	ТБ 03 С	15,75	525/1,73	210000	2012	5	не истек
8.10.	ОРЦО 210000/500	ТБ 04 А	15,75	525/1,73	210000	1994	23	не истек
8.11.	ОРЦО 210000/500	ТБ 04 В	15,75	525/1,73	210000	1990	27	истек
8.12.	ОРЦО 210000/500	ТБ 04С	15,75	525/1,73	210000	1990	27	истек
8.13.	ОЦГ-210000/500	резерв	15,75	525/1,73	210000	1963	54	истек
8.14.	ОЦГ-210000/500	резерв	15,75	525/1,73	210000	1963	54	истек
8.15.	ОЦГ-210000/500	резерв	15,75	525/1,73	210000	1968	49	истек
8.16.	ТЦ-300000/220	ТБ 09	15,75	242	300000	1998	19	не истек
8.17.	ТЦ-300000/220	ТБ 10	15,75	242	300000	1988	29	истек
8.18.	ТЦ-300000/220	ТБ 11	15,75	242	300000	1987	30	истек
8.19.	ТЦ-300000/220	ТБ 12	15,75	242	300000	1986	31	истек

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	НН, кВ	ВН, кВ	Мощность, кВА	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
8.20.	ТЦ-300000/220	ТБ 13	15,75	242	300000	1991	26	истек
8.21.	ТЦ-300000/220	ТБ 14	15,75	242	300000	1990	27	истек
8.22.	ТЦ-300000/220	ТБ 15	15,75	242	300000	2000	17	не истек
8.23.	ТЦ-300000/220	ТБ 16	15,75	242	300000	1986	31	истек
8.24.	ТЦ-300000/220	ТБ 17	15,75	242	300000	1991	26	истек
8.25.	ТЦ-300000/220	ТБ 18	15,75	242	300000	1995	22	не истек
8.26.	ТДЦГ-275000/220	резерв	15,75	242	275000	1964	53	истек
8.27.	АОДЦТН-267000/500	АТ 01 А	220/1,73	500/1,73	267000	1999	18	не истек
8.28.	АОДЦТН-267000/500	АТ 01 В	220/1,73	500/1,73	267000	1992	25	истек
8.29.	АОДЦТН-267000/500	АТ 01 С	220/1,73	500/1,73	267000	1992	25	истек
8.30.	АОДЦТН-267000/500	АТ 02 А	220/1,73	500/1,73	267000	1999	18	не истек
8.31.	АОДЦТН-267000/500	АТ 02 В	220/1,73	500/1,73	267000	1999	18	не истек
8.32.	АОДЦТН-267000/500	АТ 02 С	220/1,73	500/1,73	267000	1999	18	не истек
9.	Усть-Илимская ГЭС ПАО «Иркутскэнерго»							
9.1.	ТЦ-630000/220	ТБ 01	15,75	242	630000	1974	43	истек
9.2.	ТЦ-630000/220	ТБ 02	15,75	242	630000	1975	42	истек
9.3.	ТЦ-630000/500	ТБ 03	15,75	525	630000	1976	41	истек
9.4.	ТЦ-630000/500	ТБ 04	15,75	525	630000	1976	41	истек
9.5.	ТЦ-630000/500	ТБ 05	15,75	525	630000	1976	41	истек
9.6.	ТЦ-630000/500	ТБ 06	15,75	525	630000	1976	41	истек
9.7.	ТЦ-630000/500	ТБ 07	15,75	525	630000	1977	40	истек
9.8.	ТЦ-630000/500	ТБ 08	15,75	525	630000	1979	38	истек
9.9.	АОДЦТН-167000/500	АТ 01 А	38,36	500/1,73	167000	1976	41	истек
9.10.	АОДЦТН-167000/500	АТ 01 В	38,36	500/1,73	167000	1976	41	истек
9.11.	АОДЦТН-167000/500	АТ 01 С	38,36	500/1,73	167000	1983	34	истек
9.12.	АОДЦТН-167000/500	АТ 02 А	38,36	500/1,73	167000	2001	16	не истек
9.13.	АОДЦТН-167000/500	АТ 02 В	38,36	500/1,73	167000	2001	16	не истек
9.14.	АОДЦТН-167000/500	АТ 02 С	38,36	500/1,73	167000	1976	41	истек
10.	Мамаканская ГЭС АО «Витимэнергообьтг»							

№ п/п	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	НН, кВ	ВН, кВ	Мощность, кВА	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
10.1.	ТДГ-31500/110	Т-1	н/д	н/д	н/д	1961	56	истек
10.2.	ТДГ-31500/110	Т-2	н/д	н/д	н/д	1961	56	истек
10.3.	ТДГ-31500/110	Т-3	н/д	н/д	н/д	1962	55	истек
10.4.	ТДГ-31500/110	Т-4	н/д	н/д	н/д	1962	55	истек



Таблица П5. Перечень трансформаторов ПС ПП 500 кВ по состоянию на 1 января 2017 года

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
1.	ПС 500 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»							
1.1.	ПС 500 кВ Тайшет	АТДЦТН-250000/500/110/35	АТ-1	500	2005	2006	11	не истек
		АТДЦТН-250000/500/110/35	АТ-2	500	2004	2004	13	не истек
1.2.	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	АТДЦТН-125000/220/110-68У1	АТ-3	500	1984	1991	26	истек
1.3.	ПС 500 кВ Тулун			500		1962		
1.4.	ПС 500 кВ Озерная	АОДЦН-167000/500/220-У1	3АТ ф.А	500	н/д	2012	5	не истек
		АОДЦН-167000/500/220-У1	3АТ ф.В	500	н/д	2012	5	не истек
		АОДЦН-167000/500/220-У1	3АТ ф.С	500	н/д	2012	5	не истек
		ТРДН-63000/220/35 УХЛ1	Т-2	220	н/д	2012	5	не истек
2.	ПС 500 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»							
2.1.	Братский ПП 500 кВ	АОДЦТН-167000/500/220/10	АТ-1 ф.А	500	1985	1987	30	истек
		АОДЦТН-167000/500/220/10	АТ-1 ф.В	500	1985	1987	30	истек
		АОДЦТН-167000/500/220/10	АТ-1 ф.С	500	1985	1987	30	истек
		АОДЦТН-167000/500/220/10	АТ-2 ф.А	500	1988	1988	29	истек
		АОДЦТН-167000/500/220/10	АТ-2 ф.В	500	1988	1988	29	истек
		АОДЦТН-167000/500/220/10	АТ-2 ф.С	500	1988	1988	29	истек
3.	ПС 500 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»							
3.1.	ПС 500 кВ Иркутская	АОДЦТН-267000/500/220/10	АТ-8 ф.А	500	1991	1991	26	истек
		АОДЦТН-267000/500/220/10	АТ-8 ф.В	500	1991	1991	26	истек
		АОДЦТН-267000/500/220/10	АТ-8 ф.С	500	1991	1991	26	истек
		АОДЦТГ-250000/500/220/10	АТ-9 ф.А	500	1962	1963	54	истек
		АОДЦТГ-250000/500/220/10	АТ-9 ф.В	500	1962	1963	54	истек
		АОДЦТГ-250000/500/220/10	АТ-9 ф.С	500	1963	1963	54	истек
		АОДЦТГ-250000/500/220/10	АТ-10 ф.А	500	1968	1968	49	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		АОДЦТГ-250000/500/220/10	АТ-10 ф В	500	1961	1962	55	истек
		АОРДЦТН-250000/500/220-УХЛ1	АТ-10 ф С	500	2010	2010	7	не истек
3.2.	УПК Тыреть 500 кВ			500		1970		
4.	ПС 500 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»						1	
4.1.	ПС 500 кВ Ключи	456мва 500/230 YnaO OFAF	АТ-1	500	2006	2008	9	не истек
		456мва 500/230 YnaO OFAF	АТ-2	500	2006	2008	9	не истек
		456мва 500/230 YnaO OFAF	АТ-3	500	2006	2012	5	не истек

Таблица Пб. Перечень трансформаторов ПС 220 кВ по состоянию на 1 января 2017 года

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	У ном.	Год изготовления	Год ввода	Факт. срок экпл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
1.	ПС 220 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»							
1.1.	ПС 220 кВ Тулун	АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-1	220	1990	1992	25	истек
		АТДЦТГ-120000/220/110/10	АТ-2	220	1962	1962	55	истек
	ПС 500 кВ Ново-Зиминская	н/д	АТ-1	220	н/д	н/д	25	истек
		н/д	АТ-2	220	н/д	н/д	25	истек
	ПС 500 кВ Озерная	ТРДН-63000/220/35 УХЛ1	Т-2	220	н/д	2008	8	не истек
2.	ПС 220 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»							
2.1.	ПС 220 кВ БЛПК	АТДЦТН-200000/220/110/10	АТ-1	220	1979	1983	34	истек
		АТДЦТН-200000/220/110/10	АТ-2	220	1977	1980	37	истек
2.2.	ПС 220 кВ Джижива	ТДГ-25000/220/35	Т-1	220	1966	1988	29	истек
2.3.	ПС 220 кВ Заводская	АТДЦТГН-63000/220/110/10	АТ-1	220	1973	1974	43	истек
		АТДЦТН-63000/220/110/10	АТ-2	220	1972	1973	44	истек
2.4.	ПС 220 кВ Опорная	АТДЦТН-200000/220/110/10	АТ-1	220	1985	1988	29	истек
		АТДЦТН-200000/220/110/10	АТ-2	220	1988	1988	29	истек
2.5.	ПС 220 кВ Падунская	OSFPSZ-125000/220	АТ-1	220	2015	2015	2	не истек
		АТДЦТН-125000/220/110/35	АТ-2	220	1983	1984	33	истек
		ТРДН-63000/220/35	Т-3	220	1993	1999	18	не истек
2.6.	ПС 220 кВ Пурсей	ТРДЦН-63000/220/10	Т-1	220	1992	1992	25	истек
		ТРДЦНГ-63000/220/10	Т-2	220	1972	1994	23	не истек
2.7.	Седановский ПП 220 кВ	ТДТН-40000/220/35/6	Т-2	220	1975	1995	22	не истек
		ТДТН-25000/220/35/6	Т-1	220	1976	2015	2	не истек
2.8.	ПС 220 кВ Коршуниха	АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-1	220	1975	1993	24	не истек
		АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-2	220	1975	1992	25	истек
2.9.	ПС 220 кВ Рудногорская	АТДЦТН-63000/220/110/35	АТ-1	220	1988	1988	29	истек
		АТДЦТН-63000/220/110/35	АТ-2	220	1984	1985	32	истек
2.10.	ПС 220 кВ № 3	ТДТН-40000/220/35/6	Т-1	220	1971	1973	44	истек
		ТДТН-40000/220/35/6	Т-2	220	1971	1974	43	истек
2.11.	ПС 220 кВ № 6	ТРДЦНГ-63000/220/6	Т-1	220	1970	1989	28	истек
		ТРДЦН-63000/220/6	Т-2	220	1991	1994	23	не истек
		ТРДЦН-63000/220/6	Т-3	220	1991	1991	26	истек
		ТРДЦНГ-63000/220/6	Т-4	220	1969	1998	19	не истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
2.12.	ПС 220 кВ Сибирская	ТДТН-40000/220/35/10	Т-1	220	1981	1984	33	истек
		ТДТН-40000/220/35/10	Т-2	220	1986	1986	31	истек
		ТДТН-25000/220/35/10	Т-3	220	1990	1998	19	не истек
2.13.	ПС 220 кВ Таежная	АТДЦТН-200000/220/110/10	АТ-1	220	1989	1989	28	истек
		АТДЦТН-200000/220/110/10	АТ-2	220	1989	1990	27	истек
2.14.	ПС 220 кВ Киренга	АТДЦТН-63000	АТ-1	220	1985	1986	31	истек
		АТДЦТН-63000	АТ-2	220	1983	1984	33	истек
2.15.	ПС 220 кВ Лена	АТДЦТН-125000/220/110	АТ-1	220	2015	2015	2	не истек
		АТДЦТН-125000/220/110	АТ-2	220	2015	2015	2	не истек
2.16.	ПС 220 кВ Покосное	ТДТН-25000/220/35/10	Т-1	220	1976	1978	39	истек
		РМЛ-20000/220/35/10	Т-2	220	1963	1966	51	истек
		ТДТН-25000/220/35/10	Т-3	220	1990	1999	18	не истек
3.	ПС 220 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»							
3.1.	ПС 220 кВ Иркутская	АТДЦТН-250000/220/110/10	АТ-1	220	1981	1982	35	истек
		ТДТН-40000/220/35/11	Т-2	220	1992	2001	16	не истек
		ТДН -40000/220 ВМ УХЛ1	Т-3	220		2013	4	не истек
		ОДГ-60000/220/35	Т-4 ф В	220	1958	1958	59	истек
		ОДТГ-60000/220/35	Т-4 ф С	220	1957	1965	52	истек
		ОДГ-60000/220/35	Т-4 ф А	220	1957	1958	59	истек
		АТДЦТН-250000/220/110/10	АТ-5	220	1985	1986	31	истек
		АТДЦТН-250000/220/110/10	АТ-11	220	1982	1983	34	истек
		АТДЦТН 250000/220/110 УХЛ1	АТ-6	220	2010	2010	7	не истек
		АТДЦТН-250000/220/110/10	АТ-7	220	1983	1984	33	истек
3.2.	ПС 220 кВ УП-15	АТДЦТН-200000/220/110/10	Т-1	220	1974	1980	37	истек
		АТДЦТН-200000/220/110/10	Т-2	220	1976	1980	37	истек
3.3.	ПС 220 кВ Черемхово	АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-1	220	1991	1996	21	не истек
		АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-2	220	1990	1997	20	не истек
3.4.	ПС 220 кВ Восточная	АТДЦТН-250000/220/110 У1	АТ-1	220	2013	2015	2	не истек
		АТДЦТН-250000/220/110 У1	АТ-2	220	2013	2015	2	не истек
4.	ПС 220 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»							
4.1.	ПС 220 кВ Бытовая	ТРДЦН-63000/220	Т-1	220	1984	2016	0	не истек
		ТРДЦНГ-63000/220/6	Т-2	220	1991	1991	26	истек
4.2.	ПС 220 кВ Левобережная	ТДН-63000/220/35	Т-1	220	2007	2007	10	не истек
		ТДН-63000/220/35	Т-2	220	2008	2009	8	не истек
4.3.	ПС 220 кВ Ново-Ленино	АТДЦТН-125000/220/110/6	АТ-1	220	2000	2000	17	не истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		АТДЦТН-125000/220/110/6	АТ-2	220	1999	1999	18	не истек
4.4.	ПС 220 кВ Общезаводская	ТРДНС-40000/220/10	Т-1	220	2006	2008	9	не истек
		ТРДНС-40000/220/10	Т-2	220	2006	2008	9	не истек
4.5.	ПС 220 кВ Светлая	ТРДЦН-63000/220/10	Т-1	220	1984	1998	19	не истек
4.6.	ПС 220 кВ Шелехово	АТДЦТН-200000/220/110/10	АТ-8	220	1983	1985	32	истек
		ОД-66667/220/10	Т-3 ф.А	220	1972	1979	38	истек
		ОД-66667/220/10	Т-3 ф.В	220	1979	1979	38	истек
		ОД-66667/220/10	Т-3 ф.С	220	1968	1991	26	истек
		ОД-66667/220/10	Т-4 ф.А	220	1968	1970	47	истек
		ОД-66667/220/10	Т-4 ф.В	220	1979	1980	37	истек
		ОД-66667/220/10	Т-4 ф.С	220	1980	1981	36	истек
		ОД-66667/220/10	Т-6 ф.А	220	1980	1982	35	истек
		ОД-66667/220/10	Т-6 ф.В	220	1978	1993	24	не истек
		ОД-66667/220/10	Т-6 ф.С	220	1968	1971	46	истек
4.7.	ПС 220 кВ Байкальская	АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-1	220	1973	1974	43	истек
		АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-2	220	1979	1980	37	истек
		ТРДЦН-63000/220/10	Т-4	220	1985	2009	8	не истек
4.8.	ПС 220 кВ Правобережная	АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-1	220	1982	1982	35	истек
		АТДЦТН-125000/220/110/10	АТ-2	220	1979	1980	37	истек
4.9.	ПС 220 кВ БЦБК	ТДТН-40000/220/35/6	Т-1	220	1976	1984	33	истек
		ТДТН-40000/220/35/6	Т-2	220	1979	1980	37	истек
5.	ПС 220 кВ АО «Витимэнерго»							
5.1.	ПС 220 кВ Мамакан	АТДЦТН-125000/220/110	АТ-1	220	н/д	2012	5	не истек
6.	ПС 220 кВ ВСЖД — филиала ОАО «РДЖ»							
6.1.	ПС 220 кВ Слюдянка	АТДЦТН-125000/220/110/35	АТ-1	220	н/д	1991	26	истек
		АЦДТНГН-63000/220/110/35	АТ-2	220	н/д	1976	41	истек
6.2.	ПС 220 кВ Якурим	ТДТНГУ-20000-220/27,5/10	Т1	220	н/д	1990	27	истек
		ТДТНЖ-40000-220/27,5/10	Т2	220	н/д	1991	26	истек
		ОРДТНЖ-25000-220/27,5/10	Т3	220	н/д	1990	27	истек
		ОРДТНЖ-25000-220/27,5/10	Т4	220	н/д	1990	27	истек
6.3.	ПС 220 кВ Звездная	ОРДТНЖ-25000/220	Т1	220	н/д	1986	31	истек
		ОРДТНЖ-25000/220	Т2	220	н/д	1986	31	истек
		ОРДТНЖ-25000/220	Т3	220	н/д	1986	31	истек
6.4.	ПС 220 кВ Ния	ОРДТНЖ-25000/220	Т1	220	н/д	1986	31	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовления	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		ОР ДТНЖ-25000/220	Т2	220	н/д	1986	31	истек
		ОР ДТНЖ-25000/220	Т3	220	н/д	1986	31	истек
		ТДТН-25000/220	РПТ-4	220	н/д	1986	31	истек
6.5.	ПС 220 кВ Улькан	ОР ДТНЖ-25000/220	Т1	220	н/д	1986	31	истек
		ОР ДТНЖ-25000/220	Т2	220	н/д	1986	31	истек
		ОР ДТНЖ-25000/220	Т3	220	н/д	1986	31	истек
		ТДТН-25/220-70У1	РПТ-4	220	н/д	1986	31	истек
6.6.	ПС 220 кВ Кунерма	ОР ДТНЖ-25000/220	Т1	220	н/д	1979	38	истек
		ОР ДТНЖ-25000/220	Т2	220	н/д	1986	31	истек
		ОР ДТНЖ-25000/220	Т3	220	н/д	1986	31	истек
		ТДТН-25000/220 УХЛ1	РПТ-4	220	2014	2015	2	не истек
6.7.	ПС 220 кВ Тубинская	ТДТНЖУ-40000/220УХЛ-1	Т1	220	н/д	2003	14	не истек
		ТДТНЖ-40000/220-81УХЛ1	Т2	220	н/д	2002	15	не истек
6.8.	ПС 220 кВ Байкальск	ТДТНЖ-40000/220 76 У-1	Т1	220	н/д	1981	н/д	н/д
		ТДТНЖ-40000/220 76 У-1	Т2	220	н/д	1982	н/д	н/д
7.	ПС 220 кВ ООО «Транснефть-Восток»							
7.1	ПС 220 кВ НПС-4	25000/220/10	Т1	220	н/д	н/д	н/д	н/д
		25000/220/10	Т2	220	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица П7. Перечень трансформаторов ПС 110 кВ по состоянию на 1 января 2017 года

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
1.	ПС 110 кВ ВЭС ОАО «ИЭСК»							
1.1.	ПС 110 кВ Хомутово	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1979	1980	37	истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1987	1987	30	истек
1.2.	ПС 110 кВ Карлук	ТДН-16000/110	Т-1	110	1996	2016	0	не истек
		ТДТН-16000/110/10	Т-2	110	1986	2012	5	не истек
1.3.	ПС 110 кВ Пивовариха	ТДТН-40000/110/35/10	Т-1	110	2012	2012	5	не истек
		ТДТН-40000/110/35/10	Т-3	110	2011	2011	6	не истек
1.4.	ПС 110 кВ Никольск	ТМ-6300/110/10	Т-1	110	1974	1976	41	истек
		ТДТН-10000/110/10	Т-2	110	1976	1977	40	истек
1.5.	ПС 110 кВ Урик	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	2008	2009	8	не истек
		SFSZ-40000/110	Т-2	110	2016	2016	0	не истек
1.6.	ПС 110 кВ Качуг	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1991	1992	25	не истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1991	1992	25	не истек
1.7.	ПС 110 кВ Манзурка	ТМН-2500/110/10	Т-1	110	1973	1974	43	истек
		ТМН-2500/110/10	Т-2	110	1976	1977	40	истек
1.8.	ПС 110 кВ Харбатово	ТДТН-16000/110/10	Т-1	110	1990	1993	24	не истек
		ТМН-2500/110/10	Т-2	110	1977	1978	39	истек
1.9.	ПС 110 кВ Оса	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1988	1988	29	истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1991	1991	26	истек
1.10.	ПС 110 кВ Тихоновка	ТДТН-10000/110/35/10	Т-1	110	1967	1970	47	истек
		ТМН-6300/110/10	Т-2	110	1982	1982	35	истек
1.11.	ПС 110 кВ Ново-Ленино	ТМ-6300/110/10	Т-1	110	1971	1972	45	истек
		ТМН-6300/110/10	Т-2	110	1978	1978	39	истек
1.12.	ПС 110 кВ Бильчир	ТМН-6300/110/10	Т-1	110	1986	1990	27	истек
		ТДН-10000/110/10	Т-2	110	1993	1993	24	не истек
1.13.	ПС 110 кВ Енисей	ТМН-2500/110/10	Т-1	110	1974	1974	43	истек
		ТМН-6300/110/10	Т-2	110	1989	1990	27	истек
1.14.	ПС 110 кВ Усть-Орда	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1985	1985	32	истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1982	1982	35	истек
1.15.	ПС 110 кВ Электростанция	ТРДН-25000/110/6	Т-1	110	1986	1987	30	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		ТРДН-25000/110/6	Т-2	110	1986	1987	30	истек
		ТДН-16000/110/10	Т-3	110	1987	2006	11	не истек
1.16.	ПС 110 кВ Ользоны	ТМН-2500/110/10	Т-1	110	1973	1973	44	истек
		ТМТН-6300/110/35/10	Т-2	110	1973	1974	43	истек
1.17.	ПС 110 кВ Еланцы	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1994	1995	22	не истек
		ТДТН-10000/110/35/10	Т-2	110	1971	1971	46	истек
1.18.	ПС 110 кВ Косая Степь	ТДТН-10000/110/35/10	Т-1	110	1969	1969	48	истек
		ТДТН-10000/110/35/10	Т-2	110	1969	1971	46	истек
1.19.	ПС 110 кВ Баяндай	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1992	1997	20	не истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1990	1996	21	не истек
1.20.	ПС 110 кВ Хогот	ТМТН-6300/110/35/10	Т-1	110	1981	1982	35	истек
1.21.	ПС 110 кВ Жигалово	ТМТН-6300/110/20/10	Т-1	110	1973	1973	44	истек
		ТДТН-10000/110/20/10	Т-2	110	1974	1975	42	истек
1.22.	ПС 110 кВ Знаменка	ТМТН-6300/110/35/10	Т-1	110	1987	1988	29	истек
1.23.	ПС 110 кВ Новая Уда	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	2011	2012	5	не истек
		ТДТН-10000/110/35/10	Т-2	110	1967	1968	49	истек
1.24.	ПС 110 кВ Бохан	ТДН-10000/110/10	Т-1	110	1993	1993	24	не истек
		ТДН-10000/110/10	Т-2	110	1978	2000	17	не истек
1.25.	ПС 110 кВ Черноруд	SFSZ-16000/110	Т-1	110	н/д	2013	4	не истек
1.26.	ПС 110 кВ Покровская	ТРДН-40000/110	Т-1	110	2013	2015	2	не истек
		ТРДН-40000/110	Т-2	110	2013	2015	2	не истек
2.	ПС 110 кВ ЗЭС ОАО «ИЭСК»							
2.1.	ПС 110 кВ Бирюса	ТДТН-25000/110/35/6	Т-1	110	2002	2002	15	не истек
		ТДТН-16000/110/35/6	Т-2	110	1972	1974	43	истек
2.2.	ПС 110 кВ Юрты	ТДТНГ-15000/110/35/10	Т-1	110	1962	1971	46	истек
		ТМТГ-7500/110/35/10	Т-2	110	1963	1968	49	истек
2.3.	ПС 110 кВ ЗСМ	ТРДН-40000/110/10	Т-1	110	1978	1981	36	истек
		ТРДН-40000/110/10	Т-2	110	1977	1982	35	истек
2.4.	ПС 110 кВ Новобирюсинск	ТМ-6300/110/35/10	Т-1	110	1970	2007	10	не истек
		ТДТН-10000/110/35/10	Т-2	110	1978	1980	37	истек
2.5.	ПС 110 кВ Лесогорск	ТДТН-25000/110/35/6	Т-1	110	1978	1980	37	истек
		ТДТН-25000/110/35/6	Т-2	110	1987	1987	30	истек
2.6.	ПС 110 кВ Чуна	ТДТН-16000/110/10	Т-1	110	1978	1983	34	истек
		ТДТН-16000/110/10	Т-2	110	1982	1978	39	истек



№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
2.7.	ПС 110 кВ Силикатная	ТМТН-6300/110/10	Т-1	110	1982	1988	29	истек
		ТМТН-6300/110/10	Т-2	110	1976	1992	25	истек
2.8.	ПС 110 кВ Шеберга	ТДТН-10000/110/35/10	Т-1	110	1982	2001	16	не истек
		ТДТН-6300/110/35/10	Т-2	110	1986	1987	30	истек
2.9.	ПС 110 кВ Катарбей	ТДТН-10000/110/35/10	Т-1	110	1993	2007	10	не истек
		ТДТН-10000/110/35/10	Т-2	110	1984	1985	32	истек
2.10.	ПС 110 кВ Рубахино	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	2008	2009	8	не истек
		ТДТН-16000/110/35/10	Т-2	110	2009	2009	8	не истек
2.11.	ПС 110 кВ Водопад	ТРДН-25000/110/6	Т-1	110	1982	1983	34	истек
		ТРДН-25000/110/6	Т-2	110	1983	1983	34	истек
2.12.	ПС 110 кВ Бадар	ТМ-6300/110/10	Т	110	1973	1988	29	истек
2.13.	ПС 110 кВ Алгагуй	ТДТН-40000/110/35/6	Т-1	110	1989	1989	28	истек
		ТДТН-40000/110/35/6	Т-2	110	1989	1989	28	истек
2.14.	ПС 110 кВ Котик	ТМТН-6300/110/10	Т	110	1986	2007	10	не истек
2.15.	ПС 110 кВ Куйтун	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1990	1999	18	не истек
		ТДТН-16000/110/35/10	Т-2	110	2007	2007	10	не истек
2.16.	ПС 110 кВ Майская	ТДТН-10000/110/35/10	Т-1	110	1990	1995	22	не истек
		ТДТН-10000/110/35/10	Т-2	110	1979	1999	18	не истек
2.17.	ПС 110 кВ Стройбаза	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1978	1985	32	истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1976	1973	44	истек
2.18.	ПС 110 кВ Ока	ТРДН-25000/110/10	Т-1	110	1977	1983	34	истек
		ТРДН-25000/110/10	Т-2	110	1977	1983	34	истек
2.19.	ПС 110 кВ ЗСХК	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1985	1986	31	истек
		ТДТН-16000/110/35/10	Т-2	110	1986	1986	31	истек
2.20.	ПС 110 кВ Стеклозавод	ТДТН-16000/110/35/6	Т-1	110	1968	1988	29	истек
		ТРДН-16000/110/35/6	Т-2	110	1970	1979	38	истек
2.21.	ПС 110 кВ ЦЭП ТУР	ТДТН-25000/110/35/6	Т-1	110	1991	1992	25	истек
		ТДТН-25000/110/35/6	Т-2	110	1991	1992	25	истек
2.22.	ПС 110 кВ Азейская	ТДТН-40000/110/35/10	Т-1	110	2012	2012	5	не истек
		ТДТН-40000/110/35/6	Т-2	110	2011	2011	6	не истек
3.	ПС 110 кВ СЭС ОАО «ИЭСК»							
3.1.	ПС 110 кВ Вихоревка	ТРДН-25000/110/6	Т-1	110	1988	1989	28	истек
		ТРДН-25000/110/6	Т-2	110	1988	1989	28	истек
3.2.	ПС 110 кВ Гидростроитель	ТДТН-63000/110/35/6	Т-1	110	1994	1995	22	не истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		ТДТН-63000/110/35/6	Т-2	110	1995	1996	21	не истек
		ТДТНЖ-40000/110/27,5/6	Т-3	110	1989	1990	27	истек
		ТДТНЖ-40000/110/27,5/6	Т-4	110	1991	1991	26	истек
3.3.	ПС 110 кВ Городская	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1970	1971	46	истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1972	1973	44	истек
		ТДТГ-40500/110/35/6	Т-3	110	1955	1996	21	не истек
3.4.	ПС 110 кВ Западная	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1989	2000	17	не истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1985	1999	18	не истек
3.5.	ПС 110 кВ Инкубатор	ТДН-16000/110/10	Т-1	110	1982	1982	35	истек
		ТДН-16000/110/10	Т-2	110	1983	1983	34	истек
3.6.	ПС 110 кВ Котельная	ТРДН-25000/110/6	Т-1	110	1980	1982	35	истек
		ТРДН-25000/110/6	Т-2	110	1980	1982	35	истек
3.7.	ПС 110 кВ Кузнецовка	ТДТН-16000/110/35/6	Т-1	110	1992	1994	23	не истек
		ТДТН-16000/110/35/6	Т-2	110	1992	1994	23	не истек
3.8.	ПС 110 кВ Промбаза	ТДН-16000/110/6	Т-1	110	2006	2006	11	не истек
		ТДТН-16000/110/35/6	Т-2	110	1971	2005	12	не истек
3.9.	ПС 110 кВ Северная	ТРДН-25000/110/10	Т-1	110	1990	1990	27	истек
		ТРДН-25000/110/10	Т-2	110	1990	1990	27	истек
3.10.	ПС 110 кВ СТЭМИ	ТРДН-25000/110/6	Т-1	110	1990	1990	27	истек
		ТРДН-25000/110/6	Т-2	110	1990	1990	27	истек
3.11.	ПС 110 кВ Южная	ТДН-15000/110/10	Т-1	110	1967	1969	48	истек
		ТДНГ-15000/110/10	Т-2	110	1964	1969	48	истек
		ТДН-16000/110/10	Т-3	110	1988	2003	14	не истек
3.12.	ПС 110 кВ Березняки	ТДТН-16000/110/35/6	Т-1	110	1977	1979	38	истек
		ТДТН-16000/110/35/6	Т-2	110	1978	1982	35	истек
3.13.	ПС 110 кВ Ждановская	ТМН-6300/110/10	Т-1	110	1979	1980	37	истек
		ТМН-6300/110/10	Т-2	110	1980	1981	36	истек
3.14.	ПС 110 кВ Н-Игирма	ТДН-15000/110/10	Т-1	110	1980	2001	16	не истек
		ТДН-16000/110/10	Т-2	110	1989	1990	27	истек
3.15.	ПС 110 кВ Карьер	ТДН-16000/110/10	Т-1	110	1985	2004	13	не истек
		ТДН-10000/110/10	Т-2	110	1980	2004	13	не истек
3.16.	ПС 110 кВ ЛДК Игирма	ТДН-16000/110/10	Т-1	110	2006	2007	10	не истек
		ТДН-16000/110/10	Т-1	110	2006	2007	10	не истек
3.17.	ПС 110 кВ Н-Илимская	ТДТН-25000/110/10/6	Т-1	110	1984	1986	31	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		ТДТН-25000/110/10/6	Т-2	110	1978	1981	36	истек
3.18.	ПС 110 кВ Н-Коршуниха	ТДТН-25000/110/10/6	Т-1	110	1982	1982	35	истек
		ТДТН-25000/110/10/6	Т-2	110	1980	1981	36	истек
3.19.	ПС 110 кВ Карапчанка	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1988	1991	26	истек
		ТДТН-16000/110/35/10	Т-2	110	1983	1983	34	истек
3.20.	ПС 110 кВ Межница	ТРДН-25000/110/10	Т-1	110	1979	1981	36	истек
		ТРДН-25000/110/10	Т-2	110	1980	1981	36	истек
3.21.	ПС 110 кВ Симахинская	ТРДН-25000/110/10	Т-1	110	1975	1978	39	истек
		ТРДН-25000/110/10	Т-2	110	1975	1978	39	истек
3.22.	ПС 110 кВ Верхнемарково	ТДН-10000/110/6	Т-1	110	2011	2011	6	не истек
		ТДН-10000/110/6	Т-2	110	2011	2011	6	не истек
3.23.	ПС 110 кВ Киренск	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	2011	2011	6	не истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	2011	2011	6	не истек
3.24.	ПС 110 кВ Макарово	ТМН-6300/110-71 У1	Т-1	110	1977	1997	20	не истек
3.25.	ПС 110 кВ Осетрово	ТДТН-16000/110/10	Т-1	110	1988	1992	25	истек
		ТДТН-16000/110/10	Т-2	110	1986	1992	25	истек
3.26.	ПС 110 кВ Подымахино	ТМН-6300/110/10	Т-1	110	1984	1984	33	истек
		ТМН-6300/110/10	Т-2	110	1983	1984	33	истек
3.27.	ПС 110 кВ ЦРММ	ТМН-2500/110/10	Т-1	110	1982	1984	33	истек
3.28.	ПС 220 кВ Коршуниха	63000/110/35/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		63000/110/35/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		25000/110/35/6	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		25000/110/35/6	Т-4	110	н/д	н/д	н/д	н/д
3.29.	ПС 220 кВ Лена	40000/110/6/6	Т-5	110	н/д	н/д	н/д	н/д
3.30.	Иркутская ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»	ТРДЦН-80000/110	Т-01	110	н/д	1972	45	истек
		ТДЦ-80000/110	Т-02	110	н/д	1984	33	истек
3.31.	Усть-Илимская ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»	ТРДЦН-80000/110	Т 01	110	н/д	1979	38	истек
		ТРДЦН-80000/110	Т 02	110	н/д	1978	39	истек
		ТРДЦН-80000/110	Т 03	110	н/д	1981	36	истек
		ТДЦ-250000/110	ТБ 06	110	н/д	1989	28	истек
		ТРДН-80000/110	Т 04	110	н/д	1996	21	не истек
		ТРДН-25000/110	РТСР 02	110	н/д	1990	27	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
4.	ПС 110 кВ ЦЭС ОАО «ИЭСК»							
4.1.	ПС 110 кВ Иркутская	ТДТН-63000/110/35/6	1Т ГПП-2	110	1988	1988	29	истек
		ТДТН-63000/110/35/6	2Т ГПП-2	110	1987	1987	30	истек
		ТДТН-63000/110/35/6	3Т ГПП-2	110	1991	1991	26	истек
		ТДГ-60000/110/35	5Т ГПП-2	110	1958	1959	58	истек
		ТДГ-60000/110/35	6Т ГПП-2	110	1958	1960	57	истек
		ТДГ-60000/110/35	7Т ГПП-2	110	1958	1960	57	истек
		ТДГ-60000/110/35	8Т ГПП-2	110	1958	1959	58	истек
4.2.	ПС 110 кВ Ангарская	ТДТН-63000/110/35/6	Т-1	110	1992	1992	25	не истек
		ТДТН-63000/110/35/6	Т-2	110	1986	1986	31	истек
4.3.	ПС 110 кВ Прибрежная	ТДТН-40000/110/35/6	Т-1	110	2008	2008	9	не истек
		ТДТН-40000/110/35/6	Т-2	110	2008	2008	9	не истек
4.4.	ПС 110 кВ ПРП	ТДН-10000/110/10	Т-1	110	1980	1980	37	истек
		ТМ-6300/110/10	Т-2	110	1971	1971	46	истек
4.5.	ПС 110 кВ Юбилейная	ТДН-16000/110/6	Т-1	110	1988	1988	29	истек
		ТДН-16000/110/6	Т-2	110	1988	1988	29	истек
4.6.	ПС 110 кВ Промышленная	ТРДН-25000/110/6	Т-1	110	1987	1987	30	истек
		ТРДН-25000/110/6	Т-2	110	1988	1988	29	истек
4.7.	ПС 110 кВ Белореченская	SFSZ-40000/110/35/10	Т-1	110	2016	2016	0	не истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1985	1985	32	истек
4.8.	ПС 110 кВ Новожилкино	ТДН-10000/110/10	Т-1	110	2000	2000	17	не истек
		ТДН-10000/110/10	Т-2	110	1977	1978	39	истек
4.9.	ПС 110 кВ Пионерская	ТРДН-25000/110/10	Т-1	110	1989	1990	27	истек
		ТРДН-25000/110/10	Т-2	110	1988	1990	27	истек
4.10.	ПС 110 кВ Лесозавод	ТДНГ-20000/110/10	Т-1	110	1964	1965	52	истек
		ТДНГ-20000/110/10	Т-2	110	1964	1965	52	истек
4.11.	ПС 110 кВ Вокзальная	ТДН-16000/110/10	Т-1	110	1970	1972	45	истек
		ТДН-16000/110/10	Т-2	110	1970	1972	45	истек
4.12.	ПС 110 кВ ЗГО	ТДТН-25000/110/35/6	Т-1	110	1989	1989	28	истек
		ТДТН-25000/110/35/6	Т-2	110	1989	1989	28	истек
4.13.	ПС 110 кВ Цемзавод	ТДТН-40000/110/35/6	Т-1	110	1972	1973	44	истек
		ТДТН-40000/110/35/6	Т-2	110	1975	1976	41	истек
4.14.	ПС 110 кВ Свирск	ТДТН-25000/110/35/6	Т-1	110	1972	1972	45	истек
		ТДТН-31500/110/35/6	Т-2	110	1967	1967	50	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
4.15.	ПС 110 кВ Огнеупоры	ТМТГ-7500/110/35/6	Т-1	110	1962	1962	55	истек
		ТРДН-25000/110/6/6	Т-2	110	1966	1972	45	истек
4.16.	ПС 110 кВ Карьерная	ТРДН-25000/110/35/6	Т-1	110	1995	1995	22	не истек
		ТРДН-10000/110/35/6	Т-2	110	1988	1989	28	истек
4.17.	ПС 110 кВ Кутулик	ТДТН-10000/110/35/6	Т-1	110	1971	1971	46	истек
		ТДТН-10000/110/35/6	Т-2	110	1971	1971	46	истек
4.18.	ПС 110 кВ Алтарик	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	2006	2006	11	не истек
4.19.	ПС 110 кВ Иваническая	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1995	1996	21	не истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1977	1978	39	истек
4.20.	ПС 110 кВ Бахтай	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1989	2000	17	не истек
		ТДТН-16000/110/35/10	Т-2	110	1989	2000	17	не истек
4.21.	ПС 110 кВ Заря	ТДТН-25000/110/35/10	Т-1	110	1994	1996	21	не истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1995	1996	21	не истек
4.22.	ПС 110 кВ Новонукутск	ТДНФ-25000/110/35/10	Т-1	110	1990	1990	27	истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1979	1979	38	истек
4.23.	ПС 110 кВ Балаганск	ТДТН-10000/110/35/10	Т-1	110	1990	1990	27	истек
		ТДТН-10000/110/35/10	Т-2	110	1984	1984	33	истек
4.24.	ПС 110 кВ Мирная	110/10	н/д	110	н/д	2007	10	не истек
4.25.	ПС 110 кВ Еловка	ТРДН-25000/110/10	Т-1	110	2013	2015	2	не истек
		ТРДН-25000/110/35/10	Т-2	110	2013	2015	2	не истек
4.26.	ПС 220 кВ Черемхово	80000/110/35/6	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		80000/110/35/6	Т-4	110	н/д	н/д	н/д	н/д
5.	ПС 110 кВ ЮЭС ОАО «ИЭСК»							
5.1.	ПС 110 кВ Глазково	ТРДН-40000/110/10/6	Т-1	110	2002	2002	15	не истек
		ТРДН-40000/110/10/6	Т-2	110	2005	2005	12	не истек
5.2.	ПС 110 кВ Ерши	ТДН-10000/110/35/6	Т-1	110	1968	1999	18	не истек
		ТДН-10000/110/6	Т-2	110	1971	1971	46	истек
		ТДН-16000/110/6	Т-3	110	2011	2011	6	не истек
5.3.	ПС 110 кВ ИЗКСМ	ТДТН-16000/110/35/10	Т-1	110	1984	1986	31	истек
		ТДТН-16000/110/35/10	Т-2	110	1985	1986	31	истек
5.4.	ПС 110 кВ Изумрудная	ТДТН-25000/35/10	Т-1	110	1984	2010	7	не истек
		ТДТН-25000/35/10	Т-2	110	1984	2010	7	не истек
5.5.	ПС 110 кВ Луговая	ТРДН-25000/110/10	Т-1	110	1983	1982	35	истек
		ТРДН-25000/110/10	Т-2	110	1982	1983	34	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
5.6.	ПС 110 кВ Мельниково	SFSZ-40000/110	T-1	110	2016	2016	0	не истек
		ТДТН-25000/110/35/6	T-2	110	1991	1998	19	не истек
		ТДТН-25000/110/35/6	T-3	110	1987	1989	28	истек
		ТДТН-25000/110/35/6	T-4	110	1980	1982	35	истек
5.7.	ПС 110 кВ Пивзавод	ТДТН-40000/110/35/10	T-1	110	2008	2008	9	не истек
		ТДТН-40000/110/35/10	T-2	110	2008	2008	9	не истек
5.8.	ПС 110 кВ Спутник	ТДН-15000/110/6	T-1	110	1969	1971	46	истек
		ТДН-15000/110/6	T-2	110	1969	1971	46	истек
		ТРДН-25000/110/6	T-3	110	2001	2001	16	не истек
5.9.	ПС 110 кВ Студенческая	ТРДН-40000/110/6/6	T-1	110	2014	2015	2	не истек
		ТРДН-40000/110/6	T-2	110	2006	2006	11	не истек
5.10.	ПС 110 кВ Южная	ТДТН-20000/110/35/6	T-1	110	1967	1967	50	истек
		ТДТНГ-20000/110/35/6	T-2	110	1959	1992	25	истек
5.11.	ПС 110 кВ Березовая	ТРДН-25000/110/10/10	T-1	110	1977	2010	7	не истек
		ТРДН-25000/110/10/10	T-2	110	1982	2011	6	не истек
5.12.	ПС 110 кВ Городская	ТРДН-40000/110/10/10	T-1	110	2008	2010	7	не истек
		ТРДН-40000/110/10/10	T-2	110	2010	2010	7	не истек
5.13.	ПС 110 кВ Знаменская	ТДН-16000/110/6	T-1	110	1988	2001	16	не истек
5.14.	ПС 110 кВ Знаменская-2	ТРДН-25000/110/10/10	T-1	110	2008	2010	7	не истек
		ТРДН-25000/110/10/10	T-2	110	2011	2012	5	не истек
5.15.	ПС 110 кВ Искра	ТДН-16000/110/6	T-1	110	1972	1976	41	истек
		ТДН-10000/110/6	T-2	110	1966	1968	49	истек
5.16.	ПС 110 кВ Кировская	ТДТН-40000/110/6	T-1	110	1963	1968	49	истек
		ТДТН-40000/110/6	T-2	110	1967	1971	46	истек
		ТДТН-40000/110/6	T-3	110	1987	1988	29	истек
5.17.	ПС 110 кВ Летняя	ТДТН-16000/110/35/10	T-1	110	1974	1977	40	истек
		ТДТН-16000/110/35/10	T-2	110	1974	1977	40	истек
5.18.	ПС 110 кВ Молодежная	ТДН-10000/110/10	T-1	110	1984	1984	33	истек
		ТДН-10000/110/10	T-2	110	1984	1984	33	истек
5.19.	ПС 110 кВ Нагорная	ТДТН-25000/110/35/6	T-1	110	1969	1970	47	истек
		ТДТН-25000/110/35/6	T-2	110	1971	1971	46	истек
5.20.	ПС 110 кВ Октябрьская	ТДТНГ-20000/110/35/6	T-1	110	1969	1999	18	не истек
		ТДН-15000/110/6	T-2	110	1967	1968	49	истек
		ТДН-16000/110/6	T-3	110	1970	1979	38	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
2.21.	ПС 110 кВ Печная	ТДН-10000/110/6	Т-2	110	1976	1986	31	истек
5.22.	ПС 110 кВ Приморская	ТРДН-40000/110/10/10	Т-1	110	2007	2007	10	не истек
		ТРДН-40000/110/10/10	Т-2	110	2007	2007	10	не истек
5.23.	ПС 110 кВ Рабочая	ТРДН-25000/110/6	Т-1	110	2006	2006	11	не истек
		ТДН-25000/110/6	Т-2	110	2006	2006	11	не истек
5.24.	ПС 110 кВ Релейная	ТРДН-40000/110/6	Т-1	110	1971	1973	44	истек
		ТРДН-40000/110/6	Т-2	110	1972	1973	44	истек
5.25.	ПС 110 кВ Сосновая	ТМН-6300/110/10	Т-1	110	1986	1986	31	истек
		ТМН-6300/110/10	Т-2	110	1989	1990	27	истек
5.26.	ПС 110 кВ Туристская	ТДТНФ-25000/110/35/10	Т-1	110	1991	1992	25	истек
		ТДТН-25000/110/35/10	Т-2	110	1976	1977	40	истек
5.27.	ПС 110 кВ Центральная	ТРДН-40000/110/10/6	Т-1	110	1987	1987	30	истек
		ТРДН-40000/110/10/6	Т-2	110	1989	1993	24	не истек
5.28.	ПС 110 кВ Цимлянская	ТДНГУ-40500/110/6	Т-1	110	1965	1965	52	истек
		ТДН-40000/110/6	Т-2	110	1966	1966	51	истек
		ТДТН-40000/110/6	Т-3	110	1967	1967	50	истек
5.29.	ПС 110 кВ Рудная	ТДН-16000/110/6	Т-1	110	1988	2006	11	не истек
		ТДН-15000/110/6	Т-2	110	1968	2007	10	не истек
5.30.	ПС 220 кВ Шелехово	80000/110/10/10	Т-5	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		80000/110/10/10	Т-7	110	н/д	н/д	н/д	н/д
5.31.	ПС 220 кВ Ново-Ленино	31500110/35/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		31500110/35/6	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		31500110/35/6	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		32000/110/35/6	Т-4	110	н/д	н/д	н/д	н/д
5.32.	ПС 220 кВ Байкальская	10000/110/6	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
5.33.	ПС 110 кВ Быстрая	ТМН-2500/110/6	Т-1	110	2007	2008	9	не истек
6.	ПС 110 кВ АО «Витимэнерго»							
6.1.	ПС 110 кВ Бодайбинская	ТДТН-16000/110	Т-1	110	н/д	1990	27	истек
		ТДТН-16000/110	Т-2	110	н/д	1979	38	истек
		ТДТН-16000/110	Т-3	110	н/д	1990	27	истек
6.2.	ПС 110 кВ Артемовская	ТДТН-10000/110	Т-1	110	н/д	1961	56	истек
		ОВНТ-10000/110	Т-2	110	н/д	1962	55	истек
6.3.	ПС 110 кВ Мараканская	ТНТНГ-10000/110	Т-1	110	н/д	1969	48	истек
		ТМТ-6300/110	Т-2	110	н/д	1979	38	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
6.4.	ПС 110 кВ Кропоткинская	ТДТН-16000/110	Т-1	110	н/д	2003	14	не истек
		ТДТН-10000/110	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
6.5.	ПС 110 кВ Вачинская	ТДТН-10000/110	Т-1	110	н/д	1994	23	не истек
		ТМТГ-5600/110	Т-2	110	н/д	2004	13	не истек
6.6.	ПС 110 кВ Светлый	ТДТН-10000/110	Т-1	110	н/д	1991	26	истек
6.7.	ПС 110 кВ Перевозовская	ТДТН-10000/110	Т-1	110	н/д	1993	24	не истек
		ТДТН-10000/110	Т-2	110	н/д	1993	24	не истек
6.8.	ПС 220 кВ Мамакан	6300/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
7.	ПС 110 кВ ВСЖД — филиала ОАО «РДЖ»							
7.1.	ПС 220 кВ Слюдянка	ТДТГ	1Т	110	н/д	1954	63	истек
		ТДТГ	2Т	110	н/д	1960	57	истек
		ТДТНЖ	3Т	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНГЭ	4Т	110	н/д	1969	48	истек
7.2.	ПС 110 кВ Ангасолка	ТДТНЖ	Т1	110	н/д	2007	10	не истек
		ТДТНЖ	Т2	110	н/д	2008	9	не истек
7.3.	ПС 110 кВ Андриановская	ТДТНЖ	Т1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т2	110	н/д	1995	22	не истек
7.4.	ПС 110 кВ Подкаменная	ТДТНЖ	Т1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т2	110	н/д	1995	22	не истек
7.5.	ПС 110 кВ Рассоха	ТДТНЖ	Т1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т2	110	н/д	1995	22	не истек
7.6.	ПС 110 кВ Б.луг	ТДТН	Т1	110	н/д	1980	37	истек
		ТДТН	Т2	110	н/д	1967	50	истек
7.7.	ПС 110 кВ Гончарово	ТДТНЖ	Т1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т2	110	н/д	1995	22	не истек
7.8.	ПС 110 кВ Иркутск сортировочный	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т-3	110	н/д	1996	21	не истек
7.9.	ПС 110 кВ Максимовская	ТДТН	Т-1	110	н/д	1985	32	истек
		ТДТН	Т-2	110	н/д	1978	39	истек
7.10.	ПС 110 кВ Делюр	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1994	23	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек



№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
7.11.	ПС 110 кВ Тыреть	ТДТНГ	Т-1	110	н/д	1959	58	истек
		ТДТНГ	Т-2	110	н/д	1960	57	истек
7.12.	ПС 110 кВ Залари	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1996	21	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
7.13.	ПС 110 кВ Головинская	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
7.14.	ПС 110 кВ Забитуй	ТДТНГ	Т-1	110	н/д	1959	58	истек
		ТДТН	Т-2	110	н/д	1973	44	истек
7.15.	ПС 110 кВ Жаргон	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1994	23	не истек
		ТДТН	РПТ1 (вв-35кВ)	110	н/д	1993	24	не истек
7.16.	ПС 110 кВ Мальта	ТДТН	Т-1	110	н/д	1972	45	истек
		ТДТН	Т-2	110	н/д	1972	45	истек
7.17.	ПС 110 кВ Половина	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1994	23	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
7.18.	ПС 110 кВ Усолье-Сибирское	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
7.19.	ПС 110 кВ Тельма	ТДТН	Т-1	110	н/д	1986	31	истек
		ТДТН	Т-2	110	н/д	1986	31	истек
7.20.	ПС 110 кВ Суховская	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
7.21.	ПС 110 кВ Мегет	ТДТН	Т-1	110	н/д	1973	44	истек
		ТДТН	Т-2	110	н/д	1973	44	истек
7.22.	ПС 110 кВ Зима	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1996	21	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1995	22	не истек
		ТДТН	Т-3	110	н/д	1976	41	истек
		ТДТН	Т-4	110	н/д	1981	36	истек
7.23.	ПС 110 кВ Харик	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1987	30	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1987	30	истек
7.24.	ПС 110 кВ Тулюшка	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1989	28	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1989	28	истек
7.25.	ПС 110 кВ Нюра	ТДТНЭ	Т-1	110	н/д	1974	43	истек
		ТДТНЭ	Т-2	110	н/д	1972	45	истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
7.26.	ПС 110 кВ Будагово	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1988	29	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1991	26	истек
7.27.	ПС 110 кВ Худоеланская	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1990	27	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1986	31	истек
7.28.	ПС 110 кВ Нижнеудинск	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1990	27	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1986	31	истек
		ТДТН	Т-3	110	н/д	1985	32	истек
7.29.	ПС 110 кВ Ук	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1984	33	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1986	31	истек
7.30.	ПС 110 кВ Замзор	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1991	26	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1990	27	истек
7.31.	ПС 110 кВ Облепиха	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1989	28	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1986	31	истек
7.32.	ПС 110 кВ Невельская	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1979	38	не истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	2016	0	не истек
7.33.	ПС 110 кВ Новочунка	ТДТНГЭ	Т-1	110	н/д	1964	53	истек
		ТДТНГЭ	Т-2	110	н/д	1964	53	истек
7.34.	ПС 110 кВ Чуна тяговая	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1978	39	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1978	39	истек
7.35.	ПС 110 кВ Чукша	ТДТНГ	Т-1	110	н/д	1964	53	истек
		ТДТНГ	Т-2	110	н/д	1964	53	истек
7.36.	ПС 110 кВ Тайшет-Восточная	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1983	34	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1990	27	истек
7.37.	ПС 110 кВ Тайшет-Запад	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1988	29	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1989	28	истек
7.38.	ПС 110 кВ Огневка	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1976	41	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1978	39	истек
7.39.	ПС 110 кВ Турма	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1979	38	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1979	38	истек
7.40.	ПС 110 кВ МПС	ТРДН	Т-1	110	н/д	1982	35	истек
		ТДТН	Т-2	110	н/д	1992	25	истек
7.41.	ПС 110 кВ Моргудон	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1978	39	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1978	39	истек
7.42.	ПС 110 кВ Коршуниха	ТДТНЖ-40000/110	Т-1	110	н/д	2015	1	не истек

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		ТДТНГЭ	Т-2	110	н/д	1966	51	истек
7.43.	ПС 110 кВ Черная	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	2002	15	не истек
		ТДТНЖ-40000/110	Т-2	110	н/д	2015	1	не истек
7.44.	ПС 110 кВ Видим	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1989	28	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1986	31	истек
7.45.	ПС 110 кВ Кежемская	ТДТНГ	Т-1	110	н/д	1965	52	истек
		ТДТНЖ-40000/110-УХЛ1	Т-2	110	н/д	2015	1	не истек
7.46.	ПС 110 кВ Зяба	ТДТНГ	Т-1	110	н/д	1960	57	истек
		ТДТНГ	Т-2	110	н/д	1960	57	истек
7.47.	ПС 110 кВ Хребтовая	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1991	26	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1975	42	истек
7.48.	ПС 110 кВ Семигорск	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1975	42	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1975	42	истек
7.49.	ПС 110 кВ Ручей	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1975	42	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1975	42	истек
7.50.	ПС 110 кВ Усть-Кут	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1976	41	истек
		ТДТНЖ	Т-2	110	н/д	1975	42	истек
7.51.	ПС 110 кВ Игирма	ТДЦТП	Т-1	110	н/д	1983	34	истек
		ТФТП	Т-2	110	н/д	1967	50	истек
7.52.	ПС 110 кВ Рудногорская	ТДТНЖ	Т-1	110	н/д	1999	18	не истек
		ТРДТНЖ	Т-2	110	н/д	1996	21	не истек
7.53.	ПС 110 кВ Киренга	ОРДТНЖ	Т-1	110	н/д	1985	32	истек
		ОРДТНЖ	Т-2	110	н/д	1985	32	истек
		ОРДТНЖ	Т-3	110	н/д	1985	32	истек
7.54.	ПС 110 кВ Карапчанка	ТДТГЭ	Т-1	110	н/д	1960	57	истек
		ТДТНГЭ	Т-2	110	н/д	1960	57	истек
7.55.	ПС 110 кВ Усть-Илимск	н/д	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		н/д	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
7.56.	ПС 110 кВ Академическая	110/35/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
7.57.	ПС 110 кВ Усть-Илимск	40500110/27,5/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		31500110/27,5/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
7.58.	ПС 110 кВ ВРЗ	25000/110/35/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		25000/110/35/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
8.	ПС 110 кВ ОГУЭП «Облкоммунэнерго»							
8.1.	ПС 110 кВ Мусковит	ТМТГ-7500/110/35/6	Т-1	110	н/д	1969	48	истек
		ТМТГ-5600/110/35/6	Т-2	110	н/д	1969	48	истек
		ТМТГ-6300/110/35/6	Т-3	110	н/д	1969	48	истек
8.2.	ПС 110 кВ Слюдянка	ТМТГ-5600/110/35/10	Т-1	110	н/д	1965	52	истек
8.3.	ПС 110 кВ Согдиондон	ТМТГ-6300/110/35/10	Т-1	110	н/д	1959	58	истек
		ТМТГ-6300/110/35/10	Т-2	110	н/д	1959	58	истек
9.	ПС 110 кВ АО «Братская электросетевая компания»							
9.1.	ПС 110 кВ № 22	ТДТН-10000/110/35/6	Т-1	110	н/д	1965	52	истек
9.2.	ПС 110 кВ Солнечная	ТРДН-40000/110/10	Т-1	110	н/д	1997	20	не истек
		ТРДН-40000/110/10	Т-2	110	н/д	1997	20	не истек
9.3.	ПС 110 кВ Ангарстрой	ТДТГ-20000/110/6	Т-1	110	н/д	1996	21	не истек
		ТДТГ-20000/110/6	Т-2	110	н/д	1996	21	не истек
9.4.	ПС 110 кВ КПД	ТДН-16000/110/6	Т-1	110	н/д	1980	37	истек
		ТДН-16000/110/6	Т-2	110	н/д	1980	37	истек
9.5.	ПС 110 кВ Бикей	ТАМГ-2500/110/10	Т-1	110	н/д	1999	18	не истек
		ТАМГ-2500/110/10	Т-2	110	н/д	1999	18	не истек
10.	ПС 110 кВ ЗАО «Электросеть»							
10.1.	ПС 110 кВ ГПП-1	40000/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		31500/110/6	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
10.2.	ПС 110 кВ ГПП-6	25000/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
10.3.	ПС 110 кВ Тяговая №1	15000/110/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		15000/110/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		10000/110/6	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		10000/110/6	Т-4	110	н/д	н/д	н/д	н/д
10.4.	ПС 110 кВ Тяговая №2	32000/110/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		32000/110/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		10000/110/6	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		6300/110/6	Т-4	110	н/д	н/д	н/д	н/д
10.5.	ПС 110кВ ЦКК	63000/110/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		63000/110/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		63000/110/10	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
		63000/110/10	T-4	110	н/д	н/д	н/д	н/д
11.	ПС 110 кВ АО «АНХК»							
11.1.	ПС 110 кВ ЦРП-2	63000/110/35/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		63000/110/35/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
11.2.	ПС 110 кВ УП-8	80000110/35/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		80000110/35/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
11.3.	ПС 110 кВ УП-10	25000/110/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		25000/110/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
11.4.	ПС 110 кВ УП-11	80000/110/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		63000/110/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
11.5.	ПС 110 кВ УП-12	40000/110/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		40000/110/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
12.	ПС 110 кВ АО «АЭХК»							
12.1.	ПС 110 кВ Водозабор-1	15000/110/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		15000/110/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		16000/110/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		16000/110/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
12.2.	ПС 110 кВ 831	15000/110/3	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		16000/110/3	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		16000/110/6	T-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
12.3.	ПС 110 кВ Н-1	15000/110/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		15000/110/6	T-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		16000/110/6	T-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
12.4.	ПС 110 кВ Н-3	16000/110/6	T-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
13.	ПС 110 кВ Филиала ОАО «Группа «Илим» в г.Братске							
13.1.	ГПП-1	н/д	T-1	110	н/д	1971	46	истек
		н/д	T-2	110	н/д	1971	46	истек
13.2.	ГПП-2	н/д	T-1	110	н/д	1972	45	истек
		н/д	T-2	110	н/д	1972	45	истек
13.3.	ГПП-3	н/д	T-1	110	н/д	1979	38	истек
		н/д	T-2	110	н/д	1979	38	истек
13.4.	ПС 110/10 кВ Хлорная	ТРДЦН-80000/110У1	T-1	110	2015	2016	1	не истек
14.	ПС 110 кВ прочих собственников							

№ п/п	Наименование ПС	Тип (марка) трансформатора	Станц. №	U ном.	Год изготовле-ния	Год ввода	Факт. срок экспл. на конец 2016 г.	Срок службы (норм. – 25 лет)
14.1.	ПС 110 кВ Анангара	ТНМ-2500/110	Т-1	110	н/д	2014	3	не истек
14.2.	ПС 110 кВ Невский	н/д	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.3.	ПС 110 кВ Чаянгро	6300/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.4.	ПС 110 кВ Дяля	2500/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.5.	ПС 110 кВ Академическая	10000/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		10000/110/6	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		16000/110/6	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.6.	ПС 110 кВ Усольмаш	16000/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.7.	ПС 110 кВ Топорок	10000/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		10000/110/6	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.8.	ПС 110 кВ Усольехимпром	63000/110/6/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		63000/110/6/6	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.9.	ПС 110 кВ Саянскхимпласт	40000/110/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		40000/110/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		125000/110/10	Т-3	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		125000/110/10	Т-4	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.10.	ПС 110 кВ Илимхимпром	80000/110/10/10	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		80000/110/10/10	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.11.	ПС 110 кВ Большой Баллаганах	2500/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.12.	ПС 110 кВ Западная	40000/110/6/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		40000/110/6/6	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.13.	ПС 110 кВ Солерудник	10000/110/6	Т-1	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		10000/110/6	Т-2	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.14.	ПС 110 кВ ИАЗ	грдн-25000/110/6	Т-1	110	2011	2011	6	не истек
		грдн-25000/110/6	Т-2	110	1977	1982	35	истек
		ТДТН-25000/110/10/6	Т-3	110	1986	2006	11	не истек
14.15.	ПС 110 кВ Вернинская	110/6	н/д	110	н/д	н/д	н/д	н/д
		110/6	н/д	110	н/д	н/д	н/д	н/д
14.16.	ПС 110 кВ Высочайший	н/д 6,3	н/д	110	н/д	н/д	н/д	н/д