ОБЩЕСТВЕННО-ПОЛИТИЧЕСКАЯ ГАЗЕТА
Областная
25 МАЯ 2020 ПОНЕДЕЛЬНИК № 54 (2106)
WWW.OGIRK.RU
ОФИЦИАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

УКАЗ ГУБЕРНАТОРА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ
29 апреля 2020 года № 124-уг

«Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Иркутской области на 2021-2025 годы»
Окончание. Начало в № 53.

№	Наименование мероприятия	Год ввода объ-екта	Технические характеристики	Основное назначение объекта
237.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. №9 РП М.Артем	2024	1 км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
238.	Реконструкция ВЛ-6 кВ №4 ПС «Первомайская»	2024	4км	Обеспечение надежного электроснабжения г. Черемхово
239.	Реконструкция ВЛ-6 кВ №7 ПС «Западная-1»	2024	3,3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
240.	Реконструкция ответвления ВЛ-10 кВ «Белобородово-К.Ангарск» на КТП-10/0,4 кВ №105	2024		Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей ур. Федяево, Черемховский район
241.	Реконструкция ВЛ-6 кВ №3 ПС «ТЭЦ-12», г. Черемхово	2024	4,85км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
242.	Строительство ВЛ-6 кВ от ПС 35/6 кВ «Первомайская» до ТП-6/0,4 кВ №229 по ул. Марата	2024	1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
243.	Строительство КЛ-6 кВ от ТП №40 до ТП №14 по ул. Куйбышева	2024	0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
244.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №19 ПС «Ново-Гришевская»	2024	0,1км	Обеспечение надежного электроснабжения г. Черемхово
245.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №13 ПС «Ново-Гришевская,	2024	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
246.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №24 ПС «Ново-Гришевская,	2024	0,1км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
247.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №4 ПС «Первомайская»	2024.	0,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
248.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №24 ПС «Западная-3», от опоры №24 до ТП №160	2024	0,8км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
249.	Строительство КЛ-6 кВ ф. №1 ПС «Первомайская» до ТП№45	2024	0,65км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
250.	Строительство КЛ-6 кВ ТП-151-ТП-169	2024	0,6км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
251.	Строительство отпайки ВЛ-6 кВ ф.№7 ПС «Западная-1» от ТП-86 до ТП-33, КТПН-6/0,4 кВ	2024	0,63МВА/ 1,2км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
252.	Реконструкция ВЛ-6 кВ ф. №31 ПС «Западная-3», КЛ-6кВ,	2024	3,7км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
253.	Реконструкция распределительных сетей 6кВ и 0,4 кВ по ул. Мичурина и пер. Седова	2024	0,25МВА/3км	Обеспечение качественного и надежного электроснабжения потребителей г. Черемхово
	АО «БЭСК»			
1.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	12,6 МВА 34 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Братске
2.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского и Нижнеилимского района
3.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	3,75 МВА 10,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
4.	Реконструкция электрических сетей 0,4-10(6) кВ в Ленинском районе города Иркутска, Иркутском и Ангарском районах с заменой голого провода на ВЛ на СИП, заменой КЛ 0,4-10(6) кВ, заменой старых и установкой новых КТПН	2020 - 2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
5.	Реконструкция электрических сетей 10-0,4кВ с заменой оборудования и прокладкой новых линий до объектов водозабора в жилом районе Центральный города Братска	2022	РП-10кВ 1,4 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Центральный города Братска
6.	Реконструкция ВЛ-35кВ, ПС 35/6 кВ «Строительная» в городе Усть-Илимске	2023	32 МВА 2*10,8 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
7.	Реконструкция ПС 35/6 кВ «Порожская» в жилом районе Порожский города Братск	2023	20 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Порожский города Братск
8.	Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии АО «БЭСК»	2020 -2024	-	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
9.	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/6кВ «Боково» в Ленинском районе	2020	32 МВА 2*3,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
10.	Строительство электрических сетей напряжением 6 кВ от новой ПС 35/6кВ «Боково» в Ленинском районе города Иркутска	2020 -2021	4,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Ленинском районе города Иркутска
11.	Строительство ВЛ-35кВ, ПС 35/10кВ в поселке Прибрежный Братского района	2025	8 МВА 2*8,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в поселке Прибрежный Братского района
12.	Строительство электрических сетей напряжением 10(6) -0,4 кВ в п.Мегет, Ангарском районе	2020 -2024	2 МВА 19,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в п.Мегет, Ангарском районе
13.	Строительство электрических сетей напряжением 10(6)-0,4кВ в городе Усть-Илимске	2020 -2024	2 МВА 5,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
14.	Строительство электрических сетей в жилом районе Порожский, городе Братске	2020 -2024	6,3 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в жилом районе Порожский, городе Братске
15.	Строительство электрических сетей в городе Вихоревка, поселках Братского района	2020 -2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Вихоревка, поселках Братского района
16.	Строительство электрических сетей в Нижнеилимском районе	2020 -2024	4 МВА 17 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
17.	Строительство электрических сетей в Чунском районе	2020 -2024	2 МВА 12,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
18.	Строительство электрических сетей 0,4-10(6) кв. в городе Братске	2020 -2024	6,3 МВА 11 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
19.	Строительство электрических сетей 6кВ от ПС «Строительная» в городе Усть-Илимске	2024	2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Усть-Илимске
20.	Строительство РП-6кВ в городе Усть-Илимске	2024	РП-6кВ	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
21.	Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10кВ в п.Янталь, Усть-Кутского района	2023	12,6 МВА 2*0,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Янталь, Усть-Кутского района
22.	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Янталь, Усть-Кутского района	2020 -2024	5,98 МВА 18,5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Янталь, Усть-Кутского района
23.	Строительство ПС 27,5/10кВ. Распределительных сетей 10-0,4кВ в п.Парижская Коммуна, Тайшетского района	2021 -2024	4,1 МВА 5,2 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности п.Парижская Коммуна, Тайшетского района
24.	Строительство распределительных сетей 10-0,4кВ в г.Тайшет, п.Тагул, д.Сергина, п.Невельская, д.Малиновка, г.Бирюсинск Тайшетского района	2020 -2024	4,11 МВА 17,9 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности
25.	Строительство ВЛ-35кВ, ПС 35/10кВ «Индустриальная» в жилом районе Центральный города Братска	2025	32 МВА 5 км	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в городе Братске
26.	Реконструкция ПС 35/10кВ «Октябрьская» в п.Октябрьский Чунского района	2025	20 МВА	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в Чунском районе
	ООО «Сетьэнергопром»			
1.	Реконструкция участка кабельной линии 35 кВ ТЭЦ9-АЭМЗ	2021	2,7 км	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
2.	Реконструкция Главной ПС 35/10 кВ с заменой силовых трансформаторов, ячеек 6 кВ ЗРУ 6 кВ	2023	32 МВА	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
3.	Расширение АИИСКУЭ ООО «Сетьэнергопром»	2024	-	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
4.	Строительство РП-6кВ №3 корпусе крупноблочных устройств и распред. сетей 6 кВ	2022	РП-6кВ 10 ячеек	Повышение надежности оказываемых услуг в сфере электроэнергетики
		2023	12 МВА 2,5 км	
	АО «Витимэнерго»			
1.	Замена масляных выключателей 6 кВ на вакуумные с установкой микропроцессорных защит	2020-2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
2.	Замена маслонаполненных вводов 110кв на силовых трансформаторах	2020-2025		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
3.	Замена разрядников на ОПН на ПС 110/35/6	2020-2025		Обеспечение электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
4.	Реконструкция ВЛ 6, 0,4кВ и центров питания в г. Бодайбо (Н_2036_ВЭ)	2020-2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
5.	Расширение АИИСКУЭ в сетях АО «Витимэнерго»	2020-2025гг.	-	Обеспечение электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
6.	Реконструкция устройств РЗА и АУВ на ПС Артемовская	2021	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
7.	Приобретение оборудования для организации связи	2021-2022.	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
8.	Установка КТПН 6/0,4кВ №4-1 мощностью 1000кВа взамен ТП мощностью 400кВА и строительство ВЛИ – 0,4кВ	2020	1000кВа	Для осуществления технологического присоединения потребителя
9.	Установка КТПН 6/0,4кВ №7-4 и строительство ВЛИ – 0,4кВ	2020	1000кВа	Для осуществления технологического присоединения потребителя
10.	Замена масляных выключателей 6кВ на ПС 35кВ Веселяевская	2020	2шт	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
11.	Проведение энергетичес-кого обследования и разработка программы модернизации и развития ЭК АО «Витимэнерго»	2020	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
12.	Замена ТП 6/0,4кВ, на КТПН 6/0,4кВ в г. Бодайбо	2020 - 2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
13.	Реконструкция ПС 35кВ Ежовская с заменой линейных ячеек 35кВ	2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
14.	Реконструкция ПС 35кВ Кяхтинская с заменой ячеек 35кВ	2025	-	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей АО «Витимэнерго»
	ООО «СибЭнергоАктив-Иркутск»			
1.	Реконструкция ПС 35кВ УПС-4, Замена силовых тр-ров	2021-2022	16 МВА	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
2.	Замена электрооборудования ОРУ-35 ПС 35кВ УПС-4	2021-2024		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
3.	Замена КРУН-6кВ ПС 35кВ УПС-4	2021-2024		Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
4.	Замена кабеля АОСБ-35 на 4 одножильных кабеля АПвПУ2Г от ПС 35 кВ ПП-7 до ПС 35кВ УПС-4,	2021-2024	4х150мм2	Обеспечение надежности электроснабжения потребителей в мкр. Китой
1.	Строительство электрических сетей для организации централизованного электроснабжения п. Алыгджер, Нижнеудинский район	2023		Присоединение п. Алыгджер Нижнеудинского района к централизованной энергосистеме Иркутской области
2.	Строительство объектов электросетевого хозяйства для электроснабжения п. Новомальтинск, Усольский район	2023		Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей п. Новомальтинск Усольского района
3.	Строительство (реконструкция) электрических сетей Росимущества, находящихся в аренде у ОАО «ИЭСК»	2023		Повышение надежности и качества электроснабжения потребителей

4.3. Оценка потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе

В таблице 4.3.1 представлен прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний и по области в целом.

Таблица 4.3.1. Прогноз потребления топлива электростанциями и котельными генерирующих компаний Иркутской области, тыс. т у.т

Категория	Год						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ЭС и котельные ПАО «Иркутскэнерго»	6504,3	6055,0	6230,7	6407,7	6522,2	6722,0	3197,4

уголь	6475,8	6027,1	6201,9	6378,1	6492,1	6691,0	3183,4
мазут	8,6	7,9	8,2	8,4	16,1	8,8	4,5
газ	14,8	14,5	14,9	15,3	15,7	16,0	7,3
дрова и прочее	4,0	5,6	5,7	5,9	6,0	6,2	2,2
ЭС пром. предприятий и розничного рынка, всего	1705,6	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0	1710,0
уголь	48,2	50	50	50	50	50	50
мазут	87,8	90	90	90	90	90	90
дрова и прочее	1569,3	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0	1570,0
Котельные, всего	1420,6	1420,9	1383,3	1478,6	1483,2	1491,2	1496,0
уголь	1137,2	1137,5	1049,9	1048,3	1045,8	1046,7	1047,7
мазут	112,0	112,0	111,7	111,7	111,2	106,2	106,2
газ	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
дрова и прочее	163,9	163,9	214,1	311,3	318,7	330,8	334,6
Итого по Иркутской области	9630,6	9565,9	9750,6	9934,9	10057,1	10249,3	6403,4
уголь	7662,2	6892,4	7071,1	7250,5	7364,5	7563,4	4281,1
мазут	208,7	195,4	196,6	197,5	205,2	197,9	200,7
газ	22,3	21,9	22,3	22,8	23,3	23,5	14,7
дрова и прочее	1737,3	2456,2	2460,6	2464,2	2464,3	2464,5	1906,9

4.4. Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

С 30 июля 2010 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 указанного 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 РФ 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 одобрен график разработки и утверждения схем теплоснабжения муниципальными образованиями Иркутской области. В соответствии с ним до конца 2013 года схемы теплоснабжения населенных пунктов должны быть разработаны и утверждены во всех муниципальных образованиях области.

По данным Министерства на 31 декабря 2019 года разработана и утверждена 181 схема теплоснабжения. Схема теплоснабжения города Иркутска до 2031 года утверждена Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22 июля 2016 года № 698. В таблице 4.4.1. представлен список основных крупных городов с указанием новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных.

Таблица 4.4.1. Планы по строительству/расширению ТЭЦ и крупных котельных

Наименование муниципального образования	Описание планируемых новых м расширяемых ТЭЦ и крупных котельных
г. Черемхово	На котельной по ул. Свердлова, 25 предлагается реконструкция с расширением на один котел типа КВм-1,74 номинальной производительностью 1,51 Гкал/ч.
г. Байкальск	Планируется реконструкция теплоисточника Промплощадки с установкой котлов мощностью 60 Гкал/ч и дополнительных котлов до 20 Гкал/ч, а также планируется строительство теплоисточника в м-не Южный с мощностью 30 Гкал/ч с последующим расширением на 20 Гкал/ч
г. Усть-Кут	Планируется строительство новых и расширение старых источников тепловой энергии: Вариант №1 Строительство котельной «Бирюсинка Новая» мощностью 19,8 Гкал/ч; Строительство котельной «Курорт Новая» мощностью 2,15 Гкал/ч; Реконструкция котельной «РЭБ» с увеличением тепловой мощности с 10,32 Гкал/ч до 70,51 Гкал/ч; Реконструкция котельной «Лена» с установкой котлов; Вариант №2 Строительство котельной «Бирюсинка Новая» мощностью 19,8 Гкал/ч; Строительство котельной «Курорт Новая» мощностью 2,15 Гкал/ч; Реконструкция котельной «РЭБ» с увеличением тепловой мощности с 10,32 Гкал/ч до 53,32 Гкал/ч; Строительство новой котельной «ИНК» с мощностью 25,8 Гкал/ч; Реконструкция котельных «Паниха» и «Лена» с установкой новых котлов;
г. Киренск	Планируется объединение близкорасположенных систем теплоснабжения с реконструкцией: котельные №14, «ДС», №2 объединить на базе котельной №14. Котельные №13, №12, №11 на базе котельной №13. Строительство новой котельной в м-к «Балахня»; объединение котельных №5, 6 на базе котельной №6 с расширением мощности; объединение котельной м-н Аэропорт и №15 на базе котельной №15;
г. Нижнеудинск	Планируется строительство новой котельной «Южная» мощностью 7,7 Гкал/ч; реконструкция котельной школы №1 с расширением мощности на 0,7 Гкал/ч; реконструкция котельной участок №5 (НСФ)

В городах Иркутск, Братск, Зима, Саянск, Усть-Илимск, Ангарск, Шелехов, Усолье-Сибирское, Железногорск-Илимский, Свирск, Бодайбо, Вихоревка, Тулун, Слюдянка, Тайшет и п. Усть-Ордынский строительство новых источников тепловой энергии и расширения мощности старых не планируется.

4.5. Предложения по модернизации системы централизованного теплоснабжения муниципальных образований Иркутской области

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, снижающего риск развития энергодефицитной ситуации в Иркутской области. Этот проект направлен на строительство газовой электростанции в районе г. Усть-Кута. В соответствии с перечнем объектов, представленном ранее в разделе 4.4., в Иркутской области не планируется ввод новых мощностей на базе когенерационных источников энергии и парогазовых технологий. Для г. Усть-Кута 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;

Согласно Схеме теплоснабжения г. Усть-Кута суммарная тепловая нагрузка к 2025 году может составить более 180 Гкал/ч. При этом предусмотрен вариант развития, с учетом подачи газа в перспективе и перевода части котельных на использование газа и возможностью модернизации существующих котельных на окраинах города, работающих на угле и щепе.

Предполагается, что реализация мероприятий по газификации Иркутской области позволит создать условия для газификации основных промышленно-административных центров Иркутской области (городов Иркутск, Ангарск, 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 связан с ограничивающими факторами (значительные инвестиции в модернизацию ТЭЦ, межтопливная конкуренция с местными углями). Поиск необходимых механизмов по компенсации/сглаживанию этих факторов должен проходить в рамках совместных рабочих групп поставщиков, потребителей газа и региональных властей.

Окончательный оптимальный вариант повышения надежности теплоснабжения потребителей города Усть-Кут должен определяться в рамках технико-экономического сравнения затрат сооружения источников комбинированной выработки электроэнергии и тепла и альтернативных вариантов сооружения котельных, с учетом мероприятий по электросетевому строительству, предусмотренному в проекте СиПР ЕЭС на 2020-2026 гг.

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. При этом перевод ТЭЦ на газовое топливо следует рассматривать в среднесрочной перспективе. Основные эффекты, достигаемые при использовании газа в качестве топлива, заключаются в следующем:

– улучшение экологических показателей;

– снижение выбросов парниковых газов, в том числе СО2;

– решение проблем с наполняемостью золоотвалов ТЭЦ и утилизации золо-шлаковых отходов.

В зоне южной газификации расположены 8 ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго»: Ново-Иркутская ТЭЦ, Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9, Шелеховский участок Ново-Иркутской ТЭЦ, ТЭЦ-9, ТЭЦ-10, ТЭЦ-11, 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. При существующем уровне потребления топлива в регионе разведанных запасов угля по промышленным категориям может хватить на более чем 700 лет.

Таким образом, основным сдерживающим фактором использования газа в энергетики региона является топливная конкуренция со сравнительно недорогими местными углями. Экономически целесообразная цена газа по результатам предварительного исследования должна быть ниже средних цен на газ в соседних регионах. Это связано в первую очередь со значительными инвестициями в реконструкцию ТЭЦ при переводе на газ.

Для обеспечения экономической целесообразности проведения мероприятий по переходу к газовой энергетике как для поставщиков газа, так и для энергетических компаний, необходима координация между ними и государственной властью, в частности по привлечению дополнительных источников финансирования (государственные субсидии, налоговые льготы), пересмотру правил и методов определения тарифа на тепловую энергию с целью обеспечения и повышения рентабельности действующих ТЭЦ; поставке на объекты энергетики газа после газохимической переработки с соответствующим понижением стоимости газа.

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 на ГТУ, как и непосредственную установку дорогостоящих ГТУ, что требует высоких капиталовложений, поэтому комплекс подобных мероприятий требует глубокого анализа и обоснованных технических проработок. По результатам укрупненной технико-экономической оценки, проведенной с использованием фактических показателей работы ТЭЦ Иркутской области, сделаны выводы об экономической нецелесообразности проведения модернизации действующих ТЭЦ с их переводом на парогазовый цикл путем надстройки ГТУ. Капиталовложения на перевод котлов для сжигания природного газа составляют не менее 2,5–3 млн. руб./(Гкал/ч) , при этом капиталовложения в надстройку ГТУ по различным оценкам составляют от 750 до 850 тыс. долл./МВт. Так, например, при тарифе 0,7 руб./кВт*ч модернизированная ПГУ-ТЭЦ становится более экономичной по сравнению с действующей ПТУ-ТЭЦ только при стоимости газа менее 20 $/тыс.м3, что является недостижимым при существующей конъюнктуре цен на газ. К подобным выводам приводит и технико-экономическая оценка ПАО «Иркутскэнерго» по переводу Ново-Зиминской ТЭЦ на газ, по результатам которой сделано заключение о неэффективности надстройки ГТУ в условиях ТЭЦ ПАО «Иркутскэнерго».

Перевод угольных ТЭЦ на газ кроме положительного влияния на проект газификации региона и решения вопросов экологии способен привести к отрицательным последствиям, связанными с потерями в угольной отрасли, в частности, закрытием прибыльных разрезов, сокращениями на угольных предприятиях и на ТЭЦ при переходе на газ, и другими последствиями. Кроме того, переход существующих ТЭЦ на газ может привести к повышению тарифов на тепловую и электрическую энергию. В рамках проработки вопросов газификации региона целесообразно предусмотреть комплекс мероприятий, предотвращающих негативные последствия.

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 новых газовых энергоисточниках на юге Иркутской области в рамках рассматриваемого горизонта СиПР отсутствует.

4.6. Прогноз развития теплосетевого хозяйства муниципальных образований Иркутской области на 5-летний период

В настоящее время в 10 городах области (Ангарск, Байкальск, Братск, Железногорск, 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 1200 мм. Протяженность тепловых сетей в одной системе измеряется сотнями километров.

Общая протяженность тепловых сетей в Иркутской области составляет более 3900 км. Доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, достигает 35%, из которых более 670 км являются ветхими. В таблице 4.6.1 представлены данные о протяженности и техническом состоянии тепловых сетей от котельных в крупных городах области и тех районах, где износ тепловых сетей превышает 75%.

Как видно из таблицы 4.6.1 состояние тепловых сетей области требует разработки программы замены и модернизации теплопроводов, предусматривающей более высокие темпы замены тепловых сетей. Кроме того, условия эксплуатации предполагают применение более современных материалов и технологий. Необходимо внедрение систем автоматики и управления в тепловых сетях и установках потребителей для организации эффективной теплогидравлической работы системы.

Почти половина тепловых сетей области (46 %) 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 995 котельных и около 2000 км тепловых сетей.

Таблица 4.6.1. Протяженность тепловых сетей котельных Иркутской области

Наименование муниципального образования	Протяженность тепловых сетей, км		
	всего	нуждающиеся в замене	износ %
г.Саянск	76,34	0,34	73
г.Свирск	22,79	17,99	78
Казачинско-Ленский район	49,35	25,80	75
Киренский район	77,46	27,58	85
Мамско-Чуйский район	82,92	59,86	76
Ольхонский район	8,80	5,60	75
Усть-Удинский район	15,05	5,30	80

К настоящему времени в теплосетевом хозяйстве Иркутской области сложилась ситуация, когда 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.

В таблице 4.6.2 представлены основные проекты по вводу тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго» на перспективу до 2025 года.

Таблица 4.6.2. Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей ПАО «Иркутскэнерго» на период 2020–2025 годы

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
г. Иркутск										
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч										
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Гостиничный комплекс» на границе земельного участка заявителя ООО «Шоршия Девелопмент».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,249	0,41	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	15							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Гостиница» на границе земельного участка заявителя С.Л. Симакин.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,3679	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Детский сад в Ново- Ленино» на границе земельного участка заявителя ОООИК ВостСибСтрой.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,237	3,27	3,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	120							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Здание травм.пункта ОГБУ«ИГКБ №3» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,449	0,13	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Административное здание» на границе земельного участка заявителя ООО «Металл-Транзит».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,104	2,86	0,00	2,86	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	100							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Гостиница» на границе земельного участка заявителя ООО «Глобал строй инвест»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,58527	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирный жилой дом» на границе участка заявителя ООО «Танар».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,4022	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирные жилые дома» на границе участка заявителя Комитет по управлению муниципальным имуществом администрации г. Иркутска.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,15	1,29	0,00	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	45							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Учебный корпус» на границе участка заявителя Вост.-Сиб. дирекция по кап.строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ОАО «РЖД»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,371	2,29	0,00	2,29	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	80							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «здание суда» на границе земельного участка заявителя Арбитражный суд Иркутской области.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,2571	8,68	0,00	8,68	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	201							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Среднеэтажная жилая застройка» на границе участка заявителя ООО «Кси-строй».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,946	0,26	0,00	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Группа жилых домов. 1,2,3 очереди» на границе участка заявителя ООО «Деловые инвестиции».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,23526	1,81	1,81	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	40							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Жилой комплекс» на границе участка заявителя ООО «Старт инвест».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,278	0,72	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	15							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:										
Строительство тепловой сети от существующей сети до точки подключения объекта «Группа жилых домов» на границе участка заявителя ООО «Сити Парк».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,9735	9,52	9,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	210							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта Детская поликлиника ОГАУЗ «ИГКБ №10 на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,64	1,36	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	30							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети до точки подключения объекта Многоквартирные дома с ТП и инженерными сетями на границе участка заявителя КУМИ г. Иркутск	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,803	2,26	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «многоквартирные жилые дома» на границе участка заявителей СК «Регион Сибири».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,008	0,28	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центр по хоккею с мячом и конькобежным видам спорта» на границе участка заявителя ОГКУ УКС г Иркутска.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,793	2,79	2,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта Филиал поликлиники ОГАУЗ «ИГКБ №1» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,585	1,47	0,00	1,47	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	30							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Многоквартирные жилые дома» на границе участка заявителя ООО «Мечта».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,374	0,99	0,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	20							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Группа жилых домов» на границе участка заявителя АО ФСК «Новый город». Имеются выданные условия на подключение от 30 августа 2018 года №120	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,849	14,06	0,00	14,06	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	270							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центральный стадион «Труд» (Западная трибуна)» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,9705	3,09	3,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	56							
	Диаметр	мм	200							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Центр управления перевозками Восточного полигона (ЦУП ВП). Блок №5.» на границе участка заявителя Вост.-Сиб. дирекция по кап. строительству - Дирекции по строительству сетей связи - филиала ПАО»РЖД»	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	4,245	0,33	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	5							
	Диаметр	мм	200							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от существующей, до точки подключения объекта «Иркутская областная туберкулезная больница» на границе участка заявителя ОГКУ «УКС Иркутской области».	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	12,389125	43,99	0,00	43,99	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	716							
	Диаметр	мм	250							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Реконструкция и строительство тепловых сетей для подключения мкр. «Современник»										
Мероприятия, обеспечивающие техническую возможность подключения:				230,96	134,12	96,83	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТНС «Аэропорт» до ТК-23Д-45-3 с Ду200 на Ду400 L≈ 190м	Протяженность	м	190	27,71	27,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	400							
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Реконструкция тепловой сети от ТП-3 до ТП-2 с Ду600 на Ду800 L≈ 465м	Протяженность	м	465	149,24	73,16	76,08	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	800							
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-3 до ТК-23Д-45-11 с Ду200 на Ду350 L≈ 275м	Протяженность	м	275	33,25	33,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	350							
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-11 до ТК-23Д-45-15 с Ду200 на Ду300 L≈259м	Протяженность	м	259	20,75	0,00	20,75	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	300							
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Мероприятия по строительству новой сети для подключения:				163,94	80,36	83,58	0,00	0,00	0,00	0,00
Строительство тепловой сети Ду300 L≈ 2300 м до границы земельного участка объекта	Протяженность	м	2300	163,94	80,36	83,58	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	300							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Всего:				394,91	214,49	180,41	0,00	0,00	0,00	0,00
Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения										
Сети в собственности ПАО «Иркутскэнерго»				2 501,12	329,50	387,31	406,67	463,34	446,65	467,64
Реконструкция тепловой сети ТК-35Д до НПС «Релейная»				36,74	0,00	0,00	0,00	36,74	0,00	0,00
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей				2 464,38	329,50	387,31	406,67	426,60	446,65	467,64
Сети в собственности АО «Байкалэнерго»				15,80	6,30	0,00	0,00	9,50	0,00	0,00
Техническое перевооружение тепловой сети от ТК-0 до ТК-3 по ул. Нестерова 32 (ПИР)				2,77	1,38	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТК-3 до ТК-0 по ул. Баррикад 54 Увеличение пропускной способности с Ду 200мм мм на Ду 250 мм (ПИР)				1,33	0,66	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00
Техперевооружение тепловых сетей от ТК до жилых домов по ул. Баррикад 187,189, 189 а (ПИР)				0,60	0,30	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Реконструкция ограждения, подпорной стенки, ливневой канализации на территории АТЦ по ул. Тухачевского 3а				12,00	6,00	0,00	6,00	0,00	0,00	0,00
Строительство автобокса на территории котельной Летняя 2				19,00	9,50	0,00	0,00	0,00	0,00	9,50
Итого:				2 516,92	335,80	387,31	406,67	472,84	446,65	467,64
Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки										
Реконструкция тепловой сети от ТК-51Д-17 до ТК-51Д-23, от ТК-51Д-25 до ТК-51Д-27 (увеличение диаметра с Ду=100 на Ду=150)	Протяженность	м	300	11,95	1,14	10,80	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Техническое перевооружение ПНС «Луч Аэропорта» с заменой насосного оборудования			-	45,28	0,00	4,06	41,22	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТК-2 до до ТК-5П-4-3			-	94,23	0,00	0,00	8,20	86,03	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7*п-1, тепловой сети от ТК-7*п до ТК-7п-4			-	17,09	1,52	15,56	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция тепловой сети от ТК 67-7* до ТНС «Радужный»	Протяженность	м	200	12,35	1,10	11,24	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	300							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Итого:				180,91	3,77	41,68	49,42	86,03	0,00	0,00
Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных по ул. Баррикад и закольцовке тепловых сетей Правобережного района										
Мероприятия, обеспечивающие возможность закрытия котельных от тепловой сети по ул. Баррикад.				721,20	424,00	229,20	67,99	0	0	0
Строительство тепловой сети от тепловой магистрали по ул. Баррикад до ТК-23Д-25 со строительством НПС Ядринцева										
2 ПК		400	1826	184,21	0,00	184,21	0	0	0	0
1 ПК		400	741	131,35	131,35	0,00	0	0	0	0
Строительство НПС «Лисиха-2»				174,78	129,79	44,99	0	0	0	0
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-23д до ТК-23д-11 с увеличением диаметра 2 этап		600	672,7	55,46	55,46	0	0	0	0	0
Реконструкция тепловой сети 6 коллектора от выхода из проходного канала №3 по ул. Рабочая до ТК-7Е		800	583,14	107,39	107,39	0	0	0	0	0
Строительство тепломагистрали №4 «РК«Свердловская» Правый берег». Уч. от э/к «Лисиха» до ТК-32Д-8*		800; 600	129,87; 10	67,99	0	0	67,99	0	0	0
Строительство тепловой магистрали от ТК-7Е по улице Баррикад				669,52	0	0	0	155,18	272,48	241,84
1 ПК		600; 100	1952; 62	41,26	0	0	0	0,00	0,00	41,26
2 ПК		600;200; 150	368; 191; 322	152,62	0	0	0	0,00	152,62	0
3 ПК		600; 125	479; 81	119,86	0	0	0	0,00	119,86	0
4 ПК		600; 150	270; 85	70,24	0	0	0	70,24	0	0
5.1 ПК		400	265	84,94	0	0	0	84,94	0	0
5.2 ПК		400	144	0,00	0	0	0	0	0	0
6 ПК		400; 250	318; 26	0,00	0	0	0	0	0	0
7 ПК		250; 200; 150; 100	210,2; 900,8; 11,3; 66,6	133,87	0	0	0	0	0	133,87
8 ПК		125; 100; 65	339,5; 473;68	66,71	0	0	0	0	0	66,71
9 ПК		150; 50	533; 144	0,00	0	0	0	0	0	0
10 ПК		150	1062	0,00	0	0	0	0	0	0
11 ПК		150	151	0,00	0	0	0	0	0	0
Инвестиции на ЦТП.				124,70	0	0	35,09	12,16	37,96	39,48
Напольная, 90 (котельная)				11,70	0	0	11,70	0	0	0
Баррикад, 159 (котельная)				11,70	0	0	11,70	0	0	0
Зимняя, 6а (котельная)				11,70	0	0	11,70	0	0	0
Ленская, 6 (котельная)				12,16	0	0	0	12,16	0	0
Баррикад, 145 (котельная)				12,65	0	0	0	0	12,65	0
Освобождения, 58 (котельная) (завод Сварщик)				12,65	0	0	0	0	12,65	0
Котельная завода Стройдеталь				12,65	0	0	0	0	12,65	0
Нестерова, 32 (котельная)				13,16	0	0	0	0	0	13,16
Нестерова,14 (котельная)				13,16	0	0	0	0	0	13,16
Радищева, 67 (котельная)				13,16	0	0	0	0	0	13,16
Итого по проекту:				1 515,42	424,00	229,20	103,08	167,35	310,44	281,32
Мероприятия по переводу котельных на Н-ИТЭЦ в части АО «Байкалэнерго»										
Строительство распределительных сетей от здания школы № 73				11,30	11,30	0,00	0	0	0	0
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Напольная, 90				11,18	1,20	9,98	0	0	0	0
Строительство распределительных сетей от кот. ул. Баррикад, 159				12,02	1,68	10,34	0	0	0	0
Строительство распределительных сетей от кот. ул.Зимняя,6				10,94	1,68	9,26	0	0	0	0
Итого:				45,44	15,86	29,58	0	0	0	0
Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных по ул. 4 Советская и передача нагрузки на Н-ИТЭЦ										
Закрытие мазутных котельных АО «Байкал-энерго» и ВГТРК по ул. 4 Советская, переключения на Н-ИТЭЦ		Подземная канальная	150,	37,96	3,43	34,53	0	0	0	0
Мероприятия по переводу котельной ул. Радищева 132 на централизованное теплоснабжение от Н-ИТЭЦ										

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Закрытие котельной Радищева, 132 (Школа 73)		подземная канальная	770,	41,30	41,30	0	0	0	0	0
Строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них для теплоснабжения мкр. «Зеленый» от Н-ИТЭЦ										
Строительство тепловой сети на микрорайон «Зелёный»		300	4150, подземная	436,85	10,81	208,84	217,19	0	0	0
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-42Е до ТК-44Е		500	249, подземная	27,42	2,60	12,17	12,65	0	0	0
Реконструкция участка тепловой сети от ТК-17Е до ТК-21Е		600	539, подземная	93,46	5,20	43,26	44,99	0	0	0
Перевооружение ПНС «Топкинская»				15,16	0	4,27	44,99	0	0	0
Строительство тепловой сети для передачи тепловой нагрузки котельной 1-я Московская на котельную ул. Полярная 97										
Строительство тепловой сети от котельной ул. 1-я Москов- ская 1 до ТК-3 ПР		100	880, подземная, канальная	29,01	0	29,01	0	0	0	0
г. Ангарск										
Группа 1. Строительство, реконструкция или модернизация объектов в целях подключения потребителей:										
1.1. Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство тепловых сетей от УТ-8 по ул. Декабристам до Объекта УКСЖКХТ и С АГО Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2877 от 12.10.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,195	8 663	8 663	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	450							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от УТ-1 до малоэтажной застройки (объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/4199 от 26.12.2014) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,42	2 634	2 634	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	80							
	Диаметр	мм	65							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети от УТ 15 до 5-ти этажного ж/дома (объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/4134 от 24.12.2014) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,421	2 201	2 201	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	65							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети от ТК-309 до жилого дома с объектами СКБ (объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/2033 от 02.07.2014) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,483	8 173	8 173	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	400							
	Диаметр	мм	65							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети от ТК-2 до ООО «СПМК-7». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/1636 от 14.06.2018) и схемы теплоснабжения г.Ангарска, утвержденной постановлением администрации г. Ангарска от 04.03.2014 г. №179-г - раздел 1, таблица 1.14, № п/п 5.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,437	7 755	7 755	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	120							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
ТК-309 ул. Бульварная до объекта ООО «ТЦ Домашний». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2246 от 02.08.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,47634	0,00	0,00	65 269	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	1900							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловых сетей от ТК-24 Первый промышленный массив, квартал 4 до Склада изотермического хранения этилена (УКСЖКХТ и С АГО) Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/1213 от 04.05.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,53	0,00	0,00	67 219	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	2100							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от Н.О. у т. А теплосети к НПС «Мегет» объекта МКУ «СМХ». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2062 от 23.07.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,825	17 214	17 214	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	500							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от ТК-261 Ленинградский объекта ЗАО «Стройкомплекс». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/1484 от 30.05.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,062	730	730	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	10							
	Диаметр	мм	80							
	Тип прокладки	подземная, канальная								

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Строительство тепловых сетей от, НО-14 между Московским трактом и ул. Макаренко до КУМИ АГО Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (204/269-21/2511 от 12.09.2017)	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,469	39 349	39 349	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	550							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Итого, подключаемая тепловая нагрузка		Гкал/ч	6,318	86 720	86 720	132 488				
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:										
Строительство тепловой сети от УТ 1 до жилой застройки (объект УА и Г администрации АГО). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/114 от 21.01.2015) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,54	82 658	82 658	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	1400							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от ТК-43 по ул. Коминтерна объекта ЗАО «Стройкомплекс». Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (№ 204/269-21/3383 от 15.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,7952	0,00	0,00	2 394	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство теплосети от ТК-10а вдоль автодороги №1 до гаража (объект АО «АНХК»). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (515-44/9126 от 07.11.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,5	0,00	0,00	2 896	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	60							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство тепловой сети от УТ-2 по ул. Радужная до МОУ-СОШ 32, (объект МКУ «СМХ»). Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (515-44/7290-6865 от 16.08.2018) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,153	0,00	0,00	6 274	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	130							
	Диаметр	мм	150							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловых сетей от УТ-14 по ул. Декабристам до оздаровительного комплекса (УКСЖКХТ и С АГО) Данное мероприятие включено в инвест. программу, имеются ТУ на подключение (2515-44/5786 от 07.06.2017) и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	6,291	0,00	0,00	28 207	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	420							
	Диаметр	мм	200							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Итого подключаемая тепловая нагрузка		Гкал/ч	15,2792	82 658	82 658	39 771				
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей										
Сооружения для передачи паровых нагрузок, ХОВ и возврата конденсата с участка №1 ТЭЦ-9 на участок ТЭЦ-9. Трубопроводы пара, ХОВ, возврата конденсата	Протяженность	м		408 920	408 920	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм								
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Стальные трубы общей протяженностью 16324,21 пог.м., в т.ч. подземной прокладки в непроходных бетонных каналах 8752,76пог.м., воздушной прокладки на опорах 7571,45 пог.м-Магистральная теплосеть №2 от ТЭЦ-1.Инв. №3030021.Тех. перевооружение: установка насосного оборудования.	Протяженность	м		37 939	37 939	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм								
	Тип прокладки	подземная, бесканальна								
Строительство тепловой сети «Тепломагистраль ТЭЦ-10 - ЦТП в Ново-Ленино». Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и учитывается при актуализации схемы теплоснабжения.	Протяженность	м	18900	923 469	450 852	472 617	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм								
	Тип прокладки	подземная, бесканальна	800							
Всего:				1 370 328	897 711	472 617	0,00	0,00	0,00	0,00
Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников										
Реконструкция тепловой магистрали ТМ №4 (МПФ) от ТЭЦ 10 от Точки А до НПС Мегет. Данное мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлич. расчета и отражено в схеме тепло-снабжения, главе № 5, талбл 31, п.7.	Протяженность	м	1239,9	95 242	11 120	40 767	43 355	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	300							
	Тип прокладки	на низких опорах								
Реконструкция тепловой магистрали №4 от ТЭЦ-9 на участке от пав.287 в сторону неподвижной опоры НО-366, г. Ангарск. Мероприятие включено в инвест. программу, на основании гидравлического расчета и отражено в схеме теплоснабжения, главе № 4, вариант № 2, талб 4.2.1, п.2.	Протяженность		2145	321 188	65 000	47 263	208 925	0,00	0,00	0,00
	Диаметр		800							
	Тип прокладки									
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность		3054	61 044	15 242	45 802	0,30	0,00	0,00	0,00
	Диаметр		от 40 до 400							
	Тип прокладки									
Всего:										
г. Железнорск-Илимский										
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство теплосети от ВП Донецкий до потребителя	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,4	2832	2832	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	64							
	Диаметр	мм	70							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Строительство теплосети от ТК9 (т/с «Малое кольцо») до потребителя (Михалев П.П.)	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,205484	1093	1093	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	110							
	Диаметр	мм	70							
	Тип прокладки	надземная								
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей										
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	3220	92831	48427	44404	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	150-400							
Всего:										
г. Братск										
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство тепловой сети до нового потребителя склад. Мероприятие включено в инвестиционную программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства №201-07/106-З-40 от 19.09.2018 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,229499	1019	1019	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	40							
	Диаметр	мм	50							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до нового потребителя здание спортзала. Мероприятие включено в инвест. программу на основании выданных ТУДП объекта капитального строительства от 04 октября 2018 года №251-14/2499-28 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,199	1176	1176	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	35							
	Диаметр	мм	70							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до новых потребителей 6 жилых домов. Мероприятие включено в инвестиционную программу имеются ТУДП объекта кап. строительства от 07 сентябр 2018 года № 251-14/2290-27 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,319	2659	2659	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	65							
	Диаметр	мм	125							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Итого подключаемая тепловая нагрузка:		Гкал/ч	1,747499	4 853	4 853	0				
Подключаемая тепловая нагрузка превышает 1,5 Гкал/ч, при наличии технической возможности подключения:										
Строительство тепловой сети до нового потребителя - Детский городок. Мероприятие включено в инвестиционную программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 22 февраля 2018 года №251-07/554-21 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,601906	9753	9753	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	110							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до объектов малоэтажного жилищного строительства. Мероприятие включено в инвест. Программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 22 февраля 2018 №251-07/554-21 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,7102	476	0,00	476	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	0							
	Диаметр	мм	0							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до здания школы в 26 мкр. Мероприятие включено в инвест. Программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 27 сентября 2018 года № 201-07/2501-42 от и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,534	407	407	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	0							
	Диаметр	мм								
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Строительство тепловой сети до здания перинатального центра. Мероприятие включено в инвест. Программу, имеются ТУДП объекта кап. строительства от 16 марта 2016 года №515-45/3087-2319 и будет учтено при актуализации схемы теплоснабжения	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,5	12 427	12 427	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	220							
	Диаметр	мм	200							
	Тип прокладки	подземная, канальная	подземная, канальная							
Итого подключаемая тепловая нагрузка:		Гкал/ч	14,346106	23 063	22 586	476				
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей										
Оптимизация теплоснабжения Центрального района г. Братска. Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска (книга 8)	протяженность	м.п.	2931	1116078	480741	635338	592812	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	1000							
	протяженность	м.п.	80							
	диаметр	мм	700							
	протяженность	м.п.	20	38424	5768	32656	0,00	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	700							
	протяженность	м.п.	2324							
	диаметр	мм	250							

Наименование мероприятий	Основные технические характеристики			Стоимость в прогнозных ценах, млн. руб. без НДС	в т.ч. по годам:					
	Наименование показателя	Ед. изм.	После реализации мероприятия		2020	2021	2022	2023	2024	2025
Магистральная т/сеть от тепловой камеры 3 до тепловой камеры 26. Реконструкция участка теплосети от ТК-23 до ТК-26 инв. № 14802031251. Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска (книга 8) «Тех. перевооружение участка т/сети от ТК-10 до ТК-16». Участок ТК-14-ТК-15	протяженность	м.п.	470	46672	46672	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	200							
Магистральная т/сеть от бойлерной установки города №2 до ТК А,9,16 l=1,503. 14801031048. Техническое перевооружение участка т/сети от ТК-10 до ТК-16». Участок ТК-14-ТК-15 Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска	протяженность	м.п.	614							
	диаметр	мм	400							
Магистральная т/сеть от бойлерной установки города №2 до ТК А,9,16 l=1,503. 14801031048. Техническое перевооружение участка т/сети от ТК-10 до ТК-16». Участок ТК-15-ТК-16 Мероприятие включено в схему теплоснабжения г. Братска	протяженность	м.п.	575	54410	0,00	54410	0,00	0,00	0,00	0,00
	диаметр	мм	400							
г. Усолье-Сибирское										
Подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч:										
Строительство новой тепловой сети для подключения объекта физкультурного комплекса с универсальным игровым полем.	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,442	10270	10270	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	256							
	Диаметр	мм	89							
	Тип прокладки	подземная								
Строительство новой тепловой сети для подключения объекта детский сад на 350 мест	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,578	1123	1123	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	28							
	Диаметр	мм	89							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
Реконструкция или модернизация существующих тепловых сетей										
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	4867,6	262884	119312	143572	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	500-800							
Реконструкция, модернизация и техническое перевооружение существующих тепловых сетей	Протяженность	м.п.	5392,69	107058	46976	60082	0,00	0,00	0,00	0,00
	Диаметр	мм	50-500							
г. Черемхово										
Строительство новых тепловых сетей в целях подключения потребителей:										
Строительство тепловой сети от ТК-10а до потребителя - жилых домов по ул. 2-я Стахановская, 13/А	Тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,38	0,00	3594	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Протяженность	м	100							
	Диаметр	мм	100							
	Тип прокладки	подземная, канальная								
г. Шелехов										
Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей										
Техническое перевооружение сетевых трубопроводов	Ду 80 - 5 м. Ду 700 - 50м. Ду 426 - 37 м. Ду 100 - 90 м. (и др. 87 м.) Арматура (Ду 700 -10) - 71 штука. Насос 60 м3/час - 1 шт	м	43246	43246						

На период реализации СиПР предусматривается подключение новых потребителей со строительством тепловых сетей от точек подключения до границ земельных участков в г. Иркутске, Ангарске и Братске. Сроки и объемы работ по строительству новых участков от существующих тепловых сетей централизованных систем теплоснабжения городов до абонентских пунктов заявителя определяются в зависимости от подаваемых заявок на подключение.

В части развития теплосетевой инфраструктуры региона следует отметить крупный проект, связанный со строительством трубопровода тепловой сети от ТЭЦ-10 до Иркутска (проект «ЮГ») и направленный на покрытие тепловой нагрузки части потребителей города за счет мощностей ТЭЦ-10. При этом необходимо учесть, что потребуется модернизация конденсационной станции для эффективной работы по теплофикационному графику. Проект «ЮГ» позиционируется компанией ПАО «Иркутскэнерго» как стратегический и рассматривается в качестве альтернативного варианта для развития теплоснабжения областного центра, что подтверждается Схемой теплоснабжения. На данный момент, проведенные технико-экономические оценки проекта показывают, что в рамках существующих тарифных решений он не может быть реализован при полном финансировании ПАО «Иркутскэнерго». По информации компании, региональные и муниципальные власти прорабатывают варианты софинансирования данного проекта, позволяющего частично решить проблемы, связанные с обеспечением надежного теплоснабжения потребителей с учетом роста нагрузок.

4.7. Технико-экономическое обоснование с оценкой инвестиционного потенциала для перевода децентрализованных населенных пунктов Иркутской области с дизельного топлива на возобновляемые, вторичные энергетические ресурсы, а также местные виды топлива

Для технико-экономического обоснования эффективности применения возобновляемых источников энергии с оценкой инвестиционного потенциала и последующей рекомендацией первоочередных пунктов их размещения были выбраны небольшие населенные пункты, исходя из месторасположения, когда нет возможности подключения к централизованному электроснабжению даже на отдаленную перспективу и нет предпосылок к использованию местных видов топлива. К таким населенным пунктам отнесены:

– с. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район);

– с. Наканно и с. Ербогачен (Катангский район), удаленные от централизованного электроснабжения и имеющие наиболее высокие объемы в районе (исключая крупные населенные пункты) бюджетных субсидий;

– с. Подволочное и д. Ключи (Усть-Удинский район), имеющие одни из наибольших объемов субсидий в районе;

– с. Вершина Тутуры (Качугский район), труднодоступный населенный пункт с сезонным сообщением по автозимнику.

Рисунок 4.1 – Расположения населенных пунктов, выбранных для модернизации системы электроснабжения с использованием ВИЭ

Применение возобновляемых энергоисточников в значительной степени зависит от потенциала возобновляемых природных энергоресурсов. Исходя из анализа величины и внутригодового распределения различных видов ресурсов можно рассматривать целесообразность применения соответствующих типов ВИЭ. В таблице 4.7.1. представлена характеристика этих населенных пунктов.

Таблица 4.7.1. Характеристика населенных пунктов за 2019 год

Населенный пункт	Уст-нная мощность, кВт	Объем ежегодного производства ЭЭ, тыс. кВт.ч	Уд. расход усл. топлива на выработку 1 кВт.ч., кг/кВт ч	Объем ежегодного субсидирования, млн. руб.	Тариф руб./кВт.ч
с. Верхняя Гутара	610	373,4	0,270	16,8	80,0
с. Алыгджер	880	596,8	0,176	23,8	80,0
с. Хамакар	30	11,0	0,235	3,8	44,2
д. Ключи	180	126,5	0,419	3,7	61,2
с. Подволочное	300	279,3	0,426	9,4	61,2
с. Вершина-Тутуры	160	80,7	0,376	3,9	76,5
с. Ербогачен	6 268	9 888,6	0,257	133,1	50,3

4.7.1. Оценка потенциала перевода децентрализованных населенных пунктов Иркутской области на определенный тип ВИЭ

Оценку инвестиционного потенциала перевода децентрализованных населенных пунктов Иркутской области на ВИЭ необходимо производить исходя из природно-климатических показателей, технических характеристик оборудования и нагрузочных характеристик потребителей.

Под природно-климатическим показателями подразумевается суммарная солнечная радиация, попадающая на горизонтальную поверхность солнечных панелей, температура воздуха и ветроэнергетический потенциал.

Основным показателем ветроэнергетического потенциала является средняя многолетняя скорость. Иркутская область, занимая значительную площадь, обладает невысоким ветроэнергетическим потенциалом и относится к числу неперспективных для его использования. На большей части территории среднегодовые скорости ветра на высоте флюгера гидрометеостанций (10–12 м) не превышает 1–2 м/с. В северных районах и небольших локальных зонах этот показатель несколько выше – 2–3 м/с. Исключение составляют побережье оз. Байкал и самые западные районы области со среднегодовой скоростью ветра 3–5 м/с и отдельные пункты, расположенные в Ольхонском районе, где среднегодовые скорости ветра составляют порядка 6 м/с.

Среднемесячные скорости ветра вблизи рассматриваемых населенных пунктов не превышают 3,0 м/с. С учетом пересчета с высоты 10 метров на высоту башни ветрогенераторов небольшой мощности (20–25 м) скорость ветра не превысит 3,8 м/с.

Использование ветрогенераторов небольшой мощности с вертикальной осью вращения, адаптированных к низким скоростям ветра, также нецелесообразно так как номинальная мощность данного типа установок находится в диапазоне скоростей ветра от 7 до 9 м/с.

Более перспективным является использование солнечных электростанций. Среднегодовой приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области довольно неравномерен: от 900 кВт·ч/м2 на севере до 1250 кВт·ч/м2 на юге области. Продолжительность солнечного сияния также изменяется в широтном направлении: в северных районах чуть менее 1500 ч/год, в южных – более 2000 ч/год (рисунок 4.2).

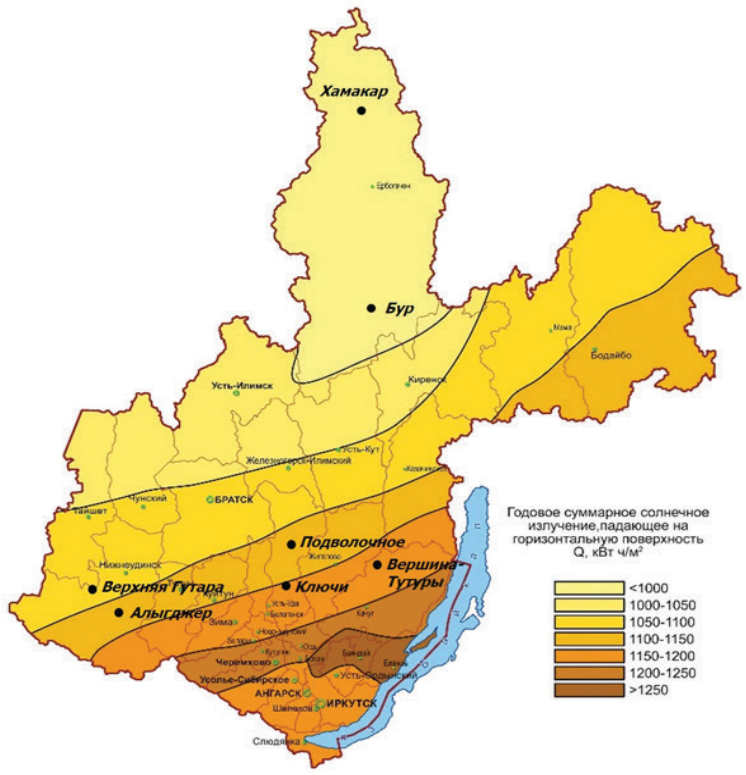

Рисунок 4.2 – Распределение прихода солнечной радиации на горизонтальную поверхность на территории области

Результаты функционирования СЭС в д. Нерха (Нижнеудинский район) показали эффективность ее работы, выраженную в возможности экономии дизельного топлива в объеме 40% в год.

4.7.2. Оценка эффективности модернизации дизельных электростанций

Для оценки эффективности применения СЭС выполнен укрупненный расчет возможной выработки СЭС.

Высчитывать величину перспективной суммарной солнечной радиации, попадающую на наклонную поверхность солнечных панелей, необходимо в зависимости от широты местности конкретного населенного пункта. При этом учитывается изменение угла наклона панелей в середине марта на летний период и в начале октября на зимний период.

Также необходимо учитывать технические характеристики, к которым относятся паспортные данные используемого оборудования и эксплуатационно-технические ограничения.

Комплекс генерации представлен традиционной схемой компоновки и включает в себя: фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), сетевые инверторы (СИН), батарейные инверторы (БИН), дизель-генераторы (ДГ), аккумуляторные батареи (АБ).

В расчетах приняты солнечные батареи, сделанные из двойного стекла (технология Double Glass BiPV). Благодаря меньшему нагреву их КПД в реальных условиях на 2-5% превышает КПД батарей с пленкой на оборотной стороне. Солнечные модули из двойного стекла лучше работают в суровых условиях окружающей среды (перепады температур, переход через 0°, УФ-излучение в горных районах).

В пасмурный день мощность солнечных модулей снижается на 30 %, поэтому массив модулей необходимо увеличить на 30 % от потребляемой мощности, чтобы поддерживать полный заряд аккумуляторов в пасмурный день.

Стабильное обеспечение нагрузки в течении длинной зимней ночи (наибольший временной промежуток отсутствия генерации 19 часов) возможно при наличии аккумуляторов. При расчете приниматься литий-железо-фосфатные аккумуляторы, заряд которых недопустимо держать на уровне менее 10%, поэтому общая емкость всех АКБ была увеличена на 10%:

В первом варианте, поскольку СЭС является дополнительным источником электроэнергии с комплектацией оборудования, позволяющего аккумулировать вырабатываемую электроэнергию, реализована возможность круглосуточного электроснабжения потребителей. В этом варианте в населенных пунктах, где график снабжения электроэнергией осуществляется не полные сутки, электропотребление увеличено в соответствующей пропорции. Мощность выбираемого оборудования СЭС оптимизируется для каждого населенного пункта.

Во втором варианте сохраняется существующий суточный режимом электроснабжения и также оптимизируется мощность оборудования СЭС. Следует отметить, что в населенных пунктах Ключи и Подволочное рассчитывался один вариант, поскольку в настоящее время осуществляется практически круглосуточное электроснабжение: 24 и 21 час. в сутки соответственно.

Таблица 4.7.2. Технико-экономические показатели модернизации ДЭС

Показатель	Вариант электроснабжения	
	круглосуточное	существующее
с. Верхняя Гутара (Нижнеудинский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП	250	120
Установленная мощность, кВт ДЭС	250	250
СИН	250	120
БИН	300	240
АБ (кВт·ч)	1498	1152
Потребление, тыс. кВт·ч	865	550
Время работы ДЭС, час/год	2894	2032
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	242	112
в том числе: прямое снабжение потребителя	175	39
на зарядку аккумуляторных батарей	67	73
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	723	508
в том числе: прямое снабжение потребителя	339	263
на зарядку аккумуляторных батарей	384	245
Потери	100	70
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	300	276
Предельное количество циклов АБ	2100	2300
Количество лет работы АБ без замены	7	9
Капиталовложения, всего, млн руб.	41,1	26,9
в том числе: ФЭП	15,0	7,2
АБ	21,2	16,3
СИН	2,0	1,0
БИН	2,9	2,4
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	12,3	8,1
Итого стоимость проекта, млн руб.	53,4	35,0
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	237,8	170,6
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	162,8	114,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	75,0	56,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	32	33
Цена топлива, тыс. руб./т	57,4	57,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	4,3	3,2
Срок окупаемости проекта, лет	12	11
с. Хамакар (Катангский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП	100	70
Установленная мощность, кВт ДЭС	30	30
СИН	100	70
БИН	120	120
АБ (кВт·ч)	461	461
Потребление, тыс. кВт·ч	150	100
Время работы ДЭС, час/год	3172	2111
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	73	54
в том числе: прямое снабжение потребителя	44	28
на зарядку аккумуляторных батарей	29	26
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	95	63
в том числе: прямое снабжение потребителя	53	18
на зарядку аккумуляторных батарей	42	45
Потери	18	17
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	157	154
Предельное количество циклов АБ	3100	3300
Количество лет работы АБ без замены	20	20
Капиталовложения, всего, млн руб.	14,5	12,5
в том числе: ФЭП	6,0	4,2
АБ	6,5	6,5
СИН	0,8	0,6
БИН	1,2	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	4,4	3,8
Итого стоимость проекта, млн руб.	18,9	16,3
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	41,5	24,5
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	21,4	14,3
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	20,1	10,2
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	48	42
Цена топлива, тыс. руб./т	68,4	68,4
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,4	0,7
Срок окупаемости проекта, лет	14	23
д. Ключи (Усть-Удинский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП		100
Установленная мощность, кВт ДЭС		150
СИН		100
БИН		120
АБ (кВт·ч)		461
Потребление, тыс. кВт·ч		182
Время работы ДЭС, час/год		680
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч		103
в том числе: прямое снабжение потребителя		73
на зарядку аккумуляторных батарей		30
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч		102
в том числе: прямое снабжение потребителя		23
на зарядку аккумуляторных батарей		79
Потери		23
Количество циклов заряд/разряд АБ в год		236
Предельное количество циклов АБ		2900
Количество лет работы АБ без замены		13
Капиталовложения, всего, млн руб.		14,5
в том числе: ФЭП		6,0
АБ		6,5
СИН		0,8
БИН		1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.		4,4
Итого стоимость проекта, млн руб.		18,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год		39,3
Потребления топлива с применением СЭС, т/год		23,0
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год		16,3
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %		41
Цена топлива, тыс. руб./т		52,7
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.		0,9
Срок окупаемости проекта, лет		21
с. Подволочное (Усть-Удинский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП		190
Установленная мощность, кВт ДЭС		300
СИН		190
БИН		225
АБ (кВт·ч)		922
Потребление, тыс. кВт·ч		357
Время работы ДЭС, час/год		778
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч		171
в том числе: прямое снабжение потребителя		116
на зарядку аккумуляторных батарей		55
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч		233
в том числе: прямое снабжение потребителя		55
на зарядку аккумуляторных батарей		178
Потери		47
Количество циклов заряд/разряд АБ в год		254
Предельное количество циклов АБ		2300
Количество лет работы АБ без замены		9
Капиталовложения, всего, млн руб.		28,4
в том числе: ФЭП		11,4
АБ		13,1
СИН		1,6
БИН		2,3
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.		8,5
Итого стоимость проекта, млн руб.		36,9
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год		109,0
Потребления топлива с применением СЭС, т/год		52,5
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год		56,5
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %		52
Цена топлива, тыс. руб./т		52,7
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.		3,0
Срок окупаемости проекта, лет		12
с. Вершина Тутуры(Качугский район)		
Установленная мощность, кВт ФЭП	150	120
Установленная мощность, кВт ДЭС	90	90
СИН	150	120
БИН	180	120
АБ (кВт·ч)	691	461
Потребление, тыс. кВт·ч	258	172
Время работы ДЭС, час/год	1771	1081
Генерация ФЭП, всего, тыс. кВт·ч	134	100
в том числе: прямое снабжение потребителя	79	49
на зарядку аккумуляторных батарей	55	51
Генерация ДЭС, всего, тыс. кВт·ч	159	98
в том числе: прямое снабжение потребителя	67	36
на зарядку аккумуляторных батарей	92	62
Потери	35	26
Количество циклов заряд/разряд АБ в год	213	244
Предельное количество циклов АБ	2900	2900
Количество лет работы АБ без замены	14	12
Капиталовложения, всего, млн руб.	21,8	15,9
в том числе: ФЭП	9,0	7,2
АБ	9,8	6,5
СИН	1,2	1,0
БИН	1,8	1,2
Доставка оборудования + строительно-монтажные работы, млн руб.	6,5	4,8
Итого стоимость проекта, млн руб.	28,3	20,7
Потребления топлива при существующей схеме электроснабжения (без применения СЭС), т/год	71,0	48,3
Потребления топлива с применением СЭС, т/год	35,9	21,9
Экономия топлива относительно существующей схемы электроснабжения, т/год	35,1	26,4
Доля экономии топлива относительно существующей схемы электроснабжения, %	49	55
Цена топлива, тыс. руб./т	43,0	43,0
Стоимость сэкономленного топлива, млн руб.	1,5	1,1
Срок окупаемости проекта, лет	19	19

Анализ результатов расчетов показывает, что вариант с круглосуточным электроснабжением является менее предпочтительным как по срокам окупаемости, так и по объемам инвестирования проектов.

Процент экономии топлива в среднем составляет 30-50 % независимо от показателей гелиопотенциала, что объясняется оптимизацией мощности оборудования СЭС в каждом конкретном случае. Сроки окупаемости в большей степени зависят от величины населенного пункта – для более мелких поселений сроки окупаемости выше, это обусловлено небольшими объемами экономии топлива относительно стоимости оборудования; при этом в таких населенных пунктах с. Хамакар с повышением суточного графика электроснабжения до 24 часов сроки окупаемости существенно снижаются.

На основании расчетных показателей эффективности первоочередными пунктами для разработки проектов сооружения СЭС можно обозначить: с. Верхняя Гутара и с. Алыгджер (Нижнеудинский район), с Подволочное (Усть-Удинский район), с. Вершина Тутуры (Качугский район), имеющие наименьшие сроки окупаемости.

Для оценки эффективности модернизации ДЭС в с. Ербогачен рассмотрены варианты, представленные в таблице 4.7.3.

Таблица 4.7.3. Варианты модернизации ДЭС в с. Ербогачен

№ Варианта	Модернизация ДЭС
1	Замена дизель-генераторных установок (ДГУ) на современные, установка системы автоматизации.
2	Замена дизель-генераторных установок (ДГУ) на современные, установка системы автоматизации. + строительство СЭС мощностью 1,1 МВт
3	Установка ДГУ, работающих на нефти
4	Установка ДГУ, работающих на нефти + строительство СЭС мощностью 1,1 МВт

Строительство дополнительной солнечной электростанции позволит при совместной работе с ДЭС обеспечить снижение расхода дизтоплива/нефти.

Поступление суммарной солнечной радиации, включая прямую, рассеянную и отраженную составляющие, с учетом средних условий облачности, на наклоненную под углом широты местности (61°) и обращенную строго на юг поверхность проведено по данным научно-прикладного климатического справочника, который содержит информацию об измерениях солнечной радиации за период 1936-1980 годов на метеостанции с. Ербогачен. В таблице 4.7.4 представлены оценки сумм поступающей солнечной радиации.

Таблица 4.7.4. Оценки сумм суммарной солнечной радиации, поступающей на поверхность панелей, при средних условиях облачности, кВт·ч/м2

Период	Минимальная оценка, NASA SSE	Максимальная оценка, NASA SSE	Оценка по климатическому справочнику
Январь	27,9	37,2	13,80
Февраль	59,36	87,36	69,22
Март	110,36	146,01	143,51

Апрель	130,8	166,8	146,07
Май	135,78	181,04	144,57
Июнь	122,1	186,9	168,84
Июль	134,23	190,65	179,19
Август	115,63	164,92	122,96
Сентябрь	85,5	133,8	86,28
Октябрь	52,7	85,25	63,41
Ноябрь	34,2	45,6	31,68
Декабрь	16,12	21,7	4,99
Год	1024,68	1447,23	1174,54

В таблице 4.7.5 приведены оценки выработки электроэнергии солнечной электростанцией 1,1 МВт, с установленными солнечными панелями AST 240Multi.

Таблица 4.7.5. Оценки выработки электроэнергии СЭС, кВт/ч

Период	Минимальная оценка, NASA SSE	Максимальная оценка, NASA SSE	Оценка по климатическому справочнику
Январь	30 789,52	41 052,69	15 228,81
Февраль	65 507,73	96 407,61	76 393,58
Март	121 789,65	161 131,81	158 375,23
Апрель	144 346,55	184 074,96	161 202,97
Май	149 842,32	199 789,76	159 546,93
Июнь	134 745,52	206 256,66	186 327,29
Июль	148 131,79	210 395,04	197 751,63
Август	127 605,44	182 000,26	135 694,65
Сентябрь	94 354,97	147 657,26	95 216,81
Октябрь	58 157,98	94 079,08	69 975,90
Ноябрь	37 741,99	50 322,65	34 956,59
Декабрь	17 789,50	23 947,40	55 10,01
Год	1 028 002,70	1 451 922,88	1 296 180,4

В дальнейших расчетах использовалась оценка солнечной радиации, полученная по климатическому справочнику, которая является средней величиной между двумя оценками NASA SSE. На рисунке 4.3 совмещены годовые графики выработки электроэнергии, существующей ДЭС и оценки возможной выработки СЭС мощностью 1,1 МВт.

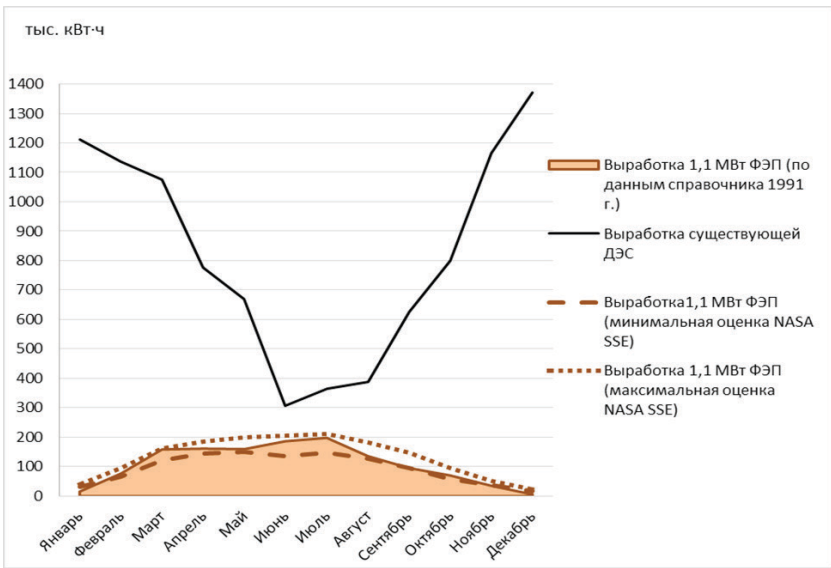

Рисунок 4.3. – Совмещение графиков выработки электроэнергии ДЭС И СЭС

При оценке расхода топлива и экономии затрат на топливо в результате модернизации, приняты следующие параметры (таблица 4.7.6):

- стоимость дизельного топлива принята по данным 2018 г. - 50,3 тыс.руб./т;
- удельный расход дизельного топлива ДГУ при 75 % загрузке равен 217,57 г/кВт/ч;
- стоимость нефти принята 25,5 тыс.руб./т;
- удельный расход нефти установкой 6Н21/32 при 75% загрузке принят 195,7 г/кВт/ч.

Вариант 1 предусматривает установку 5 новых ДГУ со вспомогательным оборудованием. Затраты на обслуживание модернизированной электростанции включают затраты на техническое обслуживание (ТО), амортизацию основного оборудования (4% от капитальных вложений), затраты на топливо. В расчете принято, что ТО новых дизель генераторов импортного производства будет проводиться командированным квалифицированным персоналом.

Вариант 2 предусматривает строительство СЭС и установку 5 новых ДГУ со вспомогательным оборудованием. Затраты на обслуживание модернизированной электростанции по сравнению с вариантом 1 дополнительно включают затраты на обслуживание СЭС (6% от капитальных вложений).

Вариант 3 предусматривает установку 3 новых ДГУ, работающих на нефти, 1 ДГУ, работающей на дизельном топливе, вспомогательное оборудование. Затраты на обслуживание модернизированной электростанции включают затраты на техническое обслуживание (ТО), амортизацию основного оборудования (4% от капитальных вложений), затраты на топливо. При расчете не учтен расход топлива ДГУ, используемой для прогрева нефти и запуска ДГУ на нефти.

Вариант 4 предусматривает строительство СЭС дополнительно к модернизации по варианту 3.

Таблица 4.7.6. Сравнение технико-экономических показателей вариантов модернизации ДЭС в с. Ербогачен

Показатель	Вариант электроснабжения	
	ДЭС	СЭС
1 вариант		
Установленная мощность, кВт	5090	-
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	13,6	-
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	217,6	-
Расход топлива, т/год	2959,0	-
Цена топлива, тыс.руб/т	50,9	-
Капитальные вложения, млн. руб	218,8	-
Издержки, млн.руб/год	174,0	-
в том числе: ТО ДГУ	17,6	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	5,8	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	-
затраты на топливо, млн. руб/год	150,6	-
Затраты за 15 лет, млн. руб	2828,9	-
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	13,87	-
Срок окупаемости проекта, лет		-
2 вариант		
Установленная мощность, кВт	5090	1100
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	12,3	1,3
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	217,6	-
Расход топлива, т/год	2676,9	-
Цена топлива, тыс.руб/т	50,9	-
Капитальные вложения, млн. руб	218,8	110,0
Издержки, млн.руб/год	159,7	6,6
в том числе:ТО ДГУ	17,6	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	5,8	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	6,6
затраты на топливо, млн. руб/год	136,3	-
Затраты за 15 лет, млн. руб	2613,6	209,0
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	14,16	10,75
Срок окупаемости затрат, лет	-	-
Срок окупаемости проекта, лет		15
3 вариант		
Установленная мощность, кВт	4402	-
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	13,6	-
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	195,7	-
Расход топлива, т/год	2661,5	-
Цена топлива, тыс.руб/т	25,5	-
Капитальные вложения, млн. руб	726,0	-
Издержки, млн.руб/год	100,1	-
в том числе:ТО ДГУ	16,0	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	16,3	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	-
затраты на топливо, млн. руб/год	67,9	-
Затраты за 15 лет, млн. руб	2228,0	-
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	10,92	-
Срок окупаемости проекта, лет		13
4 вариант		
Установленная мощность, кВт	4402	1100
Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч/год	12,3	1,3
Удельный расход топлива, г/кВт·ч	195,7	-
Расход топлива, т/год	2407,9	-
Цена топлива, тыс.руб/т	25,5	-
Капитальные вложения, млн. руб	726,0	110,0
Издержки, млн.руб/год	93,7	6,6
в том числе:ТО ДГУ	16,0	-
амортизация основного оборудования, млн. руб/год	16,3	-
ТО и амортизация СЭС, млн. руб/год	-	6,6
затраты на топливо, млн. руб/год	61,4	-
Затраты за 15 лет, млн. руб	2131,0	209,0
Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, руб/кВт·ч	11,55	10,75
Срок окупаемости проекта, лет		15

Как видно из таблицы 4.7.6 при принятых исходных показателях затруднительно сделать однозначный вывод об эффективности одного из вариантов. Предварительные сравнительные выводы можно сформулировать следующим образом:

1. Средняя стоимость электроэнергии за 15 лет, полученная в результате деления всех затрат, включая капиталовложения, на суммарную выработку электроэнергии за этот период, по сравнению с существующим вариантом снижается незначительно при строительстве новой ДЭС, если принять за основу указанные в исходной таблице экономически обоснованный тариф на уровне 2018 года 23,7 руб./кВт·ч. (расчетная стоимость электроэнергии при фактических указанных затратах существующей ДЭС составляет 11,74 руб./кВт·ч, новой ДЭС – 13,74 руб./кВт·ч из-за возросших затрат на ТО).

Более ощутимо снижение этого показателя при строительстве электростанции на нефти, за счет более существенного снижения издержек, в основном, топливной составляющей. Однако говорить о значительном преимуществе вариантов строительства электростанции на нефти при сравнении расчетных показателей не приходится.

2. Затраты на строительство новой ДЭС не окупаются, в связи с тем, что новая ДЭС имеет б льшую величину ежегодных издержек. Простой срок окупаемости затрат на строительство электростанции на сырой нефти составляют 13 лет.

3. Сооружение солнечной электростанции мощностью 1,1 МВт в дополнение к новой ДЭС не дает столь ощутимого эффекта – показатели стоимости электроэнергии и срока окупаемости практические не изменяются.

4. Сооружение солнечной электростанции мощностью 1,1 МВт в дополнение к электростанции на нефти неэффективно, вследствие вытеснения более дешевого топлива. Срок окупаемости затрат возрастает до 15 лет

ГЛАВА 5. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕКИХ РЕЖИМОВ

5.1. Шелехово-Слюдянка

Таблица П2.1. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=18°С)	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг				Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг	419	0	0	0	0,0	129	27	678	161,8
ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	419	141	40	714	170,4	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	419	94	2	495	118,1	37	23	250	59,7
ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	419	11	3	62	14,8	110	13	619	147,7
АТ-2(1) ПС 220 кВ Слюдянка	314	44	116	324	103,2	50	123	347	110,5
	585	44	116	601	102,7	50	123	645	110,3

Таблица П2.2. Шелехово-Слюдянка. Лето_мин_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=18°С)	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг				Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг	419	0	0	0	0,0	110	54	575	137,2
ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	419	122	44	604	144,2	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	419	88	59	500	119,3	29	16	159	37,9
ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	419	6	1	29	6,9	102	54	549	131,0
АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка	314	1	115	260	82,8	7	117	267	85,0
	585	1	115	485	82,9	7	117	497	85,0

Таблица П2.3. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Шелехово	110 кВ	88,6	84,7	118,4	118,5
ПС 110 кВ Подкаменная	110 кВ	88,6	84,7	105,5	103,6
ПС 110 кВ Слюдянка	110 кВ	88,6	84,7	105,4	104,2

Таблица П2.4. Шелехово-Слюдянка. Лето_мин_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Шелехово	110 кВ	88,6	84,7	124,4	124,5
ПС 110 кВ Подкаменная	110 кВ	88,6	84,7	123,5	122,6
ПС 110 кВ Слюдянка	110 кВ	88,6	84,7	124,4	124,2

Таблица П2.5. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=18°С)	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг				Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Шелехово - Большой Луг	419	0	0	0	0,0	136	29	723	172,6
ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	419	149	43	759	181,1	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	419	101	4	539	128,6	37	23	251	59,9
ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	419	11	3	62	14,8	117	13	663	158,2
АТ-2(1) ПС 220 кВ Слюдянка	314	56	125	358	114,0	62	132	383	122,0
	585	56	125	665	113,7	62	132	712	121,7

Таблица П2.6. Шелехово-Слюдянка. Лето_макс_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	Совместный ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Слюдянка и ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 220 кВ Шелехово	110 кВ	88,6	84,7	108,5	104,8
ПС 110 кВ Подкаменная	110 кВ	88,6	84,7	104,4	102,5
ПС 110 кВ Слюдянка	110 кВ	88,6	84,7	103,9	102,6

5.2. Энергорайон Восточные электрические сети (ВЭС)

Таблица П2.5. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	87	45	478	96,2	131	60	717	144,3	0	0	0	0,0	153	33	722	145,3	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	85	44	482	97,0	129	59	721	145,1	153	33	722	145,3	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	97	4	525	87,5	97	4	525	87,5	105	9	627	104,5
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	96	27	557	92,8	91	45	518	86,3	70	23	363	60,5	70	23	363	60,5	135	20	810	135,0

Таблица П2.6. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	0	0	0	0,0	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	72	13	354	59,0	72	13	354	59,0	75	16	370	61,7
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	68	5	329	54,8	71	19	358	59,7	56	10	271	45,2	56	10	271	45,2	91	1	436	72,7

Таблица П2.7. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	0	0	0	0,0	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	31	4	146	28,6	31	4	146	28,6	30	5	145	28,4
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	33	4	155	25,8	42	2	198	33,0	35	0	167	27,8	35	0	167	27,8	37	6	178	29,7

Таблица П2.8. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2021

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп. ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	0	0	0	0,0	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	59	4	279	53,6	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	62	3	293	48,8

Таблица П2.9. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	85	17	409	82,3	131	66	741	149,1	0	0	0	0,0	150	8	687	138,2	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	83	16	412	82,9	129	65	745	149,9	150	8	687	138,2	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	104	35	545	90,8	104	35	545	90,8	108	30	569	94,8
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	94	3	499	83,2	89	45	515	85,8	69	17	348	58,0	69	17	348	58,0	126	11	680	113,3

Таблица П2.10. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	0	0	0	0,0	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	49	9	247	49,7	82	17	414	83,3	90	1	437	87,9	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	72	13	354	59,0	72	13	354	59,0	75	16	370	61,7
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	68	5	329	54,8	71	19	358	59,7	56	10	271	45,2	56	10	271	45,2	91	1	436	72,7

Таблица П2.11. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отп. на ПС Оё			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	0	0	0	0,0	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	17	2	84	25,5	33	1	156	47,3	34	4	164	49,7	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	31	4	146	28,6	31	4	146	28,6	30	5	145	28,4
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	33	4	155	25,8	42	2	198	33,0	35	0	167	27,8	35	0	167	27,8	37	6	178	29,7

Таблица П2.12. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2022

Наименование элемента сети	Iдоп., А (при t=-32°С)	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп. ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк				Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк			
		P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%	P, МВт	Q, Мвар	I, А	%
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь	497	0	0	0	0,0	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь	497	59	0	281	83,4	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	59	4	279	53,6	0	0	0	0,0
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отп.	600	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	0	0	0	0,0	62	3	293	48,8

Таблица П2.13. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	109,2	109,8	114,8	114,8	116,1
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	94,2	89,0	99,3	99,3	86,4
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	83,5	79,2	94,8	94,8	80,4

ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	55,0	55,0	100,9	100,9	89,4
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	56,3	56,5	106,3	106,3	96,7

Таблица П2.14. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	116,9	116,9	119,2	119,2	119,4
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	111,2	107,4	112,2	112,2	110
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	107,5	103,4	110,5	110,5	108,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	94,4	89,5	111,1	111,1	109,8
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	94,3	89,5	113,7	113,7	112,6

Таблица П2.15. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,2	121,4	122	122	121,8
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	119,3	118,4	120,7	120,7	119,3
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	117,1	116,3	119,2	119,2	117,9
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	111,4	110,5	118,2	118,2	117,4
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	112,2	111,3	120	120	119,4

Таблица П2.16. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2021

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,9	121,9	122,6	122,2	121,9
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	117	117	116,1	114	117
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	115,4	115,4	115,4	112,4	115,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	110,6	110,6	117,5	107,5	110,6
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	111,3	111,3	120	108	111,3

Таблица П2.17. Энергорайон ВЭС. Зима_макс_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	112,1	108,7	116	116	117,1
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	102,8	86,7	105,3	105,3	101
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	96,2	76,3	102,5	102,5	98,1
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	92,4	56,1	117,8	117,8	114,5
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	89,4	54,8	116,8	116,8	114,1

Таблица П2.18. Энергорайон ВЭС. Зима_мин_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	116,9	116,9	119,2	119,2	119,4
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	111,2	107,4	112,2	112,2	110
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	107,5	103,4	110,5	110,5	108,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	94,4	89,5	111,1	111,1	109,8
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	94,3	89,5	113,7	113,7	112,6
ПС 110 кВ Свирск	110 кВ	88,6	84,7	92,1	87	119,3	119,3	119,1

Таблица П2.19. Энергорайон ВЭС. Лето_макс_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,2	121,4	122	122	121,8
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	119,3	118,4	120,7	120,7	119,3
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	117,1	116,3	119,2	119,2	117,9
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	111,4	110,5	118,2	118,2	117,4
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	112,2	111,3	120	120	119,4
ПС 110 кВ Свирск	110 кВ	88,6	84,7	110,7	109,8	121,4	121,4	121,3

Таблица П2.20. Энергорайон ВЭС. Лето_мин_2022

Наименование ПС	Uн	МДН	АДН	Ремонт ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками (аварийное отключение)	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное отключение ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	Ремонт ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк, аварийное откл. ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк
		U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ	U, кВ
ПС 110 кВ Урик	110 кВ	88,6	84,7	121,9	121,9	122,6	122,2	121,9
ПС 110 кВ Усть-Орда	110 кВ	88,6	84,7	117	117	116,1	114	117
ПС 110 кВ Баяндай	110 кВ	88,6	84,7	115,4	115,4	115,4	112,4	115,4
ПС 110 кВ Новая Уда	110 кВ	88,6	84,7	110,6	110,6	117,5	107,5	110,6
ПС 110 кВ Оса	110 кВ	88,6	84,7	111,3	111,3	120	108	111,3
ПС 110 кВ Свирск	110 кВ	88,6	84,7	110	110	122,1	106,8	110

5.3.1. Реконструкция ПС 220 кВ Шелехово (установка КРУ-10 кВ на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9)

На ПС 220 кВ Шелехово установлены два автотрансформатора (АТ-8, АТ-9) типа АТДЦТН-200000/220/10, два трансформатора (Т-1, Т-2) типа ОДГ-3*70000/110, три трансформатора (Т-3, Т-4, Т-6) типа ОД-3*66667/220 и два трансформатора (Т-5, Т-7) типа ТРДН-80000/110. По стороне 220 кВ ПС 220 кВ Шелехово выполнена по типовой схеме 220-12Н «одна рабочая секционированная выключателями по числу трансформаторов и обходная система шин», по стороне 110 кВ - по схеме 110-12 «одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин», по стороне 10 кВ – шинные мосты 10 кВ от трансформаторов (Т-1,2,3,4,5,6,7) в сторону потребителя (филиал ПАО «РУСАЛ-Братск» в г. Шелехов). По стороне 10 кВ автотрансформаторов (АТ-8, АТ-9) подключенных потребителей нет.

На ПС 500 кВ Ключи и ПС 220 кВ Шелехово питание собственных нужд 0,4 кВ организовано от сетей ПАО «РУСАЛ Братск». Данные сети морально и физически устарели и не соответствуют техническим требованиям по термической и динамической стойкости, а также по электромагнитной совместимости. Кроме этого нарушены требования НТП ПС, предусматривающие наличие только одного источника питания собственных нужд от «местных» электрических сетей. Собственные нужды ПС 220 кВ Шелехово и ПС 500 кВ Ключи полностью запитаны от «местных» сетей ПАО «РУСАЛ Братск». Данный факт существенно снижает надежность электроснабжения потребителей электрической энергии, включая V очереди ПАО «РУСАЛ Братск», и транзит в БурятЭнерго. Наглядным примером послужила авария 22 октября 2018 года, приведшая к тяжёлым последствиям.

Предлагается выполнить реконструкцию ПС 220 кВ Шелехово:

- установка на стороне 10 кВ АТ-8 и АТ-9 линейных регулировочных трансформаторов мощностью по 63 МВА и КРУ(Н) 10 кВ;
- реконструкция защит АТ-8 и АТ-9;
- реконструкция СН-0,4 кВ;
- перевод в КРУ(Н) 10 кВ кабельных линий 10 кВ, питающих собственные нужды ПС 220 кВ Шелехово, ПС 500 кВ Ключи (ТСН-1 и ТСН-2), Ново-Иркутская ТЭЦ, АО «Иркутсккабель» и АО «Оборонэнерго».

Данное решение позволит выполнить требования НТП ПС, предусматривающие наличие только одного источника питания собственных нужд от «местных» электрических сетей.

5.3.2. Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Кировская и ПС 35 кВ РКК ПС 110 кВ Кировская (обоснование сооружения ПС 110 кВ Цесовская)

На ПС 110 кВ Кировская установлено три трансформатора 110 кВ:

Т-1 – ТДТН-40000/110/35/6, 1963 г.в. (1968 – ввод в эксплуатацию);

Т-2 – ТДТН-40000/110/35/6, 1967 г.в. (1971 – ввод в эксплуатацию);

Т-3 – ТДТН-40000/110/6, 1987 г.в. (1988 ввод в эксплуатацию).

Только два трансформатора имеют обмотки 35 кВ, поэтому электроснабжение сети 35 кВ Правобережного округа г. Иркутска (ПС 35 кВ Марата и ПС 35 кВ РКК) осуществляется от Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет зафиксирована в 06-00 мск вр 18 декабря 2019 года и составила 39,18 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 35 кВ Правобережного округа г. Иркутска (данные представлены в таблицах 1, 2), запитанных по ПС 110 кВ Кировская.

Таблица 1. Информация о наличии действующих нереализованных ТУ на ТП от ПС 35 кВ РКК

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт
Больше 670 кВт, в т.ч:	22380,0		12846,0
прочая промышленность	12980,0	0,7	9086,0
застройщики ЖК, ТРЦ	9400,0	0,4	3760,0
До 670 кВт, в т.ч.:	2161,8		432,4
ЮЛ, ИП, прочие	961,8	0,2	192,4
застройщики ЖК, ТРЦ	150,0	0,2	30,0
ФЛ (жилые дома, хоз. постройки, гаражи)	1050,0	0,2	210,0
Всего, кВт	24541,8		13278,4
Всего, МВА	27,3		14,8

Таблица 2 Информация о наличии действующих нереализованных ТУ на ТП от ПС 35 кВ Марата

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт
Больше 670 кВт, в т.ч:	1580,0		632,0
застройщики ЖК, ТРЦ	1580,0	0,4	632,0
До 670 кВт, в т.ч.:	2066,7		413,3
ЮЛ, ИП, прочие	226,7	0,2	45,3
застройщики ЖК, ТРЦ	890,0	0,2	178,0
ФЛ (жилые дома, хоз. постройки, гаражи)	950,0	0,2	190,0
Всего, кВт	3646,7		1045,3
Всего, МВА	4,1		1,2

Кроме того, ОАО «ИЭСК» в январе 2020 года согласованы ТУ на ТП (со сроком действия 4 года), выданные ПАО «Иркутскэнерго» в рамках перераспределения максимальной мощности (4,9 МВт из разрешенных 12,5 МВт) в пользу АО «ЦОД Иркутскэнерго» для электроснабжения Центра по обработке данных (майнеры), который будет располагаться на площадке ТЭЦ-2 и запитана от ПС 35 кВ РКК. Применяя коэффициент реализации договоров ТП (0,7 для прочей промышленности) получаем дополнительную перспективную нагрузку:

4,9 МВт*0,7 = 3,43 МВт/0,9 = 3,8 МВА.

Реестр действующих ТУ на ТП, с приложением копий ТУ на ТП мощностью свыше 670 кВт (утвержденных до 1 марта 2020 года) приведены в Приложении 1 к настоящему обоснованию.

Итого прирост максимума нагрузки на Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кировская: 14,8+1,2=16 МВА. Величина перспективного максимума нагрузки на Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кировская равна 39,18+16+3,8=59 МВА.

При отключении одного из трансформаторов 110/35/6 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 110 кВ Кировская, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит – 125,5%, при длительно допустимой 117,5%, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО - 10,8 МВт). Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 35 кВ РКК по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Октябрьская и ПС 110 кВ Кировская.

Общий объем переводимой нагрузки по существующей сети 6 кВ с шин 6 кВ ПС 35 кВ РКК на близлежащие ПС 110 кВ, для разгрузки Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская составляет 3,58 МВА. Больший объем перевода нагрузки невозможен в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 26 марта 2020 года № 06.060-10-4.23-1120 (копия письма приведена в Приложении 2) при переводе нагрузки загрузка Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская составляет 55,32 МВА (118%). Необходимый объем ГАО – 7,488 МВт.

В соответствии с указанным письмом ОАО «ИЭСК» замена Т-1, Т-2 на трансформаторы большей мощностью, а также заменой Т-3 на трансформатор аналогичной мощности с наличием обмотки 35 кВ невозможна по причине ограничения по площадке ПС 110 кВ Кировская.

ПС 35 кВ РКК с КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь.

На существующей ПС 35 кВ РКК установлены два трансформатора 35/6 кВ мощностью 31,5 МВА и 32 МВА.

Т-1 – ТРДНС-32000/35/6, 1983 г.в. (1985 – ввод в эксплуатацию);

Т-2 – ТД-31500/35/6, 1954 г.в. (1955 – ввод в эксплуатацию);

Максимальная нагрузка за последние 5 лет зафиксирована в 06-00 мск вр 18 декабря 2019 года и составила 22,15 МВА.

Имеются действующие нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 35 кВ РКК – 14,8 МВА, указанные в таблице 1, и АО «ЦОД Иркутскэнерго» для электроснабжения Центра по обработке данных (майнеры) – 3,8 МВА (данные представлены выше). Величина перспективного максимума нагрузки ПС 35 кВ РКК равна 22,15+14,8+3,8=40,8 МВА.

При отключении одного из трансформаторов 35/6 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 35 кВ РКК, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит – 129,5 % при длительно допустимой 117,5%.

КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь выполнена кабелем марки «ПвПу-240». Номинальный ток кабеля составляет 545А (33 МВА).

При отключении одной кабельной линии перегруз оставшейся в работе КЛ в данном режиме составит 125%.

СРС, направленное на снятие перегруза только одно (описание приведено выше), при этом нагрузка с учетом СРС составит 40,8-3,58=37,22 МВА. С учетом перевода нагрузки перегрузка оставшейся в работе КЛ в данном режиме составит 114 %.

25 февраля 2020 года ПС 35 кВ РКК в составе: ОРУ 35 кВ (Т-1, Т-2) с земельным участком, необходимым для его использования площадью 371,7 кв.м., была передана в собственность ОАО «ИЭСК», что подтверждается договором № 6/Н-ИТЭЦ-20 купли-продажи недвижимого и движимого имущества (договор приведен в Приложении 3).

26 февраля 2020 года при техническом освидетельствовании ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ РКК были зафиксированы неустранимые или экономически нецелесообразные для устранения замечания к обустройству подстанции, отраженные в техническом отчете ООО «ИЦ Иркутскэнерго» от 26 февраля 2020 года (отчет приведен в Приложении 4). Согласно выводам данного отчета, было зафиксировано, что дальнейшая эксплуатация основного оборудования ОРУ 35 кВ ПС 35 РКК нецелесообразна.

При этом, учитывая конструктивную особенность существующей ПС 35 кВ РКК (является встроенной в здание ТЭЦ-2 ПАО «Иркутскэнерго»), реконструкция данной ПС с заменой силовых трансформаторов на трансформаторы аналогичной мощности не представляется возможной.

Для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Кировская, Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ РКК и КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь рассмотрены два варианта выполнения мероприятий:

Вариант 1: индивидуальное решение проблем, включающий в себя:

1. Строительство новой ПС 110 кВ с одним трансформатором 110/35 кВ мощностью 10 МВА для разгрузки Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Кировская.

2. Строительство новой ПС 35 кВ вместо ПС 35 кВ РКК с установкой трансформаторов большей мощностью.

3. Замена кабеля на КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь.

Вариант 2: комплексное решение проблем: сооружение ПС 110 кВ Цесовская с переводом на нее нагрузки ПС 35 кВ РКК и части нагрузки ПС 110 кВ Кировская. Мощность трансформаторов рассчитывается как 37,22 МВА (ПС 35 кВ РКК) + 8,32 МВА (величина мощности необходимая для разгрузки ПС 110 кВ Кировская) и с учетом допустимой перегрузочной способностью с повышенным износом изоляции составляет 2х40 МВА.

Таблица 3.

	Вариант 1:	Вариант 2:
Мероприятия	1. Строительство ПС 110/35 кВ 10 МВА: 70 млн руб. 2. Строительство КЛ 110 кВ для подключения ПС по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь» (1,7 км):28,9 млн руб. 3. Строительство ПС 35/10 кВ 2*40 МВА: 135 млн руб. 4. Реконструкция КЛ 35 кВ Кировская – РКК I, II цепь 20 млн руб.	Строительство ПС 110/10 кВ Цесовская 2*40 МВА: 240 млн руб.
ИТОГО КВЛ, млн руб.	253,9	240

Строительство КЛ 110 кВ для подключения ПС 110 кВ Цесовская по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I, II цепь с отпайками» не учитывается, так как выполнено в 2019 году, (факт подтверждается актами выполненных работ, приведенными в Приложении).

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить строительство ПС 110 кВ Цесовская с установкой двух трансформаторов по 40 МВА каждый с подключением к существующей КЛ 110 кВ, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

5.3.3. Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Изумрудная

На ПС 110 кВ Изумрудная установлены два силовых трансформатора ТДТН-110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, год ввода в работу – 2010 год.

Максимальная за последние 5 лет нагрузка на ПС 110 кВ Изумрудная зафиксирована по данным контрольного замера 18 декабря 2019 года в 01-00 по мск и составила 44,08 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 110 кВ Изумрудная, данные представлены в таблице 4:

Таблица 4.

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт
Больше 670 кВт, в т.ч:	5520,0		1104
СОШ, детский сад	3690,0	0,2	738,0
СНТ (жилые дома)	1830,0	0,2	366,0
До 670 кВт, в т.ч.:	14593		2918,6
ЮЛ, ИП, прочие	6726	0,2	1345,2
ФЛ (жилые дома, хоз. постройки, гаражи)	7867	0,2	1573,4
Всего, кВт	20113		4022,6
Всего, МВА	22,35		4,47

Реестр действующих ТУ на ТП с приложением копий ТУ на ТП мощностью свыше 670 кВт (утвержденных до 1 марта 2020 года) приведен в Приложении 1, 2 к настоящему обоснованию.

Итого величина перспективного максимума нагрузки на Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная равна 44,08+4,47=48,55 МВА.

При отключении одного из трансформаторов 110/35/10 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 110 кВ Изумрудная, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит – 155,4 %, при длительно допустимой 125 %, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 15,6 МВт).

Необходимо отметить, что с 2019 года нагрузка по сети 35 кВ ПС 110 кВ Изумрудная (ПС 35 кВ Мельничная Падь и ПС 35 кВ Кузьмиха) в нормальной схеме электрической сети переведена на питание от ПС 110 кВ Южная, соответственно в расчете загрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная данная нагрузка не участвует.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети возможность резервирования нагрузки от других центров питания по сети 10 кВ отсутствует (все смежные ЦП имеют низший класс напряжения 6 кВ).

Выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с заменой существующих трансформаторов 110/35/10 кВ на трансформаторы большей мощностью не представляется возможным согласно письма ОАО «ИЭСК» от 9 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1285 (приведено в Приложении 3).

С учетом вышеизложенного, для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Изумрудная предлагается выполнить её реконструкцию с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

В качестве альтернативного мероприятия рассмотрена установка ДГУ мощностью 7 МВт вблизи ПС 110 кВ Изумрудная (свободный земельный участок под размещение ДГУ имеется в 1,3 км от ПС Изумрудная в сторону п. Березовый).

Затраты на реализацию вышеприведенных вариантов следующие:

Вариант 1: Реконструкция ПС Изумрудная с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый – 135 млн.руб.;

Вариант 2: Установка ДГУ мощностью 7 МВт вблизи ПС 110 кВ Изумрудная – 175 млн.руб.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Изумрудная с демонтажем ОРУ 35 кВ и установкой 2-х трансформаторов 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

5.3.4. Строительство ПС 110 кВ Зеленый берег с ВЛ 110 кВ (2х25 МВА) (Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Южная)

- На ПС 110 кВ Южная установлены два трансформатора:
- Т-1 типа ТДТН-20000/110/35/6 кВ мощностью 20 МВА, 1967 г.в.;
- Т-2 типа ТДТНГ-20000/110/35/6 кВ мощностью 20 МВА, 1959 г.в.

Максимальная за последние 5 лет (с 2015 по 2019 год) нагрузка на ПС 110 кВ Южная зафиксирована по данным контрольного замера 18 декабря 2019 года в 14-00 по мск, в объеме 29,28 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 110 кВ Южная, на суммарную максимальную мощность 5,37 МВт (реестр действующих ТУ на ТП прилагается).

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Южная с учетом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

29,28+(5,37*0,2/0,9)=30,47 МВА.

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129,7 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 8 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175), что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 6,3 МВт).

В качестве схемно-режимных мероприятий рассмотрены 2 варианта:

возможность перевода нагрузки 35 кВ (ПС 35 кВ Мельничная Падь и ПС 35 кВ Кузьмиха) на ПС 110 кВ Изумрудная;

перевод нагрузки по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник.

Учитывая предлагаемое ОАО «ИЭСК» решение о демонтаже ОРУ-35 кВ на ПС 110 кВ Изумрудная в связи с планируемой реконструкцией данной ПС и установкой трансформаторов 110/10/10 кВ для покрытия нагрузок по сети 10 кВ данного района, перевод нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Южная на питание от ПС 110 кВ Изумрудная не представляется возможным. Данная информация подтверждается письмом ОАО «ИЭСК» от 9 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1285.

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Южная по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник.

Общий объем переводимой нагрузки по существующей сети 6 кВ с шин 6 кВ ПС 110 кВ Южная на близлежащую ПС 110 кВ, составляет 4,9 МВА. Больший объем перевода нагрузки невозможен без выполнения дополнительных мероприятий по ПС 110 кВ Спутник в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 9 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1286 (реестр действующих ТУ на ТП с копиями договоров прилагается). При переводе нагрузки загрузка Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Южная составляет 25,57 МВА (108,8%). Необходимый объем ГАО – 1,86 МВт.

В соответствии с указанным письмом ОАО «ИЭСК» замена Т-1, Т-2 на ПС 110 кВ Южная на трансформаторы большей мощностью с сохранением ОРУ-35 кВ невозможно по причине ограничения по площадке данной ПС.

С учетом вышеизложенного для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Южная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

1. Реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой силового трансформатора 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА (анализ необходимости выполнения реконструкции ПС 110 кВ Спутник приведен ниже).

2. Строительство КЛ 6 кВ Южная – Спутник.

3. Реконструкция РУ 6 кВ с установкой 4 ячеек на ПС 110 кВ Спутник.

Анализ возможности перевода электроснабжения нагрузки с ПС 110 кВ Южная по сети 6 кВ на ПС 110 кВ Спутник:

На ПС 110 кВ Спутник установлены три трансформатора:

- Т-1 типа ТДН-15000/110/6 кВ мощностью 15 МВА, 1971 года выпуска;
- Т-2 типа ТДН-15000/110/6 кВ мощностью 15 МВА, 1971 года выпуска;
- Т-3 типа ТРДН-25000/110/6/6 кВ мощностью 25 МВА, 2001 года выпуска.

Максимальная суммарная нагрузка трансформатороы ПС 110 кВ Спутник за последние 5 лет (с 2015 года по 2019 год) зафиксирована по данным контрольного замера 21 декабря 2016 года в 06-00 по мск, в объеме 27,41 МВА.

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей к ПС 110 кВ Спутник, данные представлены в таблице 5 (реестр действующих ТУ на ТП с приложением копий ТУ на ТП мощностью свыше 670 кВт, утвержденных до 1 марта 2020 года, приведен в Приложении.

Таблица 5

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учётом Кр, кВт
Больше 670 кВт, в т.ч:	5950,0		2380
ЖК (многоквартирные дома)	5950,0	0,4	2380
До 670 кВт, в т.ч.:	1340,3		268,1
Юридические лица, ИП, прочие	1195,3	0,2	239,1
Физические лица (жилые дома, хозяйственнные постройки, гаражи)	145	0,2	29
Всего, кВт	7290,3		2648,1
Всего, МВА	8100,3		2942,3

Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Спутник с учетом реализации договоров ТП и применением коэффициентов реализации 0,2, 0,4 составит: 27,41+(5,95*0,4+1,34*0,2)/0,9=30,35 МВА.

В случае отключения наиболее мощносго трансформатора Т-3 25 МВА, суммарная загрузка двух оставшихся в работе трансформаторов составит 86,1 % (резерв мощности с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175 составит 4,4 МВт), что недостаточно для обеспечения возможности перевода нагрузки в объеме 6,3 МВт.

Вариант 2:

1. Строительство новой ПС 110 кВ Зеленый берег с переводом на нее нагрузки 35 кВ ПС 110 кВ Южная. Мощность трансформаторов рассчитывается из объема ГАО 1,86 МВт (2х6,3 МВА).

2. Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ для подключения новой ПС 110 кВ Зеленый берег.

Таблица 6.

	Вариант 1:	Вариант 2:
Мероприятия	Реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой силового трансформатора 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА: 50 млн руб. Строительство КЛ 6 кВ Южная – Спутник (4*1,5 км): 20,5 млн.руб. Реконструкция РУ 6 кВ с установкой 4 ячеек на ПС 110 кВ Спутник: 6 млн руб.	1. Стоимость СМР на строительство ПС 110/35/10 кВ Зеленый берег 2*6,3 МВА: 70 млн руб. 2. Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ ИГЭС-Шелехово 1,2 цепь (0,05 км): 0,64 млн руб.
ИТОГО КВЛ, млн руб.	76,5	70,64

По данным ОАО «ИЭСК» для ПС 110 кВ Зеленый берег ОАО «ИЭСК» в 2019 году приобретено и находится на складе филиала ЮЭС следующее оборудование: силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ. Подтверждающие документы о факте приобретения оборудования (акты от 30 ноября 2019 года № ЮЭС00004538, от 29 марта 2018 года № ЮЭС00000911, от 30 ноября 2018 года № ЮЭС00004526, от 29 декабря 2018 года № ЮЭС00005007), прилагаются.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить строительство ПС 110 кВ Зеленый берег с установкой двух трансформаторов по 6,3 МВА каждый с подключением по схеме «отпайка от ВЛ 110 кВ ИГЭС-Шелехово I, II цепь», как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов мощностью 2х25 МВА, а также письма Министерства от 16 апреля 2020 года № 02-58-4005/20, на ПС 110 кВ Зеленый Берег предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

5.3.5. Исключение перегрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Летняя и ПС 35 кВ Дачная

На ПС 110 кВ Летняя установлены два трансформатора ТДТН-16000 110/35/10 кВ, год ввода в работу – 1977 год.

От ПС 110 кВ Летняя по 35 кВ запитаны ПС 35 кВ Жемчужная, ПС 35 кВ Дачная, ПС 35 кВ Оптимист, ПС 35 кВ Зелёный Мыс, ПС 35 кВ Монолит, ПС 35 кВ 28км, ПС 35 кВ Пансионат. От шин 10 кВ ПС 110 кВ Летняя запитаны более 31 СНТ, посёлки Патроны и Еловый, центр радиоконтроля (объект с 1 категорией надёжности электроснабжения).

Максимальная нагрузка за последние 5 лет по ПС 110 кВ Летняя зафиксирована в 01-00 мск. 18 декабря 2019 года (данные контрольного замера) и составила 29,2 МВА.

В случае отключения одного трансформатора 110/35/10 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 110 кВ Летняя, загрузка оставшегося в работе трансформатора (с учетом применения коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов 1,175 - 18,8 МВА) составит - 155,3 %, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО - 9,4 МВт).

Мероприятием, направленным на ввод параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений, является перевод части нагрузки с ПС 110 кВ Летняя по сети 35-10 кВ на близлежащие ПС 110 кВ: Березовая, Молодежная, Сосновая.

Общий объем переводимой нагрузки по существующей сети 10 кВ с шин 10 кВ ПС 110 кВ Летняя на близлежащие ПС 110 кВ составляет 5,63 МВА. Больший объем перевода нагрузки невозможен в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 26.03.2020 № 06.060-10-4.23-1131 (приведен в Приложении 1), при переводе нагрузки загрузка Т-1, Т-2 ПС 110 кВ Летняя составит 23,57 МВА (125,4%). Необходимый объем ГАО – 4,3 МВт.

На существующей ПС 35 кВ Дачная установлен один трансформатор 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА ТМН-2500/35/10, 1986 г.в.

Максимальная нагрузка на ПС 35 кВ Дачная за последние 5 лет зафиксирована в 14-00 мск вр 18 декабря 2019 года (данные контрольного замера) и составила 2,65 МВА.

Имеются действующие нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 35 кВ Дачная на общую мощность 2,32 МВт (реестр ТУ на ТП прилагается), с учетом применения коэффициента реализации договоров (Кр=0,2) получаем мощность дополнительной нагрузки в размере: 0,464/0,9 = 0,52 МВА.

Таким образом, загрузка оставшегося в работе трансформатора на ПС 35 кВ Дачная составит – 126,3 % при длительно допустимой 117,5 %.

В 2018 году при техническом обследовании ПС 35 кВ Дачная (копия акта оценки тех.состояния от 1 августа 2018 года прилагается) было установлено, что ПС находится в неудовлетворительном состоянии.

Для исключения перегрузки Т-1 и Т-2 ПС 110 Летняя, Т-1 ПС 35 кВ Дачная рассмотрены два варианта:

Вариант 1:

1. Строительство ПС 35/10 кВ Дачная.
2. Строительство двухцепной ВЛ 35 кВ Сосновая – Дачная.
3. Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов 110/10 кВ 2*6,3 МВА на трансформаторы 110/35/10 кВ 2*16 МВ.
4. Строительство ВЛ 10 кВ Летняя - Дачная.

Вариант 2: сооружение ПС 110 кВ Дачная с переводом на нее всей нагрузки 35 кВ (в т.ч. ПС Дачная) и части нагрузки ПС 110 кВ Летняя (по сети 10 кВ). Мощность трансформаторов рассчитывается как 4,3 МВА (объем ГАО по ПС 110 кВ Летняя) и 3,1 МВА (нагрузка ПС 35 кВ Дачная) и составит 2х10 МВА.

Таблица 7.

	Вариант 1:	Вариант 2:
Мероприятия	1. Строительство ПС 35/10 кВ Дачная 2*10 МВА: 90 млн руб 2. Строительство ВЛ 35 кВ Сосновая-Дачная 2 цепи (2*18 км): 160 млн руб. 3. Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов на 110/35/10 кВ 2*16 МВА: 180 млн руб. 4. Строительство ВЛ 10 кВ Летняя-Дачная (8 км): 22,5 млн руб.	1. Стоимость СМР на ПС 110/35/10 кВ Дачная 2*10 МВА: 40 млн.руб. Оборудование для ПС Дачная (трансформаторы 110/35/10 кВ 2*25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафное оборудование) приобретено ОАО «ИЭСК» в 2019 году и находятся на складе филиала ЮЭС (подтверждающие документы приведены в Приложении 4) Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская 1,2 цепь (0,05 км): 0,64 млн руб.
ИТОГО КВЛ, млн. руб.	452,5	40,64

По данным ОАО «ИЭСК» в 2019 году обществом приобретены трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый для размещения на ПС 110 кВ Дачная (оборудование поставлено на 100% (силовые трансформаторы 2х25 МВА, ОРУ 110, КРУН-35, КРУН-10, БМЗ ОПУ, шкафное оборудования). Подтверждающие документы о факте приобретения оборудования (акты от 11 октября 2019 года № ЮЭС00003692, от 11 апреля 2019 года № ЮЭС00001235, от 28 февраля 2019 года № ЮЭС00000476, от 31 января 2019 года № ЮЭС00000135, от 13 марта 2019 года № ЮЭС00000656, от 28 июня 2019 года № ЮЭС00002218, от 30 августа 2019 года № ЮЭС00003010) прилагаются.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить строительство ПС 110 кВ Дачная с установкой двух трансформаторов по 10 МВА каждый с подключением к существующей ВЛ 110 кВ Восточная – Туристская I, II цепь, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов 2х25 МВА, а также письма Министерства от 16 апреля 2020 года № 02-58-4005/20, на ПС 110 кВ Дачная предлагается установка двух трансформаторов мощностью 25 МВА каждый. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

5.3.6. ПС 110 кВ Центральная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ Центральная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, то есть подстанции 110 кВ Центральная, Цимлянская, Печная и Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Центральная, включающую:

- реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

- реконструкцию ЗРУ-6/10 кВ с заменой ячеек 3 и 4 секции шин (КМ-1 и К-59) на современные малогабаритные ячейки.

5.3.7. ПС 500 кВ Иркутская (замена автотрансформатора АТ-9)

В настоящее время на ПС «Иркутская» находится в эксплуатации три типа групп однофазных автотрансформаторов 500 кВ:

- АТ-8 – 3х АОДЦТН-267000-500/220-У1
- АТ-9 – 3х АОДЦТГ-250000-500
- АТ-10 – 3х АОРТДЦТН-250000-500/220-УХЛ1

Группа автотрансформаторов АТ-8 обновилась в период 1991 года. Группа АТ-10 была заменена на новые автотрансформаторы в период 2011-2014 годов. При замене АТ, в связи с отсутствием РПН и ПБВ на оставшихся в работе АТ, не предусматривалась возможность использования РПН для регулировки напряжения. Фактически управление РПН выполнено от кнопки местного управления шкафа РПН АТ.

Группа автотрансформаторов АТ-9 была укомплектована из оставшихся самых лучших по характеристикам автотрансформаторов (в том числе демонтированных с АТ-8, АТ-10). Последняя замена была произведена в 2008г., когда АТ фазы «С» был забракован по результатам хромотографического анализа масла и заменен на резервный оставшийся после замены АТ-8.

На сегодняшний день группа автотрансформаторов АТ-9 укомплектована:

- АТ-9 фаза «А», АТ зав.№ 36938, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию, (54 года эксплуатации) изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1998 году. Начиная с 2005 года периодически в период летних температурных максимумов, происходит превышение концентрации в масле газов СО и СО2, что свидетельствует о старении изоляции, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «В», АТ зав.№ 36937, 1962 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 1981 году. Начиная с 2000 года периодически, происходит превышение концентрации в масле газов СО2, а с 2005года также наблюдается превышение концентрации в масле газов СО, что свидетельствует о перегревах твёрдой изоляции и ускоренном старении изоляции АТ, с целью снижения концентрации принимаются меры по поддержанию температурных режимов масла в пределах 30-350, что не всегда удаётся выполнить в период максимумов нагрузки и при ремонтных схемах.

- АТ-9 фаза «С», АТ зав.№ 36939, 1963 года изготовления, в 1963 году введён в эксплуатацию (54 года эксплуатации), изготовлен согласно специальным техническим условиям СТУ 72-30090 в соответствие требованиям разделов II и V ГОСТ 401-41, устройство РПН и ПБВ отсутствуют. Последний капитальный ремонт проводился в 2005 году. После проведённого капитального ремонта (до ремонта наблюдалось превышение концентрации в масле газов СО2) и поддержанию по возможности температурных режимов масла в пределах 30-350, замечаний по работе АТ на данный момент нет.

На основании вышеизложенного и в соответствии с РД 34.46.501. «Инструкции по эксплуатации трансформаторов» не допускается перегрузка АТ-9. В нормальной схеме АТ-9, АТ-8 и АТ-10 на ПС 500 кВ Иркутская работают параллельно. В связи с отсутствием РПН и ПБВ на АТ-9, недопустимо использование существующих РПН и ПБВ на АТ-8 и АТ-10 для регулировки напряжения на шинах 220 кВ. Для повышения надёжной работы ПС 500 кВ Иркутская и возможности задействования РПН для регулировки напряжения на шинах 220 кВ ПС 500 кВ Иркутская в автоматическом режиме, что требуют «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых постановлением Правительства Российской Федерации №937 от 13.08.2018г., необходимо выполнить замену АТ-9 и создание системы автоматики управления РПН АТ-8,9,10.

Замена АТ-9 на ПС 500 кВ Иркутская осуществляется без увеличения мощности АТ.

5.3.8. Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Ленино (реконструкция ОРУ 110 кВ с переносом Т-4 на новое место, реконструкция ЗРУ 6 кВ)

На существующей ПС 220 кВ Ново-Ленино (ОАО «ИЭСК») установлены следующие автотрансформаторы и трансформаторы:

- АТ-1 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 2000 г.в.;
- АТ-2 – АТДЦТН-125000/220/110/6, 1999 г.в.;
- Т-1 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.;
- Т-2 – ТДТНГ-31500/110/35/6, 1964 г.в.;
- Т-3 – ТРДН-32000/110/6, 1984 г.в.;
- Т-4 – ТДТН-31500/110/6, 1985 г.в.

Максимальная нагрузка за последние 5 лет на ПС 220 кВ Ново-Ленино зафиксирована по данным контрольного замера 21 декабря 2016 года в 15-00 по мск, в объеме 44,328 МВА:

- Т-1 – 19,336 МВА;

- Т-2 – 24,993 МВА.

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119,8 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175), что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 6,6 МВт).

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 220 кВ Ново-Ленино на общую суммарную мощность 13,557 МВт (реестр действующих ТУ на ТП прилагается).

Перспективная загрузка ПС 220 кВ Ново-Ленино с учётом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

Sпер = Sкз + Sту = 44,328+(13,557*0,2) = 47,338 МВА

При отключении одного из трансформаторов 110/35/6 кВ (Т-1 или Т-2) на ПС 220 кВ Ново-Ленино, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит –127,9%, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 9,3 МВт).

Существующая схема ЗРУ 6 кВ не позволяет переводить нагрузку Т-1 и Т-2 на существующие Т-3 и Т-4. Перевод нагрузки по сети 6 кВ на другие центры питания возможен в объеме не более 2,86 МВА (ограничения по загрузке КЛ 6 кВ), что недостаточно для снятия перегрузки. Небольшой объем переводимой на другие ЦП нагрузки обусловлен тем, что на каждую ячейку 6 кВ на ПС 220 кВ Ново-Ленино фактически подключено по несколько отходящих КЛ 6 кВ и, соответственно, возможен перевод на другой ЦП только целой группы КЛ 6 кВ, но это приводит к перегрузке КЛ 6 кВ. Данная информация подтверждается письмом ОАО «ИЭСК» от 17 апреля 2020 года № 06.060-10-4.23-1431.

В связи с вышесказанным планируется осуществить реконструкцию ПС 220 кВ Ново-Ленино, включающую реконструкцию ЗРУ 6 кВ с увеличением числа ячеек для подключения КЛ 6 кВ, с организацией 3 и 4 секции шин 6 кВ, а также с организацией связи (строительством вводов) ЗРУ 6 кВ не только с Т-1, Т-2, но и с Т-3, Т-4. что это позволит исключить перегрузку Т-1 и Т-2 при отключении одного из траснформаторов.

5.3.9. Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная

ПС 110 кВ Нагорная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ-110 Байкальская – Нагорная цепи I и II, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Нагорная и ПС 110 кВ Релейная.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Нагорная, включающую:

1. реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.

5.3.10. ПС 110 кВ Октябрьская

ПС 110 кВ Октябрьская по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками и/ или ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками, т.е. подстанции 110 кВ т.е. ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Цимлянская, ПС 110 кВ Печная и ПС 110 кВ Октябрьская.

Планируется осуществить реконструкцию ПС 110 кВ Октябрьская, включающую:

1. Реконструкцию ОРУ 110 кВ по типовой схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий, предусматривающую замену отделителей и короткозамыкателей на элегазовые выключатели с выносными трансформаторами тока.
2. Замену ячеек КРУН-6 кВ секции шин 1968-1985 года выпуска на современные малогабаритные ячейки.

5.3.11. Существующая схема электроснабжения Центрального района г.Братск.

На ПС 110 кВ Северная установлено два трансформатора 110 кВ:

- Т-1 – ТРДН-25000/110/10, 1990 г.в. (1990 – ввод в эксплуатацию);
- Т-2 – ТРДН-25000/110/10, 1990 г.в. (1990 – ввод в эксплуатацию).

Максимальная нагрузка за последние 5 лет на ПС 110 кВ Северная зафиксирована 21 декабря 2016 года в 15-00 по мск и составила 29,01 МВА (данные очередных контрольных замеров):

Максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Северная по данным внеочередных замеров зафиксирована 31 декабря 2019 года в 14-00 по мск, в объеме 29,82 МВА (данные внеочередного замера приведены в Приложении 1).

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,5 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 8 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175).

Имеются действующие, но еще нереализованные технические условия на технологическое подключение потребителей (далее ТУ на ТП) к ПС 110 кВ Северная на общую суммарную мощность 0,765 МВт (перечень действующих ТУ на ТП и копии ТУ на ТП приведены Приложении 2).

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Северная с учётом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

Sпер = Sкз + Sту = 29,82+(0,765*0,2)/0,9 = 29,99 МВА.

Таким образом, загрузка для Т-1 в режиме N-1 с учетом Кддп 1,175 составит 102,1 %, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 0,554 МВт).

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, т.к. распределительные сети 10 кВ центральной части города Братск обслуживает смежная ТСО АО «БЭСК», по информации которой (письмо от 07.04.2020 исх. № 1875, приведено в Приложении 3) возможность резервирования нагрузки ОАО «ИЭСК» по существующим КЛ 10 кВ АО «БЭСК» отсутствует.

Таким образом, для исключения перегруза Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Северная рассмотрены 2 варианта:

1. Строительство 4-х кабельных линий 10 кВ от РУ 10 кВ ПС 110 кВ Северная до РУ 10 кВ ПС 110 кВ Западная (перевод нагрузки в объеме 0,554 МВт).

2. Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой двух трансформаторов 110/10 кВ 2х25 МВА на трансформаторы 110/10 кВ 2х32 МВА.

Технико-экономическое сравнение вариантов выполнено с применением приказа Минэнерго РФ от 17 января 2019 года №10 и представлено в таблице 5.3.11..

Таблица 5.3.11.

	Вариант 1: Строительство КЛ 10 кВ ПС Северная – ПС Западная	Вариант 2: Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА
Мероприятия	Строительство 4-х кабельных линий связи между ПС 110 кВ Северная и ПС 110 кВ Западная КВЛ – 42 млн руб. Реконструкция ЗРУ 10 кВ ПС 110 кВ Западная с восстановлением двух резервных ячеек 10 кВ №16 и №28 и строительством двух новых линейных ячеек 10 кВ КВЛ – 4 млн руб. Реконструкция КРУН 10 кВ ПС 110 кВ Северная со строительством четырёх линейных ячеек 10 кВ КВЛ – 6 млн руб.	Стоимость СМР на демонтаж старых трансформаторов и монтаж новых 2*32 МВА: КВЛ – 47,5 млн руб. Трансформаторы 110/10 кВ 2*40 МВА для ПС Северная приобретены ОАО «ИЭСК» в 2019 году и находятся на складе филиала СЭС (подтверждающие документы приведены в Приложении 4)
ИТОГО КВЛ, млн. руб.	52	47,5

По данным ОАО «ИЭСК» приобретены трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый для размещения на ПС 110 кВ Северная.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить установку на ПС 110 кВ Северная двух трансформаторов 110/10 кВ 2*32 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Учитывая факт приобретения и получения ОАО «ИЭСК» трансформаторов 2х25 МВА, а также письма Министерства от 16 апреля 2020 года № 02-58-4005/20, на ПС 110 кВ Северная предлагается установка двух трансформаторов мощностью 40 МВА каждый. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики.

Кроме того, ПС 110 кВ Северная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждении оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, это приводит к кратковременному ограничению электроснабжения потребителей центрального района г. Братск, подключенных к ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I, II цепь с отпайками (ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Городская, ПС 110 кВ Западная). С учетом вышеизложенного, предлагается выполнить на ПС 110 кВ Северная замену ОД-110 и КЗ-110 на элегазовые выключатели 110 кВ в количестве 2 шт., и замену ячеек КРУ 10 кВ.

Для устранения несоответствия (подтверждающие документы представлены в Приложении 6) требованиям ПУЭ и обеспечения дальним резервированием защит трансформаторов Т-1 и Т-2 необходимо выполнить реконструкцию РЗ линий ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная II цепь с отпайками, питающих ПС 110 кВ Северная.

5.3.12. Строительство ПС 110 кВ Макарово (1х6,3 МВА).

От ПС 110 кВ Макарово, которая была временно смонтирована на базе комплексной передвижной подстанции на автоходу (установлена на автомобильном трале), выполнено электроснабжение посёлков Макарово, Балашово и Кривая лука, год выпуска 1979, тип ПКТПА-2500/110 с трансформатором ТМН-6300/110/10-71У1 1977 года выпуска (установлен на железобетонных плитах без маслоприёмника). ОРУ 110 кВ ПС также выполнено на автоходу по упрощённой схеме, защита со стороны 110кВ осуществляется ограничителями перенапряжения и плавкими вставками. КРУН 10кВ с

выкатными масляными выключателями ВММ-10-400 У2 1973 года выпуска не имеет свободных ячеек для подключения дополнительных ВЛ 10кВ.

Подстанция установлена в лесном массиве неподалёку от ВЛ 110 кВ Лена – Верхнемарково – Киренск и введена в работу в августе 1990 года (как временная).

Кроме того, до ближайшего населённого пункта Макарово 13 км по пересечённой местности. В период весеннего половодья при разливе р. Лена проезд к подстанции невозможен. Поэтому в случае аварийного отключения возможны длительные перерывы электроснабжения социально-значимых объектов, расположенных в населённых пунктах Макарово, Балашово и Кривая Лука.

В соответсвии с заключением, приведенном в акте от 30 апреля 2018 года технического освидетельствования (прилагается), оборудование ПС 110 кВ Макарово находится в неудовлетворительном состоянии, в связи с чем требуется проектирование и сооружение новой ПС.

С учетом изложенного предлагается сооружение ПС 110/10 кВ Марково без увеличения трансфрматорной мощности (1х6,3 МВА).

5.3.13. Модернизация ПС 220 кВ Лена (реконструкция АЧР).

Текущая ситуация

- требование Филиала АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ (письмо от 16 июля 2018 года №Р74-62-I-2-19-2201) о необходимости реализации блокировки по скорости снижения частоты на подстанциях ОАО «ИЭСК»;

- план-график реализации блокировок устройств АЧР по скорости снижения частоты на ПС ОАО «ИЭСК» от 17 сентября 2018 года.

Решение проблемы:

- во исполнение п.5.4.1 ПТЭ, а также для исключения излишних отключений потребителей ПС Лена (г.Усть-Кут) требуется выполнить реконструкцию автоматической частотной разгрузки на ПС 220 кВ Лена, с заменой на микропроцессорное устройство с реализацией блокировки по скорости снижения частоты, (1 комплект).

5.3.14. Модернизация ПС 220/35/10 кВ Сибирская (замена выключателей 220 кВ в количестве 2 шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС Сибирская масляные выключатели ВМ-220 Т-1,2 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказа во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ Сибирская ВМ-220 Т-1,2 на элегазовые в количестве 2 шт.

5.3.15. Модернизация ПС 220/110/10 кВ БЛПК (замена выключателей 220 кВ 3шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС БЛПК масляные выключатели ВМ-220 БрАЗ-5 (АТ-1), ВМ-220-239 (АТ-2), СВМ-220 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказа во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ БЛПК ВМ-220 АТ-1,2, СВМ-220 на элегазовые в количестве 3 шт.

5.3.16. Модернизация ПС 220/6 кВ № 6 (замена выключателей 220 кВ 2 шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС №6 масляные выключатели ВМ-220-245, ВМ-220-246 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения

С целью исключения рисков отказов во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ №6 выключателей 220 кВ на элегазовые в количестве 2 шт.

5.3.17. Модернизация ПС 220/35/6 кВ № 3 (замена выключателей 220 кВ 2 шт.)

Текущая ситуация:

- на ПС №3 масляные выключатели 220 кВ Т-1,2 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказов во включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ №3 выключателей 220 кВ на элегазовые (2 шт).

5.3.18. Модернизация ПС 220/35/10 кВ Покосное

Текущая ситуация:

- нарушение требований п.п. 3.2.15 и 3.2.25 ПУЭ в части устройств РЗ ЛЭП 220 кВ, примыкающих к ПС 220 кВ Покосное;

- трансформаторы Т-1,2,3 ПС Покосное включены в утверждённый Филиалом АО «СО-ЕЭС» Иркутское РДУ перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты;

- имеются дефекты коммутационного оборудование 220 кВ Т-1,2;

- существующая схема ОД-КЗ не позволяет обеспечить возможность выполнения переключений с целью вывода в ремонт или ввода в работу ВЛ 220 кВ №232 или ВЛ 220 кВ №233 без снятия нагрузки, что приводит к регулярному ограничению электроснабжения потребителей Братского района, о чём свидетельствуют неоднократные обращения потребителей с жалобами на перерывы электроснабжения.

Потенциальные риски в себя включают отсутствие дальнего резервирования защит трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС Покосное, в случае нарушения режима работы оборудования ПС Покосное, может привести к развитию аварии, повреждению оборудованию ПС и обесточиванию потребителей Братского района, а также разрыву транзита 220 кВ (ВЛ-232 – ВЛ-233)

Решение проблемы:

- выполнить модернизацию ПС 220/35/10 кВ Покосное с заменой ОД и КЗ 220 кВ на элегазовые выключатели в количестве 2 шт.;

- для устранения несоответствия требованиям ПУЭ и обеспечения дальним резервированием защит трансформаторов Т-1 и Т-2 необходимо выполнить реконструкция релейной защиты и автоматики с выносом панелей в ОПУ.

5.3.19. Модернизация ПС 220/110/10 кВ Опорная

5.3.19.1. Замена выключателей 110 кВ (6шт).

Текущая ситуация:

- в ходе разработки проектной документации по титулу «Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ БЛПК – Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Опорная. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ БЛПК» вывялено несоответствие номинальных токов первичного оборудования ПС 220 кВ Опорная токам КЗ, значительно возрастающим после строительства данной ВЛ;

- существующие выключатели 110 кВ ВМ-110 ЦКК-1,2,3,4,5, ШСВ-110 явялются масляного типа.

С целью исключения рисков повреждения оборудования, а также отказа в включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ Опорная выключателей 110 кВ в количестве 6 шт.

5.3.19.2. Замена выключателей 220 кВ (2 шт.).

Текущая ситуация:

- на ПС Опорная масляные выключатели ВМ-220 АТ-1,2 находятся в неудовлетворительном состоянии, кинематическая система выключателей У220 выработала свой ресурс, однофазные приводы выключателя требуют регулировки после каждой операции включения/отключения.

С целью исключения рисков отказа в включении масляных выключателей требуется замена на ПС 220 кВ Опорная ВМ-220 АТ-1,2 на элегазовые в количестве 2 шт.

5.3.20. Модернизация Братский ПП ОАПВ ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569) и ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570)

В соответствии с протоколом совещания Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Иркутское РДУ, ОАО «ИЭСК» и ОАО «Иркутскэнерго» на тему «Реализация однофазного автоматического повторного включения на ВЛ 500 кВ в энергосистеме Иркутской области» 11.04.2012г. и письмом филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири №04-612-II-1-19-5450 от 27.08.2019г. «О графике реализации ОАПВ на ВЛ 500 кВ» ОАО «ИЭСК» взяло на себя обязательства по оснащению всех ВЛ 500 кВ устройствами ОАПВ, согласно утверждённому графику необходимо выполнить реконструкцию РЗА Братский ПП 500 кВ.

С целью исполнения п.178 «Правил технологического функционирования электроэнергетических систем», утверждённых ПП РФ от 13.08.2018г. №937, а также повышения устойчивости работы Иркутской энергосистемы посредством оснащения ВЛ 500 кВ устройствами однофазного повторного включения предлагается выполнить модернизацию устройств релейной защиты ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569) и ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570) с заменой существующих устройств РЗА современными, включающими устройства ОАПВ.

5.4.1. Реконструкция ПС 110 кВ Карлук (замена Т-1, КРУН-10 кВ)

На существующей ПС 110 кВ Карлук установлены два трансформатора 110 кВ:

- Т-1 – ТДТН-16000/110/35/10, 1995 г.в. (1996 – ввод в эксплуатацию)

- Т-2 – ТДТН-25000/110/10, 2011 г.в. (2011 – ввод в эксплуатацию)

По стороне 110 кВ ПС 110 кВ Карлук имеет типовую схему 110-4Н «два блока с неавтоматической перемычкой со стороны линий».

Максимальная за последние 5 лет (с 2015 по 2019 год) нагрузка на ПС 110 кВ Карлук по данным очередных контрольных замеров зафиксирована 18.12.2019 в 01-00 по мск, в объеме 23,38 МВА.

Максимальная за последние 5 лет (с 2015 по 2019 год) нагрузка на ПС 110 кВ Карлук по данным внеочередных замеров зафиксирована 03 февраля 2020 года в 16-00 по мск, в объеме 26,81 МВА (данные внеочередного замера прилагаются).

В период с 2015 по 2020 годы заключено, но не исполнено 471 договоров технологического присоединения (реестр действующих ТУ на ТП и копии ТУ свыше 670 кВт прилагается) на общую суммарную мощность 12,827 МВт. Перспективная загрузка ПС 110 кВ Карлук с учётом реализации договоров ТП и применением коэффициента реализации 0,2 составит:

Sпер = Sкз + Sту = 26,81+(12,827*0,2)/0,9 = 29,66 МВА.

В случае отключения одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148,3 %, при длительно допустимой 125%, что повлечет необходимость ввода ограничения режима потребления существующих потребителей (объем ГАО – 8,7 МВт)

Схемно-режимных мероприятий, позволяющих снизить загрузку трансформаторов до допустимых значений (перевод нагрузки, деление сети) нет, по причине отсутствия кольцевых связей, перегрузки ЛЭП 10 кВ и близлежащих центров питания 35-110 кВ (в соответствии с письмом ОАО «ИЭСК» от 6 октября 2017 года №06.060 10 4.23, прилагается).

После ввода ПС 220 кВ Столбово с ВЛ 35 кВ Столбово – Садоводство и строительства запланированной ПС 35/10 кВ Садоводство в соответствии с вышеназванным письмом ОАО «ИЭСК» будет возможен перевод нагрузки с ПС 110 кВ Карлук на ПС 35/10 кВ Садоводство (ВЛ 10 кВ Карлук – Садоводство) в объеме 8,5 МВА.

С учётом осуществления перевода нагрузки на ПС Столбово, загрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Карлук в режиме №-1 составит 105,8 %.

Таким образом, исключение перегрузки трансформаторного оборудования на ПС 110 кВ Карлук в схемно-режимной ситуации при отключении одного из существующих трансформаторов может быть выполнено посредствам реализации одного из вариантов:

1. Строительство новой ПС 35 кВ и ЛЭП 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово и перераспределение нагрузки с ПС 110 кВ Карлук;

2. Замена на ПС 110 кВ Карлук трансформатора 16 МВА на трансформатор 25 МВА.

Технико-экономическое сравнение вариантов выполнено с применением приказа Минэнерго России от 17 января 2019 года №10 и представлено в таблице 5.4.1..

Таблица 5.4.1.

	Вариант 1: Строительство новой ПС 35 кВ (2х6,3 МВА) и ЛЭП 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово	Вариант 2: Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформатора Т-1 1х16 МВА на 1х25 МВА
Мероприятия	Строительство новой ПС 35/10 кВ: строительство ОРУ 35 кВ; строительство ЗРУ 10 кВ; установка тр-ров 2х6,3 МВА. (КВЛ – 92 млн.руб.) Строительство 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово (2,7 км) (КВЛ – 16 млн.руб.)	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук: замена трансформатора Т-1 1х16 МВА на 1х25 МВА; замена КРУН-10 кВ. (КВЛ – 73 млн.руб.)
Капиталовложения, млн. руб.	108	73

К реализации принят вариант замены на ПС 110 кВ Карлук трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

5.4.2. ПС 110 кВ Жигалово (Реконструкция с заменой трансформатора Т-16,3 МВА на 10 МВА).

Центром питания для электроснабжения объектов в п. Жигалово является подстанция 110/20/10 кВ Жигалово.

От данного центра питания осуществляется электроснабжение 17 населенных пунктов, 65 КТП 20/0,4 кВ и 10/04 кВ и 41 социально значимых объектов. Основной потребитель – ТСО ОГУЭП «Облкоммунэнерго».

Максимальная нагрузка за последние 5 лет (с 2015-2019 годов) на ПС 110 кВ Жигалово по данным контрольного замера была зафиксирована 21 декабря 2016 года в 06-00 по мск. по стороне 110 кВ Т-1, Т-2 и составила 10,44 МВА.

Т-1 – 4,99 МВА (Р = 4,71 МВт Q = 1,64 Мвар);

Т-2 – 5,45 МВА. (Р = 5,23 МВт Q = 1,53 Мвар).

На существующей ПС 110 кВ Жигалово установлены два трансформатора 110/20/10 кВ: Т-1 мощностью 6,3 МВА (установлен в 1973 году) и Т 2 мощностью 10 МВА (установлен в 1975 году). В случае отключения одного трансформатора (Т-2), загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 141,1 %, с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) согласно Приказа Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 (в зимний период коэффициент равен 1,175).

В настоящее время при отключении одного трансформатора необходим ввод ограничения режима потребления существующих потребителей в объеме 2,7 МВт.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют. В соответствии со схемой района прилегающей электрической сети электрические связи с другими центрами питания отсутствуют, то есть отсутствует возможность резервирования нагрузки от других центров питания.

В период с 2018 по 2020 годы заключено, но не исполнено 35 договоров технологического присоединения (реестр ТУ на ТП с копиями ТУ на ТП свыше 670 кВт прилагается) на общую суммарную мощность 4,54 МВт.

Таблица 5.4.2.

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учетом Кр, кВт
Свыше 670 кВт, в т.ч.:	870		348
Социальные объекты (техникум с общежитием)	870	0,4	348
До 670 кВт, в т.ч.:	3666,6		733,32
Социальные объекты	2988,7	0,2	597,74
ЮЛ, ИП, прочие	490,9	0,2	98,18
ФЛ (жилые дома, квартиры и пр.)	187	0,2	37,4
Всего, кВт	4536,6		1081,32
Всего, МВА	5040,67		1201,47

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Жигалово с учётом реализации ТУ на ТП и применением коэффициентов реализации 0,2 и 0,4 составит 10,44 + 1,2 = 11,64 МВА.

Таким образом, после замены трансформатора Т-1 на 10 МВА, при отключении одного трансформатора, загрузка оставшегося в работе трансформатора (с учетом применения коэффициента длительно допустимой перегрузки 1,175) составит 99 %.

Как было указано выше, до ближайших центров питания – ПС 110 кВ Качуг и ПС 110 кВ Новая Уда расстояние составляет 113 км и 136 км соответственно, в связи с чем отсутствует возможность выполнить перераспределения нагрузки по сетям 10 кВ, 20 кВ между центрами питания за счет нового строительства для исключения необходимости замены на ПС 110 кВ Жигалово трансформатора 110/20/10 кВ: Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

Установка БСК на шинах 10 кВ, 20 кВ ПС 110 кВ Жигалово для снижения реактивной составляющей тока не является достаточным мероприятием, снижающим загрузку оставшегося в работе трансформатора.

По данным контрольного замера 21 декабря 2016 года 6-00 по мск с учетом полной компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ, 20 кВ в объеме 3,17 Мвар при отключении на ПС 110 кВ Жигалово Т-2 перегрузка, оставшегося в работе Т-1 мощностью 6,3 МВА составит 134,3%.

С учетом вышеизложенного, для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить замену на ПС 110 кВ Жигалово силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА. Альтернативные мероприятия отсутствуют.

5.4.3. ПС 110 кВ Никольск (замена трансформатора Т-1 6,3 МВА на трансформатор аналогичной мощности с РПН, замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов)

ПС 110 кВ Никольск питается от ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск и ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск. На ПС установлены:

- Т-1 110/10 кВ – ТМ-6300 с ПБВ 110±2х2,5%, 1974 года выпуска;
- Т-2 110/10 кВ – ТДТН-10000 с РПН 115±9х1,78%.

Для обеспечения качества электрической энергии у потребителей, уровень напряжений на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск должен составлять 10,6 кВ в режиме наибольших нагрузок и10,4 кВ в режиме наименьших нагрузок.

Уровень напряжения на шинах 110 кВ Иркутской ТЭЦ-10 в течение года находится в пределах 121,3 – 118,9 кВ. Из-за недостаточного диапазона регулирования ПБВ на Т-1 (I положение коэффициент 10.5) напряжение на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск превышает 11,5 кВ. Для обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей, в течение всего года в работе находится Т-2 (10 МВА). По причине дефекта РПН Т-2, регулирование напряжения выполняется через шаг с отключением трансформатора (заключение филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС» прилагается), что не позволяет выдерживать необходимый диапазон напряжений на шинах 10 кВ. При выводе в ремонт Т-2 и плановых работах на СШ 110 кВ ПС 110 кВ Никольск питание ПС 110 кВ Никольск производится от ПС 110 кВ Усть-Орда. При данном режиме уровень напряжения на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Никольск также выше 11 кВ. В результате не обеспечено качество электроэнергии у потребителей, в том числе, у крупного социально-значимого потребителя - психиатрическая больница «Сосновый бор».

В связи с вышесказанным предлагается реконструкция ПС 110 кВ Никольск в следующем объеме:

- замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности (6,3 МВА) с РПН 115± 9х1,78%;
- ремонт (замена) устройства РПН Т-2;
- замена ОД 110 кВ на ЭВ 110 кВ с реконструкцией защит трансформаторов.

5.4.4. ПС 110 кВ Черноруд (реконструкция, перевод на проектную схему)

Электроснабжение поселков и баз отдыха побережья Малого моря Ольхонского района осуществляется от ПС 110 кВ Черноруд и ПС 110 кВ Еланцы.

Существующая ПС 110 кВ Черноруд имеет схему с двумя трансформаторами:

Т-1 110/35/10 кВ 16 МВА (2013 г.в.);

Т-2 35/10 кВ 4 МВА (1984 г.в.).

Максимальная нагрузка по данным контрольного замера на ПС 110 кВ Черноруд зафиксирована в 14-00 мск. 18.12.2019 в объеме 3,27 МВА:

Т-1 – 3,27 МВА;

Т-2 – 0 МВА.

В случае отключения трансформатора Т-1, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 69,6 % = (3,27/(4*1,175)*100) с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности) по Приказу Минэнерго России от 08 февраля 2019 года № 81 – в зимний период коэффициент равен 1,175).

Питание Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд осуществляется по следующей схеме:

- Т-1 – отпайкой от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь;

-Т-2 – от ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир, участок которой от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд выполнен в габаритах 110 кВ с подвеской провода участка ВЛ на общих опорах с отпайкой 110 кВ от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I цепь на ПС 110 кВ Черноруд.

Имеются действующие, но еще нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 110 кВ Черноруд (реестр ТУ на ТП, а также копии ТУ на ТП свыше 670 кВт приведены в Приложении) на общую мощность 4,6 МВт:

Таблица 5.4.4.

Потребители	Максимальная мощность по ТУ на ТП, кВт	Коэффициент реализации (Кр)	Максимальная мощность по ТУ на ТП с учетом Кр, кВт
Свыше 670 кВт, в т.ч.:	750		300
Школа-сад	750	0,4	300
До 670 кВт, в т.ч.:	3844,48		768,9
ЮЛ, ИП, прочие	1267	0,2	253,4
ФЛ (жилые дома, домовладения и пр.)	2577,48	0,2	515,5
Всего, кВт	4594,48		1068,9
Всего, МВА	5104,98		1187,67

Перспективная загрузка ПС 110 кВ Черноруд с учётом реализации ТУ на ТП и применением коэффициентов реализации 0,2 и 0,4 составит:

Sпер = 3,27+1,19 = 4,46 МВА (загрузка 94,9 % с учетом коэффициента ДДП 1,175).

Кроме того, имеются действующие, но еще нереализованные ТУ на ТП потребителей от ПС 35 кВ Хужир (реестр ТУ на ТП приведен в Приложении) на общую мощность 7,06 МВт с учетом применения коэффициента реализации Кр=0,2 получаем перспективную нагрузку по ПС Хужир равную = (7,06*0,2)/0,9 = 1,57 МВА.

Возможности применения схемно-режимных мероприятий в части перевода нагрузки в районе ПС 110 кВ Черноруд нет в связи с отсутствием связей по сети 6-35 кВ.

От ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир осуществляется питание ПС 35 кВ Хужир (2х4 МВА) (о. Ольхон), ПС 35 кВ Паромная переправа (1х0,4 МВА), ПС 35 кВ Семь сосен (1х0,1 МВА), ПС 35 кВ КФХ Венцак (1х0,1 МВА) и Т-2 ПС 110 кВ Черноруд. По условиям селективности РЗА (по условиям настройки релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы) максимальный допустимый ток по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир со стороны ПС 110 кВ Еланцы составляет 135 А (8,2 МВА).

Из-за частых аварийных отключений ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы с отпайками I цепь нагрузка ПС 110 кВ Черноруд переключается на ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (подтверждающие документы приведены в Приложении 3).

Нагрузка в ремонтной схеме в зимний максимум по ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир (Б) увеличивается свыше 135 А (свыше 8,2 МВА), что не позволяет обеспечить настройку релейных защит дальнего резервирования со стороны ПС 110 кВ Еланцы, а усиление ближнего резервирования на ПС 35 кВ и оснащение ВЛ 35 кВ основными защитами с абсолютной селективностью требует выполнения дорогостоящих мероприятий на 6 ПС (установку 3-х выключателей 35 кВ на 3-х ПС, организация каналов связи РЗА, установку новых защит, реконструкцию СОПТ). Кроме того, длина ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир Б составляет 90 км, с ростом нагрузки падение напряжения составит 14%, что приведет к проблемам качества напряжения у потребителей, соответственно потребуется установка БСК с АОСН. Перегрузка по току трансформатора Т-2 ПС 110 кВ Черноруд в данном режиме с учетом ТУ на ТП, в которых предусмотрены мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Черноруд, и эффектом совмещения максимума нагрузок составляет 7 % сверх длительно допустимого значения. Мероприятия по реконструкции РЗА не снимают проблему перегрузки в зимних режимах трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд.

Еще одним вариантом для устранения «узких мест» существующей схемы ПС 110 кВ Черноруд в ремонтной схеме, связанных с проблемами в РЗА и перегрузкой по току трансформатора Т-2 35/10 кВ ПС 110 кВ Черноруд в режиме зимних максимальных нагрузок, является реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему с переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, а именно:

с заменой трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ;

с реконструкцией ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ (под три присоединения: Т-1, Т-2, ВЛ 35 кВ);

переводом участка от оп.1 до оп.286 ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир на проектное напряжение 110 кВ:

с образованием отпайки 110 кВ на ПС 110 кВ Черноруд от ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы II цепь (от оп.423 двухцепной ВЛ 110 кВ Баяндай – Еланцы I, II цепь с отпайками до оп.286 двухцепной отпайки на ПС 110 кВ Черноруд, для перевода которой на 110 кВ, строительство участков ВЛ 110 кВ не требуется, достаточно переделать шлейфы на переходной оп.423 с ВЛ 35 кВ на ВЛ 110 кВ, и организовать заходы на ячейку 110 кВ нового Т-2 от ближайшей оп.286);

с образованием ВЛ 35 кВ Черноруд – Хужир с отпайками, реконструкция существующей ВЛ 35 кВ не требуется, достаточно переделать заходы от реконструируемого ОРУ 35 кВ до ближайшей оп.1.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Черноруд после выполнения вышеуказанных мероприятий составит 10,42 МВА: 3,27 МВА (собственная существующая нагрузка ПС Черноруд) + 4,39 МВА (нагрузка переводимой ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир) + 1,19+1,57 (нагрузка по утверждённым, но нереализованным ТУ на ТП по ПС Черноруд и ПС Хужир). С учетом эффекта совмещения нагрузок мощность вновь устанавливаемого трансформатора составит 16 МВА.

Выполним технико-экономическое сравнение вариантов:

Вариант А:

- замена на ПС 110 кВ Черноруд существующего трансформатора Т-2 35/10 кВ 4 МВА на трансформатор 6,3 МВА – ориентировочная стоимость 15 млн. руб.;

- установка БСК на ПС 35 кВ Хужир 2х1 МВА с АОСН и на ПС 110 кВ Черноруд 2х1 МВА с АОСН – ориентировочная стоимость 2х7,5=15 млн. руб.;

- организация ВЧ-канала связи на 6 ПС 35 кВ с ВЧ-обработкой на 4-х ПС 35 кВ с установкой 7 комплектов основных ВЧ-защит – ориентировочная стоимость 25 млн. руб. Вариант организации каналов ВОЛС дороже, т.к. требуется подводная прокладка ВОЛС на о. Ольхон.

- реконструкция 3-х ПС 35 кВ с установкой выключателей 35 кВ, защит трансформаторов, СОПТ – ориентировочная стоимость 3х5=15 млн. руб.;

Итого 70 млн. руб.

Вариант Б: реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему – ориентировочная стоимость 60 млн. руб., в составе:

- установка трансформатора Т-2 110/35/10 кВ 16 МВА на ПС 110 кВ Черноруд – ориентировочная стоимость 25 млн. руб.;

- реконструкция ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ на ПС 110 кВ Черноруд, переключение ВЛ 110 кВ и 35 кВ – ориентировочная стоимость 35 млн. руб.

Итого 60 млн. руб.

Итого, с учетом выполненного технико-экономического сравнения, предлагается выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Черноруд с переводом на проектную схему (с заменого трансформатора 35/10 кВ на 110/35/10 кВ 16 МВА), переводом участка ВЛ 35 кВ на 110 кВ, переводом питания ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир от ПС 110 кВ Черноруд, как более экономически выгодный по капитальным затратам.

Также отмечаем, что в этом варианте ниже эксплуатационные затраты на РЗА и потери электроэнергии (в связи с переводом участка ВЛ протяженностью около 40 км с 35 кВ на 110 кВ).

5.5.1. ПС 220 кВ Черемхово (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 220 кВ Черемхово участвует в транзите 500-220-110 кВ Братск-Иркутск, является центром питания электрических сетей Черемховского района. От ПС 220 кВ Черемхово по 110 кВ запитаны ПС 110 кВ Жаргон, ПС 110 Кутулик, ПС 110кВ Забитуй (Иркутская дистанция электроснабжения (ЭЧ-5) ВСДЭ ОАО «РЖД»), ПС 110кВ Оса, (филиала ОАО «ИЭСК» ВЭС).

На ПС 220 кВ Черемхово установлены два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110 кВ, 1996 и 1997 года ввода в работу, и два трансформатора ТДТН-80000/110/35/6, 1996 и 2011 года ввода в работу.

На ПС 220 кВ Черемхово основная защита транзитных линий 220 кВ и 110кВ ДФЗ-201, введена в эксплуатацию в 1983 году, и резервная защита ЭПЗ-1636, введена в эксплуатацию в 1976 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, что увеличивает время ремонта и снижает его качество (замена на б/у элементы). Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов устройств РЗА. Имеется заключение о работе РЗА на ПС 110 кВ Черемхово от 10.06.2018 (копия прилагается). К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты линий 35 кВ Зерновое, ТЭЦ-12 А, Б введённые в 1956 году, а также все РЗА, кроме прошедших реконструкцию за последние годы.

Учитывая, что выключатели 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и другие 1956 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой. Это относится и к трансформаторам напряжения 220 кВ 110 кВ 35 кВ, 1964 года выпуска. Шинные и линейные разъединители 220 кВ и 110 кВ транзитных линий и линий 35кВ 6 кВ эксплуатируются часть с 1956 года, часть 1972 года и 1980 года.

Общее состояние строительных конструкций здания главного щита управления ПС 220 кВ Черемхово, ЗРУ-6кВ ПС 220 кВ Черемхово, здания релейной защиты ПС 220 кВ Черемхово оценивается как ограниченно-работоспособное.

Кабельные трассы на ОРУ-220кВ, ОРУ-110 кВ, ОРУ-35 кВ эксплуатируются с 1956 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%). Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные и силовые кабели, что приводит к отказам оборудования и аварийному отключению потребителей. Акт осмотра приведен в приложении к утвержденной Указом Губернатора Иркутской области от 22.08.2019 № 183-уг Схеме и программе развития энергосистемы Иркутской области на 2020-2024 годы.

Исходя из вышеизложенного и во избежание рисков повреждения оборудования, требуется реконструкция ПС 220 кВ Черемхово:

- выполнить реконструкцию ОРУ 220, 110, 35 кВ и ЗРУ-6 кВ с заменой оборудования, выработавшего свой ресурс, и дальнейшая эксплуатация которого может привести к его аварийному повреждению;

- выполнить реконструкцию РЗА 220, 110, 35 кВ с заменой кабельных связей, строительством нового здания ГЩУ и РЩ;

Состав заменяемого оборудования определить при выполнении инженерного обследования специализированной организацией. Технические решения уточнить при разработке ПСД. Разработка ПСД будет осуществлена в 2020 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2021-2024 годах.

5.5.2. ПС 110 кВ Цемзавод (реконструкция ОРУ и РЗА)

ПС 110 кВ Цемзавод участвует в транзите 110 кВ ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I цепь, ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод II цепь, ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками, ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками. ПС 110 кВ Цемзавод является центром питания электрических сетей, питающих потребителей I категории ГСК ОАО «Саянскхимпласт», II категории ООО «Ангарский цемент», ООО «Стройпремиум», ООО «Востокнефтепровод», ООО «Невская косметика». От ПС 110 кВ Цемзавод по 35 кВ запитаны ПС 35 кВ Усть-Балей (филиала ОАО «ИЭСК» «Восточные электрические сети», ПС 35 кВ УПС-11 ООО «Стройкомплекс».

На ПС 110 кВ Цемзавод установлены два трансформатора ТДТН-40000 110/35/6 кВ, 1976 год ввода в работу и ТДТГ-60000/110/35/6 год выпуска 1957.

Т-1 – ТДТГ-60000 110/35/6 кВ, год ввода в работу – 1960 на трансформатор установлено устройство переключений ответвлений ПБВ +-2*2,5%.

Т-2 ТДТН-40000 110/35/6 кВ, год ввода в работу - 1976. На трансформатор установлено устройство переключений ответвлений РПН +-9*1,78%, ПБВ +-2*2,5%.

Из-за разной мощности трансформаторов 40 МВА и 60 МВА, а также разных схем соединения обмоток 35 кВ невозможна их параллельная работа, поэтому перевод питания с одного трансформатора на другой по 35 кВ производится с полным отключением потребителей.

Кроме того, существующая ПС 110 кВ Цемзавод имеет ряд конструктивных особенностей. В связи с расположением ОРУ-110 в зоне интенсивного загрязнения два раза в год производится чистка оборудования от цементной пыли с отключением потребителей. Длительность чистки по графику составляет 25-30 календарных дня. Так как ПС 110 кВ Цемзавод транзитная в период ремонтной компании производится корректировка ремонтных работ на объектах, находящихся в транзите.

Цементная пыль имеет высокую адгезию и, оседая на изоляцию, снижает её изоляционные свойства. По этой причине на ОРУ-35 кВ часто повреждается оборудование 35 кВ (ТТ-35, ТН-35, подвесная изоляция), а также выходит из строя кабельная линия 35 кВ потребителя. За период с 2014 по 2018 год было 7 аварийных ситуаций, связанных с нарушением (пробоем) изоляции и возникновением режима однофазного замыкания на землю на системах шин 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод.

На ПС 110 кВ Цемзавод основная ДФЗ-201 и резервная защита ЭПЗ-1636 транзитной линий 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирская с отпайками 1981 года выпуска введена в эксплуатацию в 1983 году. При техническом обслуживании производилась замена вышедших из строя элементов устройств, отмечены предельные характеристики и механический износ некоторых узлов. Некоторые элементы устройств сняты с производства, поэтому найти их становиться сложно, а иногда невозможно. Дальнейшая эксплуатация увеличивает вероятность внезапных и деградационных отказов защит линий. К таким снижающим надёжность РЗА защит и превышающий ресурсный срок эксплуатации относятся защиты ПЗ-2 ВЛ 35 кВ Цемзавод – Усть-Балей I и II цепь, введённые в 1983 году, а также все РЗА, кроме недавно прошедших реконструкцию.

Учитывая, что выключатели 110 кВ транзитных линий и другие 1956-1961 годов изготовления, встроенные в них трансформаторы тока имеют сниженную изоляцию вторичных цепей, находящуюся на границе допустимой (это относится и к трансформаторам тока стороны 35 кВ, года выпуска которых 1964, 1972).

Кабельные трассы на ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ эксплуатируются часть с 1958 года, часть 1972 года. Физический износ кабельной трассы составляет на данный момент 100%. Вследствие длительной эксплуатации произошло старение изоляции контрольных кабелей релейной защиты и автоматики, участились случаи повреждения изоляции жил. Разрушается бетон, повреждая контрольные кабели, что приводит к отказам оборудования и недоотпуску эл.энергии потребителю. Отчеты ООО «Профи-Град» по результатам инженерного обследования фундаментов ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Цемзавод от 21.09.2015 Инв № 700В140449, фундаментов ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Цемзавод от 21.09.2015 Инв № 700В140450, Заключение о работе РЗА на ПС 110 кВ Цемзавод от 09.08.2010, Технический отчет 21-2016/2 ООО «Сибпроектконструкция» ОАО «ИЭСК» Центральные электрические сети инв. От 2016 г. № 700В110096 «Комплексное обследование», прилагаются.

На основании вышеизложенного, необходима:

комплексная реконструкция ПС 110 кВ Цемзавод с переводом ее с открытого на закрытый тип в железобетонных модулях с реконструкцией РЗА;

замена Т-1 на трансформатор аналогичной мощности, но с РПН и схемой соединения обмоток, как на Т-2, для обеспечения возможности регулирования напряжения и обеспечения возможности параллельной работы Т-1 и Т-2 по 35 кВ для выполнения перевода нагрузки между трансформаторами без отключения потребителей.

5.5.3. ПС 110 кВ Вокзальная (реконструкция ОРУ 110 кВ)

ПС 110 кВ. Вокзальная участвует в транзите ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками. ПС 110 кВ Вокзальная является центром питания для ТП ОГУЭП «Облкоммунэнерго» от которого запитаны социально важные объекты г. Усолье-Сибирское а также потребители II категории и такие социально важные потребители как «МУП Электроавтотранс», «Молокозавод». На ПС 110 Вокзальная установлены два трансформатора ТДН 16000/110/10 кВ 1970 года выпуска.

ПС 110 кВ Вокзальная по стороне 110 кВ выполнена по упрощенной схеме с применением отделителей и короткозамыкателей. При аварийном повреждение оборудования ликвидация аварии производится включением короткозамыкателя по стороне 110 кВ с последующим отключением в бестоковую паузу отделителя 110 кВ. Таким образом, кратковременно отключаются потребители, подключенные к ВЛ 110 кВ Цемзавод – ТЭЦ-11 с отпайками, т.е. к отпаечным подстанциям: ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ ЗГО, ПС 110 кВ Новожилкино, ПС 110 кВ Тельма.

Отделитель ОД-1 (2) -110 типа ОД-110/630 с приводом ШПОМ и короткозамыкатель КЗ-1 (2)-110 типа КЗ-110М с приводом ШПКМ на ПС 110 Вокзальная эксплуатируются с 1972 года, на данный момент отсутствуют запасные части для выполнения ремонтов. Периодически происходит отказ в работе привода, кинематической схеме отделителя и короткозамыкателя в связи с чем снижается надежность защиты оборудования и энергоснабжения потребителей. При отказе в работе отделителя и короткозамыкателя отключенной остается вся линия с отпайками на время оперативных переключений с выводом в ремонт поврежденного участка персоналом оперативно выездных бригад. Работа на включение короткозамыкателя и отключение отделителя осуществляется действием защит, а ввод в работу оборудования осуществляется взводом привода в ручную.

На ПС 110 Вокзальная установлен КРУ типа К-XIII 1971 года выпуска. За время эксплуатации происходили повреждения оборудования в ячейках КРУН в следствии чего под воздействием электрической дуги повреждался корпус, происходила деформация металла с нарушением геометрических размеров ячейки. В процессе эксплуатации при физико-химическом взаимодействии окружающей среды на корпус КРУ образовалась коррозия металла, отсутствует утепление корпуса (копия Акта состояния КРУН-10 ПС 110 кВ Вокзальная от 19.02.2018 приведена в Приложении). В КРУН отсутствует быстродействующая защита от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

На основании вышеизложенного, необходимо выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Вокзальная:

с заменой отделителей и короткозамыкателей 110 кВ. на элегазовые баковые выключатели с реконструкцией РЗА;

с заменой КРУН на современное утепленное комплектное распределительное устройство с коридором обслуживания с ваккумными коммутационными модулями.

Разработка ПСД будет осуществлена в 2023 году, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2024 году.

Таблица 5.5.3 Перечень существующих ЛЭП 110 кВ и выше.

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ЛЭП 500 кВ		
	ВЛ 500 кВ Ангара – Камала-1	ОДУ Сибири	Красноярское РДУ Иркутское РДУ ПС 500 кВ Ангара ПС 500 кВ Камала-1
	ВЛ 500 кВ Ангара – Озерная	ОДУ Сибири	Красноярское РДУ Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ПС 500 кВ Ангара
	КВЛ 500 кВ Богучанская ГЭС – Озерная	ОДУ Сибири	Красноярское РДУ Иркутское РДУ Богучанская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 1 (ВЛ-569)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Братский ПП № 2 (ВЛ-570)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1 (ВЛ-561)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2 (ВЛ-562)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская (ВЛ-560)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Озерная	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Братский ПП – Тайшет (ВЛ-501)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Иркутская – Ключи (ВЛ-581)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 1	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ ПС 500 кВ Камала-1 ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Камала-1 – Тайшет № 2	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ ПС 500 кВ Камала-1 ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Ново-Зиминская – УПК Тыреть (ВЛ-568)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ Озерная – Тайшет № 1	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Озерная – Тайшет № 2	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Красноярское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Тулун – Ново-Зиминская (ВЛ-564)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 500 кВ Тулун – УПК Тыреть (ВЛ-563)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Иркутская (ВЛ-565)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ УПК Тыреть – Ключи (ВЛ-566)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братская ГЭС (ВЛ-571)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Братская ГЭС Усть-Илимская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Братский ПП (ВЛ-572)	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Усть-Илимская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1	ОДУ Сибири	Иркутское РДУ Бурятское РДУ (инф. ведение) Усть-Илимская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
	ЛЭП 220 кВ		
	ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (АО-41)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11
	ВЛ 220 кВ Ангоя – Новый Уоян (АУ-38)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БЛПК (ВЛ-239)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ I цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ II цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ III цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ IV цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ V цепь с отпайкой на ПС БЛПК	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ VI цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ VII цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ VIII цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ IX цепь с отпайкой на ПС Пурсей	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ X цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ XI цепь	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – БрАЗ XII цепь с отпайкой на ПС Пурсей	Братская ГЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 220 кВ БрАЗ
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская (ВЛ-238)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская I цепь (ВЛ-235)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Падунская II цепь (ВЛ-236)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП I цепь (ВЛ-242)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Седановский ПП II цепь (ВЛ-243)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Братская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 1	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – НПС-3 № 2	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Братская ГЭС ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Братский ПП – Опорная № 3	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ БЦБК – Байкальск (БЦБ-271)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ ВСДЭ ЭЧ-7 ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Выдрино – БЦБК (ВБ-272)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-7 ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №1 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-234)	Якутское РДУ	Иркутское РДУ ПС 220 кВ Городская ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-11
	ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй №2 с отпайкой на ПС НПС-11 (Л-233)	Якутское РДУ	Иркутское РДУ ПС 220 кВ Городская ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-11
	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Ключи (ВЛ-582)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири Иркутское РДУ Гусиноозёрская ГРЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Дабан – Северобайкальск (ДС-34)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Звездная – Киренга	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная I цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Восточная II цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ I цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-201)	Иркутское РДУ	Иркутская ГЭС Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская ГЭС – Ново-Иркутская ТЭЦ II цепь с отпайкой на ПС Байкальская (ВЛ-202)	Иркутское РДУ	Иркутская ГЭС Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 (ВЛ-215)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками (ВЛ-216)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 1 (ВЛ-213)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – УП-15 № 2 (ВЛ-214)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово I цепь с отпайками (ВЛ-209)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Иркутская – Шелехово II цепь с отпайками (ВЛ-210)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30)	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Кичера – Новый Уоян (КУ-37)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Ключи – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-6
	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 1	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Ключи – Шелехово № 2	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 I цепь	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – НПС-5 II цепь	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – Рудногорская (ВЛ-249)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Коршуниха – Лена	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ Куанда – Чара (КЧ-49)	Забайкальское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Амурское РДУ Бурятское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Куанда ПС 220 кВ Чара
	ВЛ 220 кВ Кунерма – Северобайкальск (КС-33)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Бурятское РДУ Забайкальское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Лопча ПС 220 кВ Юктали
	ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I цепь	Иркутское РДУ	АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог II цепь	Иркутское РДУ	АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Мысовая – Байкальск с отпайкой на ПС Переёмная (МБ-273)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-7
	ВЛ 220 кВ Ния – Киренга	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 1 с отпайками (ВЛ-203)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Иркутская № 2 с отпайками (ВЛ-204)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Правобережная I цепь с отпайкой на ПС Левобережная (ВЛ 220 кВ НИТЭЦ – Правобережная-А)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Ново-Иркутская ТЭЦ
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Правобережная II цепь с отпайкой на ПС Левобережная (ВЛ 220 кВ НИТЭЦ – Правобережная-Б)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Ново-Иркутская ТЭЦ
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Шелехово I цепь (ВЛ-207)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Иркутская ТЭЦ – Шелехово II цепь (ВЛ-208)	Иркутское РДУ	Ново-Иркутская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 220 кВ Ново-Зиминская – Тулун (ВЛ-231)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан (УА-39)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10 ВСДЭ ЭЧ-11
	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (УЯ-40)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10 ВСДЭ ЭЧ-11
	ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 1	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ НПС-3 – НПС-2 № 2	ООО «Транснефть-Восток»	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС
	ВЛ 220 кВ НПС-4 – Коршуниха (ВЛ-251)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ООО «Транснефть-Восток»
	ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-6 ПС 220 кВ НПС-7 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 2	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-6 ПС 220 кВ НПС-7 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I цепь с отпайкой на ПС НПС-8	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-7 ПС 220 кВ НПС-9 ООО «Транснефть-Восток» Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 II цепь с отпайкой на ПС НПС-8	Иркутское РДУ	ПС 220 кВ НПС-7 ПС 220 кВ НПС-9 ООО «Транснефть-Восток» Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11 ПС 220 кВ Таксимо
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-9 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ НПС-9 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2	Иркутское РДУ	Якутское РДУ ПС 220 кВ Пеледуй ПС 220 кВ Сухой Лог Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11 ПС 220 кВ Таксимо
	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Ангоя (СА-36)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Северобайкальск – Кичера (СК-35)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47)	Бурятское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Амурское РДУ Забайкальское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Таксимо ПС 220 кВ Куанда
	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Таксимо
	ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное (ВЛ-232)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Бурятское РДУ Забайкальское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Тында ПС 220 кВ Хорогочи
	ВЛ 220 кВ Улькан – Дабан (УД-32)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Коршуниха с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-248)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Рудногорская с отпайкой на ПС Тубинская (ВЛ-247)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайкой на ПС № 6 (ВЛ-245)	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ Усть-Илимская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Сибирская с отпайками (ВЛ-246)	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ Усть-Илимская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная I цепь с отпайкой на ПС № 3 (ВЛ 220 кВ УИГЭС – Таежная-А)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Таежная II цепь (ВЛ 220 кВ УИГЭС –Таежная-Б)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ГЭС
	ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ (инф. ведение) Усть-Илимская ГЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-10 ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуниха	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1	Иркутское РДУ	ПС 500 кВ Усть-Кут ПС 220 кВ НПС-6 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2	Иркутское РДУ	ПС 500 кВ Усть-Кут ПС 220 кВ НПС-6 Бурятское РДУ (инф.ведение)
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим I цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-9 ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-9 ПС 500 кВ Усть-Кут
	ВЛ 220 кВ Черемхово – Ново-Зиминская (ВЛ-230)	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 220 кВ Хани – Чара (БД-75)	Забайкальское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Бурятское РДУ Амурское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Чара ПС 220 кВ Хани
	ВЛ 220 кВ Хорогочи – Лопча	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Забайкальское РДУ Бурятское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Лопча ПС 220 кВ Хорогочи
	ВЛ 220 кВ Шелехово – БЦБК с отпайкой на ПС Слюдянка	Иркутское РДУ	ОДУ Сибири Бурятское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-6
	ВЛ 220 кВ Юктали – Хани с отпайкой на ПС Олёкма	Амурское РДУ	ОДУ Востока ОДУ Сибири Забайкальское РДУ Бурятское РДУ Иркутское РДУ ПС 220 кВ Олёкма ПС 220 кВ Хани ПС 220 кВ Юктали
	ВЛ 220 кВ Якурим – Ния	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) ОАО «ИЭСК» филиал СЭС ВСДЭ ЭЧ-9 ВСДЭ ЭЧ-10
	ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ЯП-42)	Бурятское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-11
	ЛЭП 110 кВ		
	ВЛ 110 кВ Абакумовка тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-43)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Андриановская – Слюдянка с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5 ВСДЭ ЭЧ-6
	ВЛ 110 кВ Артемовская – Кропоткинская с отпайками	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Балаганск – Новонукутск	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» ЦУС
	ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Баяндай – Качуг II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Белореченская – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Бирюса – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-864)	Иркутское РДУ	Красноярское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ЦУС КЭ Иланская ДЭС КДЭ ПС 110 кВ НП-17

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ БЛПК – Западная II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Видим – Черная	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Вокзальная – Цемзавод с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Зяба	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Головинская – Бахтай с отпайкой на ПС Алтарик	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5 ОАО «ИЭСК» ЦУС
	ВЛ 110 кВ Головинская – Залари	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Головинская – Заря	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Делюр – Зима	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2 ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Жигалово – Знаменка	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Забитуй – Головинская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Залари – Солерудник с отпайкой на ПС Тыреть	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ПС 110 кВ Солерудник ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Замзор – Силикатная с отпайкой на ПС Топорок	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Заря – Делюр	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская I цепь	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская II цепь	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Зяба – Кежма	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Инкубатор – Западная с отпайкой на ПС Бикей	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Кировская с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Мельниково с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово I цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово II цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС Гончарово	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная I цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС Иркутская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Ангарская с отпайкой на ПС Промышленная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Ангарская)	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ Иркутская ТЭЦ-9
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Водозабор-1 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Водозабор-1)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – ГПП-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – Мирная)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-9 – Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-9 – ТЭЦ-1-Б)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-9 Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Водозабор-1 с отпайкой на ПС Суховская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Водозабор-1)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Иркутская ТЭЦ-9 с отпайками (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – ТЭЦ-9)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 Иркутская ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Еловка с отпайками	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Ново-Ленино с отпайками	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-5 ПС 110 кВ Западная

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик -А)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 – Урик-Б)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-10 ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 3 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.3 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 4 – ГПП-1 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.4 – ГПП-1)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 5 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.5 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 6 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.6 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 7 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.7 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 блок 8 – ГПП-2 (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-10 бл.8 – ГПП-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС Иркутская ТЭЦ-10
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Белореченская)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Вокзальная)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Мальта)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-11 – Усольская)	Иркутское РДУ	Иркутская ТЭЦ-11 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Качуг – Жигалово	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Кварцит тяговая – Тайшет с отпайкой на ПС Запань тяговая (С-46)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Кежма – Видим	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8 ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Ключи тяговая – Юрты (С-60)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Вернинская с отпайкой на РП Полюс	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Кропоткинская – Невский	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулун с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Куйтун – Тулюшка с отпайкой на ПС Майская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Кутулик – Головинская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Лесозавод – Черемхово I цепь с отпайкой на ПС Огнеупоры	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Лесозавод – Черемхово II цепь с отпайкой на ПС Огнеупоры	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Максимовская – Ново-Ленино с отпайкой на ПС ИЗКСМ	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Мальта – Лесозавод с отпайкой на ПС Половина	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская I цепь с отпайкой на ПС Бодайбинская	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Мамакан – Артемовская II цепь	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Бодайбинская	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан I цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) АО «Витимэнерго» Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мамакан II цепь	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ (инф. ведение) АО «Витимэнерго» Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мамаканская ГЭС – Мусковит	Мамско-Чуйские электрические сети	Иркутское РДУ АО «Витимэнерго» Мамаканская ГЭС
	ВЛ 110 кВ Мельниково – Максимовская с отпайкой на ПС Глазково	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ МПС – Огневка с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ МПС – Опорная с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Нагорная – Кварцит тяговая (С-44)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Невский – Перевоз с отпайками	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Новая Уда – Знаменка	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская – Балаганск	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Куйтун с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Куйтун)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС ПС 110 кВ НПС-Кимельтей
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Ново-Зиминская I цепь с отпайкой на ПС Стройбаза (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Ново-Зиминская -А)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» ЦУС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Ново-Зиминская II цепь с отпайкой на ПС Стройбаза (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Ново-Зиминская -Б)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» ЦУС ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС
	ВЛ 110 кВ Ново-Зиминская ТЭЦ – Харик с отпайкой на ПС НПС-Кимельтей (ВЛ 110 кВ НЗТЭЦ – Харик)	Иркутское РДУ	Ново-Зиминская ТЭЦ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС ВСДЭ ЭЧ-2 ПС 110 кВ НПС-Кимельтей
	ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – Еловка с отпайкой на ПС Западная	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС ПС 110 кВ Западная
	ВЛ 110 кВ Новонукутск – Бахтай	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» ЦУС

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет-Восточная с отпайкой на ПС Невельская	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Новочунка – Тайшет с отпайкой на ПС Невельская	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Огневка – Чукша	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Огневка – Чуна	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Опорная – Турма	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Оса – Н.Уда-А)	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир (ВЛ 110 кВ Оса – Н.Уда-Б)	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Оса – Тихоновка с отпайкой на ПС Енисей	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель I цепь с отпайкой на ПС КПД	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Гидростроитель II цепь с отпайкой на ПС КПД	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Западная с отпайкой на ПС Бикей	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Падунская – Инкубатор	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Пивзавод – Ново-Ленино с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Подкаменная – Андриановская	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская I цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	КВЛ 110 кВ Правобережная – Кировская II цепь с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Решоты – Тайшет-Запад (С-61)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-1 ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Ручей – Усть-Кут	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Саянская тяговая –Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Нагорная с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-42)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Саянская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Семигорск – Ручей	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Слюдянка – Подкаменная с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5 ВСДЭ ЭЧ-6
	ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-2 ВСДЭ ЭЧ-5 ПС 110 кВ Солерудник
	ВЛ 110 кВ Сухой Лог – Полюс № 1	АО «Витимэнерго»	Иркутское РДУ ПС 220 кВ Сухой Лог
	ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1
	ВЛ 110 кВ Тайшет-Запад – Тайшет с отпайкой на ПС НП-17 (С-59)	Иркутское РДУ	Красноярское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ ПС 110 кВ НП-17
	ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками	Иркутское РДУ	Бурятское РДУ АО «Витимэнерго» ПС 220 кВ Таксимо ПС 110 кВ Дяля ПП 110 кВ Чаянгро
	ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Тулун – Шеберта II цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Тулюшка – Тулун с отпайкой на ПС Нюра	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Турма – Огневка	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод I цепь	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ УП-15 – Цемзавод II цепь	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная I цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ – Таежная-1)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная II цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ –Таежная-2)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная III цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ –Таежная-3)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ
	ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная IV цепь (ВЛ 110кВ УИТЭЦ – Таежная-4)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС Усть-Илимская ТЭЦ
	ВЛ 110 кВ Усть-Кут – Лена	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Тихоновка	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС	Иркутское РДУ
	ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – Мирная (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – Мирная)	Иркутское РДУ	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – УП-15-А)	Иркутское РДУ	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-1 – УП-15-Б)	Иркутское РДУ	Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Харик – Куйтун	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ОАО «ИЭСК» ЦУС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Хребтовая – Семигорск	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Худоеланская – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усолье-Сибирское с отпайками (ВЛ 110 кВ Цемзавод – Усольская)	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Черемхово – Забитуй с отпайкой на ПС Жаргон	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Черемхово – Кутулик с отпайкой на ПС Жаргон	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками	ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ВЭС
	ВЛ 110 кВ Черная – Коршуниха	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-9
	ВЛ 110 кВ Чуна тяговая – Новочунка I цепь с отпайкой на ПС Лесогорск	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Чуна тяговая – Новочунка II цепь с отпайкой на ПС Лесогорск	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-1 ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Чуна – Чуна тяговая	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Чукша – Чуна тяговая	ОАО «ИЭСК» филиал СЭС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-8
	ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Ключи тяговая (С-58)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Шарбыш тяговая – Решоты (С-57)	Красноярское РДУ	Иркутское РДУ Иланская ДЭС КДЭ ЦУС КЭ
	ВЛ 110 кВ Шеберта – Нижнеудинск с отпайкой на ПС Рубахино	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Шеберта – Худоеланская	ОАО «ИЭСК» ЦУС	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ВСДЭ ЭЧ-2
	ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС	Иркутское РДУ ВСДЭ ЭЧ-5
	ВЛ 110 кВ ШП-9	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-10	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-11	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-12	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-15	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ ШП-16	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 110 кВ Южная – Кировская с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Южная – Пивзавод с отпайками	Иркутское РДУ	ОАО «ИЭСК» филиал ЮЭС
	ВЛ 110 кВ Юрты – Бирюса (С-62)	Иркутское РДУ	Красноярское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЗЭС ЦУС КЭ Иланская ДЭС КДЭ
	Состояние транзита 110 кВ Ново-Зиминская – Черемхово		ОДУ Сибири Иркутское РДУ
	Состояние транзита 110 кВ Тайшет – Тулун		ОДУ Сибири Иркутское РДУ
	ЛЭП 35 кВ		
	ВЛ 35 кВ ШП-5	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 35 кВ ШП-6	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 35 кВ ШП-7	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС
	ВЛ 35 кВ ШП-8	ПС 500 кВ Иркутская	Иркутское РДУ ОАО «ИЭСК» филиал ЦЭС

6.1. Филиал ОАО «ИЭСК» «Центральные электрические сети»

6.1.1. Строительство ЛЭП-35 кВ, ПС 35/6 кВ «Китой» мкр. Китой г. Ангарск.

Электроснабжение мкр. Китой г. Ангарск (около 4 тыс. жителей, а также социально-важные объекты и объекты жизнеобеспечения) осуществляется по двум КЛ-6 кВ протяженностью 3,2 км каждая (ААШв 3х150 мм2) от УПС-4 35/6 кВ Майская (ООО «Сибэнергоактив-Иркутск», ранее ОАО «АУС») яч. №17, №18. Введены в эксплуатацию в 2004 г. и находятся в собственности администрации Ангарского городского округа, обслуживаются филиалом «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» по договору безвозмездного пользования.

Выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 1,33 МВт. Максимальная токовая нагрузка по яч. №17 и ячейке №18 в зимний период составляли 160А и 190А соответственно. При увеличении отбора мощности потребителей сечение кабеля КЛ-6 кВ будет не соответствовать передаваемой нагрузке, вследствие чего значение длительных токовых нагрузок для силовых кабелей КЛ-6 кВ будет превышать предусмотренные пунктом 5а.9 ГОСТ 18410-73, пунктом 1.1 РД 34.20.508, пунктом 5.8.2 ПТЭЭСиС значения. При аварийном отключении одной из КЛ-6 кВ (яч. №17 или яч.№18), потребуется ограничение электроснабжения потребителей на время восстановления КЛ-6 кВ. С 2011 г. зафиксировано 34 аварийных отключений в мкр. Китой г. Ангарска по причине выхода из строя кабельных линий (в 2011 год – 3, 2012 год – 5, 2013 год – 4, 2014 год – 3, 2015 год – 6, 2016 год – 9, 2017 год – 4; 2018 год – 2; 2019 год - 5). Количество соединительных муфт на 1км КЛ-6 кВ превышает допустимое, установленное пунктом 2.3.70 ПУЭ.

В связи с вышеперечисленным, получены ТУ на присоединение к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»

«Центральные электрические сети» от 24 октября 2017 года №536/17-ЦЭС на строительство двухцепной ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с точкой подключения: I, II СШ ОРУ 35 кВ ПС 110 кВ Прибрежная. Заключен договор на ТП к электрическим сетям ОАО «ИЭСК» от 24 октября 2017 года.

В рамках исполнения мероприятий ТУ на ТП предусмотрено строительство ВЛ 35 кВ, ПС 35 кВ Китой с двумя трансформаторами по 10 МВА каждый для электроснабжения потребителей мкр. Китой.

В июне 2018 года ОГУЭП «Облкоммунэнерго» заключен контракт на доработку проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство ПС 35/6 кВ «Китой» с ВЛ-35 кВ в г. Ангарск» предусматривающее строительство ПС 35/6 кВ с силовыми трансформаторами 2х10 МВА в мкр. Китой, ул. Аптечная, кад. №38:26:040901:4928 и строительство двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС 110/35/6 кВ «Прибрежная» ориентировочной протяженностью 10 км, проходящей по землям Усольского района и землям Ангарского городского округа (договор на технологическое присоединение от 24 октября 2017 года №536/17-ЦЭС).

В мае 2019 года при доработке специалистами ООО «ИРПИ» ПД и РД по данному объекту, от МО «Железнодорожное», находящееся в Усольском районе, получен отрицательный ответ на согласование трассы прохождения ВЛ-35 кВ «ПС «Прибрежная» - ПС «Китой»» по землям МО «Железнодорожное». Другие варианты трассы прохождения ВЛ -35 кВ «ПС «Прибрежная» - ПС «Китой»» отсутствуют. В связи с этим, ОГУЭП «Облкоммунэнерго» приостановлены работы по доработке проектной и рабочей документации по объекту: «Строительство ПС 35/6 кВ «Китой» с ВЛ-35 кВ в г. Ангарск».

В январе 2020 года направлен запрос в ОАО «ИЭСК» об рассмотрении возможности выделения электрической мощности в объеме 6 МВт номинальным напряжением 35 кВ по II категории надежности электроснабжения от центра питания ПС 110/35/6 кВ «Цемзавод» взамен ПС 110/35/6 кВ «Прибрежная» в целях скорейшей реализации объекта: «Строительство ПС 35/6 кВ «Китой» с ВЛ-35 кВ в г. Ангарск». В феврале от ОАО «ИЭСК» получено согласование о наличии технической возможности подключения ПС 35/6 кВ от центра питания ПС 110/35/6 кВ «Цемзавод» при условии выполнения ОАО «ИЭСК» мероприятий по реконструкции ПС 110/35/6 кВ «Цемзавод»

6.1.2. Реконструкция ПС 35/6 кВ «Бирюсинка», г. Усть-Кут

Электроснабжение ПС 35/6 кВ Бирюсинка осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35кВ Лена – Нефтебаза. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических, железобетонных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженностью – 8,637 км, ввод в эксплуатацию – 1968 год.

На ПС 35 кВ Бирюсинка установлен силовой трансформатор марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ-6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 7 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1968 года. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1205-17-ТО, 2017 г. на ПС 35 кВ Бирюсинка.

От ПС 35 кВ Бирюсинка осуществляет электроснабжение потребителей г.Усть-Кут, в том числе социально-важные (школа, поликлиника) и объекты жизнеобеспечения района (котельная). Год ввода ПС 35 кВ «Бирюсинка» в эксплуатацию – 1968 год. Загрузка трансформатора составляет – 3,05 МВт, 82% (замеры выполнены 18.12.2019 г.).

В настоящее время в филиал «Усть-Кутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,69 МВт, в т.ч. на объект жизнеобеспечения – новая котельная (0,53МВт).

Выполнена проектная и рабочая документация на реконструкцию ПС 35/6 кВ Бирюсинка, получено положительное заключение гос. экспертизы. Проектом реконструкции предусмотрена установка второго силового трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ, КРУН-6 кВ.

6.1.3. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Тальники», ВЛ-35 кВ «Онот-Тальники», с. Тальники, Черемховский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Тальники осуществляется отпайкой от одноцепной ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот (ОАО «ИЭСК»). Отпайка (ВЛ 35 кВ) выполнена на деревянных опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 15,062 км. Год ввода в эксплуатацию 1979 год, принята на баланс ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в 2015 году Отпайка (ВЛ 35 кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельно-допустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ Онот – Тальники.

На ПС 35 кВ Тальники установлен силовой трансформатор ТМ 1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1960 года выпуска). Нагрузка трансформатора составляет 0,4 МВт. КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин», состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-133). Отсутствует релейная защита силового трансформатора. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1209-17-ТО, 2017 год на ПС 35/10 кВ Тальники.

ПС 35/10 кВ Тальники осуществляет электроснабжение потребителей с. Тальники, п. Юлинск (Черемховский район), в том числе социально-важных (больница, школа, детский сад, администрация).

В соответствии с заключениями филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1201-17-ТО, 2017 год, №1209-17-ТО, 2017 год необходимо выполнить реконструкцию ПС с установкой второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 1 МВА, реконструкцией и замену оборудования ОРУ 35 кВ, КРУН 10 кВ, реконструкцию отпайки (ВЛ 35 кВ) до ПС 35/10 кВ Тальники от ВЛ 35 кВ Голуметь – Онот с заменой существующих опор на железобетонные или металлические опоры, заменой существующего провода.

6.1.4. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Нижний Кочергат», п. Нижний Кочергат, Иркутский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «Нижний Кочергат» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ от ПС 110 кВ «Туристская» (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35кВ выполнена на железобетонных и металлических опорах, проводом марки АС-95, протяженностью 48,05 км. Ввод в эксплуатацию - 2000 год.

ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат осуществляет электроснабжение потребителей п. Нижний Кочергат, п. Малое Голоустное, п. Большое Голоустное (Иркутский район), в том числе социальные (больница, школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения города (котельная).

На ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат установлен силовой трансформатор ТМ 6300/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА. Нагрузка трансформатора составляет 3,7 МВт. КРУ-10 кВ выполнено из одной секции шин (4 ячейки). Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель В1-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1208-17-ТО, 2017 год на ПС 35/10 кВ Нижний Кочергат.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» поданы заявки и заключены договора на техно-логическое присоединение на общую мощность 1,57 МВт.

Выполнены не в полном объеме проектные работы по реконструкции ПС 35 кВ Нижний Кочергат и ВЛ 35 кВ Туристская – Н. Кочергат. Необходима доработка ПиР, проектом предусмотреть установку второго силового трансформатора 35/10 кВ мощностью 6,3МВА, реконструкция и замена оборудования ОРУ-35кВ,КРУН-10кВ.

6.1.5. Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-27, ВЛ-35 кВ «Город» г. Усть-Кут

Электроснабжение ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» осуществляется по одноцепной ВЛ-35кВ «Город» от ОРУ-35 кВ ГПП «Лена» (СЭС ОАО «ИЭСК»). ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических опор, протяженностью – 1,14 км, год ввода в эксплуатацию – 1988 год.

На ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» установлены два силовых трансформатора марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА каждый, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ-6 кВ, выполнено из двух секций шин, состоящее из 9 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 6 кВ установлено масляного типа (выключатели 6 кВ – ВМП). Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

На ПС отсутствует защита по напряжению 35 кВ трансформаторов Т-1, Т-2. В случае короткого замыкания на ВЛ-35 кВ возможен выход трансформаторов из строя. Для защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 требуется установка блок - выключателей 35 кВ с установкой защиты и управления.

ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» осуществляет электроснабжение объектов жизнеобеспечения г. Усть-Кут (центральная котельная, КНС). Год ввода ПС 35/6 кВ «ТП-27 «ОРП» в эксплуатацию – 1988 год. Загрузка трансформаторов составляет – 37 % (Т-1 - 1,39 МВт, Т-2 – 1,41 МВт).

Учитывая вышеизложенное необходимо выполнить модернизацию оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, установку модульного блока КРУН-6 кВ с вакуумными выключателями на выкатном элементе, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизация, предусмотреть пожарную и охранную сигнализацию, охранное видеонаблюдение, а также для повышения надежности электроснабжения и обеспечения категорийности электроснабжения потребителей г. Усть-Кут необходимо предусмотреть реконструкцию ВЛ-35 кВ «Город» с подвеской второй цепи и подключением второй цепи к ПС «ТП-27 «ОРП».

6.1.6. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Бугульдейка», п. Бугульдейка, Ольхонский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Косая Степь-Бугульдейка» от ПС 110/35/10 кВ «Косая Степь». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АЖ-35, АС-70, с применением железобетонных, металлических марки ЭЛСИ и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженность – 39,6 км, год ввода в эксплуатацию – 1982 год. На ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» установлены силовые трансформаторы Т-1 марки ТМ-1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1972 года выпуска) и Т-2 ТМ-1000/35/10 кВ мощностью 1 МВА (1977 года выпуска). В 2017 году вышел из строя Т-2 ТМ-1000/35/10 кВ и был вывезен в ремонт. В данное время ПС Бугульдейка работает на Т-1 марки ТМ-1000/35/10 кВ. КРУ-10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин, состоящая из 14 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМП). Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ОРУ-35 кВ выполнено по не типовой схеме «Одна секция шин с двумя разъединителями в цепях трансформаторов Т-1, Т-2 без ремонтной перемычки с одним линейным присоединением». Блок-выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют.

На ПС «Бугульдейка» отсутствует защита по напряжению 35 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2. В случае короткого замыкания на ВЛ-35 кВ возможен выход трансформаторов из строя. Для защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 требуется установка блок - выключателей 35 кВ с установкой защиты и управления.

На ПС требуется ремонт здания: замена кровли (рубероид на профилированный лист), косметический ремонт помещений, замена дверей (деревянные на металлические).

ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» осуществляет электроснабжение 1 тыс. населения п. Бугульдейка, Ольхонского района, а также социально-важные (школа, детский сад, объекты здравоохранения) и объекты жизнеобеспечения (котельная школы). Год ввода ПС 35/10 кВ «Бугульдейка» в эксплуатацию – 1982 г. Загрузка трансформатора Т-1 составляет 65 %.

В настоящее время в филиал «Усть-Ордынские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,14 МВт. В перспективе оформление заявки на технологическое присоединение мощностью 1 МВт для электроснабжения водоразливного завода в д. Куяда.

Для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей с учетом перспективного развития района необходимо предусмотреть реконструкцию ПС с заменой существующих силовых трансформаторов на трансформаторы большей мощности марки ТМН-35/10 мощностью – 2,5 МВА каждый, реконструкцию ОРУ-35 кВ с заменой оборудования и конструкций ОРУ с установкой вакуумных баковых выключателей, реконструкцию РУ-10 кВ с заменой КРУ-10 кВ на модульный блок КРУН-10 кВ с применением ячеек с вакуумными выключателями на выкатном элементе, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизации.

6.1.7. Реконструкция ПС 35/10 кВ «ЦРП», п. Михайловка, Черемховский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «ЦРП» осуществляется по двум КЛ-35 кВ фидер №3 и фидер №4 от ПС 110/35/10 кВ «Половина» (ВСЖД ОАО «РЖД»). 2 КЛ-35 кВ фидер № 3 выполнена кабелем марки АПвП-2Г 1*120, протяжённостью 0,5 км, год ввода в эксплуатацию 2008 год, 2 КЛ-35 кВ фидер №4 выполнена кабелем марки СБУ 3*120 протяженностью 0,5 км, год ввода в эксплуатацию - 1987. На ПС 35/10 кВ «ЦРП» установлены силовые трансформаторы Т-1 марки ТДМ-5600/35/10 кВ мощностью 5,6 МВА (2011 года выпуска) и Т-2 ТДНС-10000/35/10 кВ мощностью 10 МВА (1970 года выпуска), КРУ-10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная разъединителем, система шин, состоящее из 16 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВПМП-10). ОРУ-35 кВ выполнено по схеме 2 блока (линия – трансформатор) с разъединителями. Блок выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют.

На ПС 35/10 кВ «ЦРП» отсутствует защита по напряжению 35 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2. В случае короткого замыкания на ВЛ-35 кВ возможен выход трансформаторов из строя. Для защиты трансформаторов Т-1 и Т-2 требуется установка блок - выключателей 35 кВ с установкой защиты и управления.

ПС 35/10 кВ «ЦРП» осуществляет электроснабжение 45 МКД, 881 потребителей - физические лица частный сектор, 109 потребителей юридических лиц в том числе социально-важные (школа, детский сад, объекты здравоохранения, администрация) и объекты жизнеобеспечения (КОС). Год ввода ПС 35/10 кВ «ЦРП» в эксплуатацию – 1970 г. Загрузка трансформаторов составляет – 58 % и 32% (Т-1 – 3 МВт и Т-2 – 3 МВт).

В настоящее время в филиал «Черемховские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 0,7 МВт.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей п.Михайловка Черемховского района необходимо предусмотреть реконструкцию ОРУ-35 кВ по типовой схеме 35-4 Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», с заменой оборудования и конструкций ОРУ, с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, с заменой существующих масляных выключателей на вакуумные выключатели.

6.1.8. Строительство ПС 35/10 кВ, ВЛ-35 кВ д. Ключи, Казачинско-Ленский район

Электроснабжение п. Ключи Казачинско-Ленского района осуществляется по ВЛ-10 кВ ф.107 «Водозабор-2» от ЗРУ-10 кВ РЭС «Магистральный» ПС «Киренга». Протяженность ВЛ-10 кВ ф.107 составляет 10,26 км. Год ввода в эксплуатацию 1984 г. В зимний максимум потребления (2 декабря 2019 года) нагрузка в нормальном режиме по ВЛ-10 кВ ф.107 составляет 222А. Воздушная линия электропередачи выполнена на деревянных опорах с ж/б приставками, на железобетонных опорах, с применением провода марки АС-70 и имеет два пересечения с р. Киренга, одно пресечение с железной дорогой.

Большую часть нагрузки на фидер создают предприятия лесопереработки, также от данной линии осуществляется электроснабжение населенных пунктов: д. Горка, д. Седанкино, д. Мостовая.

В настоящее время выдано утвержденных ТУ на технологическое присоединение потребителей с подключением от ВЛ-10 кВ ф.107 «Водозабор-2» в объеме 0,744 МВт, которые необходимо присоединить.

В соответствии с Планом развития Ключевского муниципального образования на 2018-2030 годы планируется строительство школы на 200 мест, строительство ФАП, многофункционального спортивного центра, больницы, детского сада, котельной, выделение участков под ИЖС. С 2014 года по настоящее время выделено 115 земельных участков под ИЖС, а также 33 земельных участка для многодетных семей. Происходит массовая застройка и расширение Ключевского муниципального образования.

Существующие схема и состояние электрических сетей не обеспечит качественного и надежного электроснабжения развивающегося Ключевского муниципального образования.

Для повышения надежности и качества электроснабжения, в том числе обеспечение категорийности электроснабжения социально-значимых потребителей Ключевского муниципального образования необходимо вы-полнить реконструкцию существующих сетей 0,4-10 кВ, а также строительство нового центра питания напряжением 35/10 кВ с двумя трансформаторами мощностью 4000 кВА в д. Ключи.

Строительство нового центра питания напряжением 35/10 кВ также повысило бы надежность и качество электроснабжения потребителей пгт. Магистральный.

6.1.9. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Савватеевка», Ангарский район, ВЛ 35 кВ «РП5 – ПП4 –Савватеевка»

Электроснабжение ПС 35 кВ Савватеевка (Ангарский район) осуществляется по одноцепной ВЛ 35 кВ ф. «Савватеевка» от ПС 35/6 кВ РП-5 через переключающий пункт ПП-4, принадлежащий ООО «Сибэнерго-актив-Иркутск» (ранее ОАО «АУС»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-95, с применением металлических и железобетонных опор, протяженность – 24,8 км, год ввода в эксплуатацию – 1987 год. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1200-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ РП5 – ПП4 –Савватеевка.

На ПС 35/10 кВ Савватеевка установлен силовой трансформатор марки ТМ-2500/35/10 кВ мощностью 2,5 МВА, ОРУ 35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем», КРУ 6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 9 ячеек. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ Савватеевка в эксплуатацию – 1987 год. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1207-17-ТО, 2017 год на ПС 35/10 кВ Савватеевка.

ПС 35 кВ Савватеевка осуществляет электроснабжение 420 потребителей Ангарского района, 3 садоводства, в том числе социально-важные объекты (школа, детский сад) и объекты жизнеобеспечения района (2 котельные). Загрузка трансформатора составляет – 65,7 %. (замеры выполнены 18 декабря 2019 года) В настоящее время в филиале «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» действующие ТУ на ТП общей мощностью 1969 кВт, в том числе по 2 категории надежности электро-снабжения – 1 МВт (АЭС-17/ФЛ-863 от 07 ноября 2017 года – 0,6 МВт по 2 категории, АЭС-18/ЮЛ-363 от 18 июня 2018 года - 400 кВт по 2 категории, заявитель – ООО «Индейка Приангарья», электроснабжение птицеводческого комплекса).

6.1.10. Реконструкция ПС 35/6 кВ «Малышовка», Ангарский район

Электроснабжение ПС 35/6 кВ «Малышовка» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ ф. «Савватеевка» от ПС 35/6 кВ РП-5. ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95, с применением металлических и железо-бетонных опор, протяженность – 8,5км, год ввода в эксплуатацию – 1987 год. На ПС 35/6 кВ установлен силовой трансформатор марки ТМ-5600/35/6 кВ мощностью 5,6 МВА (находится в аренде), КРУ-6 кВ, состоящее из 3 ячеек. Силовое оборудование по стороне 35 - 6 кВ установлено масляного типа (выключатель -35 кВ – ВМД-35 кВ – по стороне 35 кВ установлены ПСН, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1980-е года. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ПС 35/6 кВ «Малышовка» осуществляет электроснабжение 121 потребителя Ангарского района,25 садоводств и объекты жизнеобеспечения района (1 котельная). Год ввода ПС 35/6 кВ «Малышовка» в эксплуатацию –1987 год.

В 2016 году трансформатор по причине систематических перегрузок (в зимний период активная мощность превышает 4100 кВт) вышел из строя. Запасного трансформатора марки ТМ-4000/35/6 кВ в аварийном запасе ОГУЭП «Облкоммунэнерго» не имеется, что повлекло увеличение времени аварийного режима на ПС. Временно установлен трансформатор мощностью 5600 кВА, взятый в аренду. Требуется установка нового трансформатора мощностью 6300 кВА. Так как у трансформатора ТМ-6300/35/6 кВ габариты больше, чем у ТМ-4000/35/6 кВ, то при замене его необходимо переустройство ОРУ-35 кВ, РУ6 кВ.

Загрузка трансформатора составляет – 80 %. (замеры выполнены 18 декабря 2019 года). В настоящее время в филиале «Ангарские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» в наличии действующие ТУ на ТП общей мощностью 0,37 МВт, которую необходимо присоединить.

Для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей необходимо выполнить реконструкцию ПС 35/6 кВ «Малышовка». В проекте необходимо предусмотреть замену существующего силового трансформатора на трансформатор большей мощности, реконструкцию ОРУ-35 кВ с установкой вакуумного выключателя 35 кВ, Реконструкцию РУ-6 кВ с заменой ячеек КРУ-6 кВ на модульный блок КРУН-10 кВ с применением ячеек типа СЭЩ-59 и вакуумными выключателями марки ВВ/TEL-10 на выкатном элементе. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизации.

6.1.11. Строительство ПС 35/10/6 кВ «Байкальск», КЛ-35 кВ, Слюдянский район.новое подключение

Электроснабжение ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляется двухцепной ВЛ 35 кВ от ПС 220 кВ БЦБК. ВЛ-35 кВ находится в ведении филиала ЮЭС ОАО «ИЭСК». Здание ГПП-1 смонтировано в 1971г, трансформатор №1 ТД-10000/35 -1962 года выпуска, трансформатор №2 ТДНС-10000/35 - 1999 года выпуска, загрузка трансформаторов составляет: Т-1 – 6,2 МВт, Т-2 – 4,6 МВт. ЗРУ-6 кВ выполнено из двух секций шин, состоящие из 29 ячеек, 1966 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатель -35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1970-е года. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элега-зовые коммутационные аппараты). ПС 35/6 кВ ГПП-1 осуществляет электроснабжение 3710 потребителей г. Байкальска, в том числе 37 социально-важных и объектов жизнеобеспечения города.

В настоящее время в филиал «Иркутские электрические сети» поданы заявки на технологическое присоединение на общую мощность 25 МВт (в том числе особая экономическая зона туристско-рекреационного типа, заявки №№ИЭС-19/ЮЛ-00000000094 от 13 февраля 2019 года, ИЭС-19/ЮЛ-00000000095 от 13 февраля 2019 года по классу напряжения 10 кВ по второй категории надежности на общую мощность 20 МВт).

Для приведения ПС к нормативному состоянию требуется:

- ремонт здания (замена кровли (шифер на профилированный лист), ремонт полов, косметический ремонт помещений, замена дверей (деревянные на металлические), реконструкция освещения помещений.

- реализация мероприятий по созданию защиты трансформатора Т-2 по напряжению 35 кВ, т.к. в случае короткого замыкания на вводах 35 кВ возможен его выход из строя.

- установка второго блок выключателя 35 кВ для защиты трансформатора Т-2. Монтаж второго блок выключателя включалась в инвестиционную программу предприятия, подрядчиком не были выполнены работы.

- капитальный ремонт трансформатора Т-1 с заменой уплотнительных прокладок (течь масла).

- реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, замена в ЗРУ-6 кВ масленых выключателей на вакуумные выключатели на выкатном элементе, т.к. на ОРУ-35 кВ линейные и секционные разъединители находятся в неудовлетворительном состоянии. При выполнении коммутации возможно разрушение изоляции.

- перенос порталов, а также монтаж ограждения периметра ПС.

- установка ТН 35кВ в комплекте с разъединителем.

- реализация мероприятий по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств.

Учитывая вышеперечисленное (необходимость комплексной рекон-струкции и замены всего оборудования и сооружений существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1), целесообразным является строительство нового питающего центра напряжением 35/6,3-10 кВ с трансформаторами 2*25000 кВА, с дальнейшим выводом из эксплуатации существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1. Такой вариант позволяет выполнить работы по установке нового обору-дования без вывода в ремонт существующего (реконструкция на суще-ствующей площадке ПС 35/6 кВ ГПП 1 требует длительного вывода в ре-монт оборудования, также увеличивается стоимость СМР и ПНР на дей-ствующем энергообъекте).

В 2019 году заключен контракт с ООО «Союзэнергопроект» на разработку ПиР по данному объекту.

6.1.12. Строительство ПС 35/10 кВ ГПП-2, двухцепной ЛЭП-35 кВ на ПС 35 кВ ГПП-2 (отпайка от ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь) г.Усолье-Сибирское

Электроснабжение центральной части потребителей г. Усолье-Сибирское осуществляется от ПС 35/6 кВ ГПП-1, находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго». Электроснабжение ПС 35 кВ ГПП 1 осуществляется от находящейся в введении ОГУЭП «Облкоммунэнерго» ЛЭП 35 кВ (3-х цепная КЛ-35 кВ (1 цепь – яч. №9 ЗРУ-35 кВ, 2 цепь – яч. №10 ЗРУ-35 кВ, кабельные линии проложены по территории ТЭЦ-11, ООО «Усольехимпрома» по кабельной эстакаде, далее заходят в кабельный киоск и из киоска выходят на опору ВЛ 35 кВ, 3 цепь – яч. №52 ОРУ-35 кВ – резервная, проложена по территории ТЭЦ-11 в кабельном тоннеле, по территории ООО «Усольехимпром» в кабельных лотках и далее заходит в кабельный киоск), 2-х цепная ВЛ 35 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь). Протяженность ВЛ 35 кВ составляет 6,5 км, протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 9 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), протяженность КЛ-35 кВ «ЗРУ-35 кВ яч. 10 – кабельный киоск» – 0,28 км (основная), КЛ-35 кВ «ОРУ-35 кВ яч. №52 – кабельный киоск» – 0,5 км (резервная). 1,2 цепь – кабельные линии марки N2XSEY-35 3х240, 3 цепь – кабельная линия марки АПвВнг (1х150/15-35). Год ввода в эксплуатацию ВЛ 35 кВ – 1968 год. ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-185, АС-240 с применением ж/б и стальных опор. На всем протяжении ВЛ 35 кВ имеется защита от грозовых перенапряжений в виде грозозащитного троса марки ПС-50.

На ПС 35 кВ ГПП-1 установлены два силовых трансформатора ТДН 20000/35/6 кВ. В зимний максимум потребления (18.12.2019 г.) нагрузка трансформаторов ПС в нормальном режиме составила: Т-1 – 11,6 МВт (12,2 МВА, 62% от номинальной мощности трансформатора 20 МВА); Т-2- 12,8 МВт (13,5 МВА, 65%). В случае отключения одного трансформатора, нагрузка оставшегося в работе трансформатора превысит допустимое значение на 30%. В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как ближайший свободный центр питания для сети 6 кВ (ПС 110 кВ ЗГО) расположен в другой части города на расстоянии около 5 км (по возможной трассе ЛЭП). Ближайший центр питания (ПС 110 кВ Вокзальная), находящийся на расстоянии около 2 км (по возможной трассе ЛЭП), является закрытым (максимальная нагрузка ПС превышает мощность каждого существующего трансформатора), а также там нет РУ 6 кВ.

В целях исключения указанной перегрузки необходим ввод ГАО в объеме до 5 МВт, но от ПС 35 кВ ГПП-1 запитаны потребители 2 категории надежности электроснабжения – объекты жизнеобеспечения: ТНС №№1,3,5 КНС №№1,5, 2 стационара Усольской многопрофильной больницы, станция скорой медицинской помощи, другие социально значимые объекты г. Усолье-Сибирское.

На январь 2020 года от ПС 35/6 кВ ГПП-1 выдано утвержденных ТУ на ТП в объеме 2,5 МВт, которые необходимо присоединить. С учетом перспективной нагрузки, в случае отключения одного трансформатора в зимний период максимальных нагрузок, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки свыше 40%. Продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке в соответствии с ПТЭ допускается не более 120 мин.

При замене двух существующих трансформаторов на новые по 25 МВА каждый, загрузка одного трансформатора при отключении оставшегося в работе составит 114%, что не решает проблему перегрузки. Соответственно проблема решается только заменой трансформаторов на новые по 40 МВА каждый, что потребует полного переустройства ПС из-за других массогабаритных параметров трансформаторов (возможность расширения площадки ПС отсутствует).

Альтернативным решением является установка дополнительных трансформаторов. Стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 40 МВА каждый почти в 2,5 раза дороже, чем стоимость двух трансформаторов 35/6 кВ мощность 10 МВА (в случае строительства нового центра питания ПС 35/6 кВ), а с учетом транспортных расходов и СМР, альтернативный вариант еще более выгодный. Установка дополнительных трансформаторов на существующей площадке ПС 35 кВ ГПП-1 невозможна, требуется ее расширение (возможность расширения площадки ПС отсутствует) и полное переустройство всей ПС (ОРУ 35 кВ и ЗРУ 6 кВ). Другим вариантом является установка дополнительных трансформаторов на отдельной площадке на новой подстанции.

Учитывая вышеизложенное, рекомендовано было строительство нового центра питания ПС 35/6 кВ Кристалл, что экономически более выгодно, чем полное переустройство существующей ПС 35 кВ ГПП-1. Для разгрузки ПС 35/6 кВ ГПП-1 планировался перевод с нее на ПС 35/6 кВ Кристалл существующей нагрузки в объеме 6 МВт. Также на ПС 35/6 кВ Кристалл (вместо ПС 35/6 кВ ГПП-1) планировалось технологическое присоединение новых потребителей – 2 МВт (в соответствии с утвержденными ТУ на ТП).

ПС 35/6 кВ Кристалл располагалась бы в центре переводимых на нее нагрузок (рядом с существующим РП-1 6 кВ, куда подключена переводимая нагрузка), что привело бы к снижению длинны новых КЛ 6 В для подключения новых потребителей (300 м, вместо 1,5 км). Исходя из планируемой мощности нагрузки ПС 35/6 кВ Кристалл 6+2 МВт, необходима была установка трансформантов 2х10 МВА.

В 2018 году при организации инженерно-изыскательских работ на земельном участке под проектируемую ПС 35/6 кВ «Кристалл» подрядной организацией ООО «ИРПИ», выполняющей данные работы, был получен отказ в согласовании данных работ от администрации МО «г. Усолье-Сибирское». В настоящее время инвестиционной программой на 2020-2024 г.г. предусмотрены мероприятия по строительству нового центра питания 35/6 кВ ГПП-2 вблизи действующей ПС 35/6 кВ ГПП-1, с последующим выводом из эксплуатации, существующей ПС 35/6 кВ ГПП-1 с сроком реализации 2020-2024 г.г. Ориентировочная мощность трансформаторов проектируемой ПС 35/6 кВ ГПП-2 2х40000 или 2х32000 кВА. В связи с увеличением мощности ПС потребуется реконструкция ВЛ-35 кВ «ТЭЦ-11 – ГПП-1 I, II цепь» с заменой опор и существующего провода. Окончательное решение определится на стадии разработки проектной и рабочей документации.

6.1.13. Реконструкция ПС 35/6 кВ РП-5, ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5, г. Ангарск

Электроснабжение ПС 35/6 кВ РП-5 осуществляется от ВЛ 35 кВ Ангарская – ПСN№4 – РП-5 (филиала ЦЭС ОАО «ИЭСК») и ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5, имеющие совместную подвеску на участке от опоры №24 до РП-5. ВЛ 35 кВ ГПП-2 – РП-5 выполнена проводом марки АС-95 (длительно-допустимый ток 330 А), с применением металлических опор, протяженность – 5,2 км, год ввода в эксплуатацию – 1968 году. Максимальная нагрузка – 450А (замеры 22 января 2018 года), что приводит к перегрузке данной ЛЭП. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1202-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ ГПП2 – РП5, ГПП1 – РП5.

ПС 35/6 кВ РП-5 состоит из ОРУ-35 кВ, ЗРУ-6 кВ, установлены два трансформатора ТДНС-35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. Силовое оборудование по стороне 35-6 кВ установлено масляного типа (выключатели В1-35 кВ, В2-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП). Год ввода ПС 35/6 кВ РП-5 в эксплуатацию – 1962 год. Данный тип оборудования требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

От ПС 35/6 кВ РП 5 осуществляется электроснабжение 17226 потребителей г. Ангарска, в том числе социально-важные и объекты жизнеобеспечения города. Нагрузка трансформаторов на ПС 35/6 кВ РП-5 на 18 декабря 2019 года: Т-1 – 10,5 МВА (66%), Т-2 – 13 МВА (81%).

В случае аварийного отключения одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 40-60%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в реАжиме такой перегрузки возможна не более 80 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 80 минут не допускается, что в дальнейшем влечет ограничение электроснабжения потребителей. Имеется заключение филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1206 17-ТО, 2017 год на ПС 35/6 кВ РП-5.

В настоящее время выдано утвержденных ТУ на ТП коммунально-бытовых потребителей с подключением от РП-5 в объеме 7,54 МВт, которые необходимо присоединить.

Учитывая вышеизложенное, необходима реконструкция ПС 35/6 кВ РП-5 с заменой двух существующих силовых трансформаторов 16000 кВА на трансформаторы 25000 кВА. Реконструкцию ОРУ-35 кВ рекомендуется выполнить по схеме «Мостик» с выключателями в цепях трансформаторов и автоматической ремонтной перемычкой со стороны линий. Реконструкцию ЗРУ 6 кВ рекомендуется выполнить с установкой современного оборудования и расширением числа ячеек 6 кВ. В рамках реконструкции ПС 35 кВ РП-5 с увеличением мощности, рекомендуется на вышеуказанных ЛЭП выполнить замену провода на провод большего сечения, в соответствии с мощностью трансформаторов. Рекомендуется произвести переключение одной цепи с ПС Ангарская на ГПП-1.

6.1.13. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Мелькомбинат», г. Тайшет

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Мелькомбинат осуществляется по двухцепной ВЛ 35 кВ Тайшет – Мелькомбинат А (Б) от ПС 500 кВ Тайшет (ОАО «ИЭСК»). ВЛ 35 кВ выполнена проводом марки АС-120, с применением металлических и железобетонных опор, протяженностью – 3,095 км, год ввода в эксплуатацию – 1982 год.

На ПС 35 кВ Мелькомбинат установлены два силовых трансформатора мощностью 10 МВА каждый (ТДНС-10000/35/10 и ТД-10000/35/10) – 1977 года выпуска, в ОРУ-35 кВ на вводе Т-1 установлен масляный выключатель 35 кВ, на вводе Т-2 блок «отделитель-короткозамыкатель», КРУН-10 кВ выполнено из двух секций шин, состоящее из 20 ячеек, 1956-1976 годов выпуска. Силовое оборудование по стороне 35-10 кВ установлено масляного типа (выключатель 35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 10 кВ – ВМП). Отсутствует релейная защита трансформатора Т-2. Год ввода ПС Мелькомбинат в эксплуатацию – 1978 год. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1210-17-ТО, 2017 год на ПС 35 кВ Мелькомбинат.

От ПС 35 кВ Мелькомбинат осуществляется электроснабжение около 5000 потребителей южной части г. Тайшет, а также социально-важные объекты (школы, детский сад, объекты здравоохранения, ФКУ СИЗО) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов достигает 80% (на 18 декабря 2019 года нагрузка Т-1 – 8,2 МВА, Т-2 – 6,9 МВА). В случае выхода из строя одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор будет работать с перегрузкой до 60%. В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора при такой перегрузке не более 45 минут. В настоящее время в филиале «Тайшетские электрические сети» ОГУЭП «Облкоммунэнерго» выданы утвержденные ТУ на ТП на общую мощность 1,15 МВт, что также в дальнейшем повлечет рост нагрузки трансформаторов Т-1, Т-2 ПС Мелькомбинат.

Учитывая вышеизложенное, необходимо выполнить реконструкцию ПС 35/10 кВ «Мелькомбинат» с заменой существующих трансформаторов марки ТДНС-10000/35/10 кВ и ТД-10000/35/10 кВ на трансформаторы мощностью 16 МВА, замену оборудования ОРУ-35 кВ с установкой ваку-умных выключателей 35 кВ, установку модульного блока КРУН-10 кВ с применением ячеек с вакуумными выключателями 10 кВ на выкатном эле-менте, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) мо-дульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования.

6.1.14. ПС 35/6 кВ «Боково», г. Иркутск-2 (строительство нового центра питания 35кВ)

В настоящий момент подстанция ГПП 110/6 кВ ИАЗ, принадлежащая ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут» в соответствии с актом Ростехнадзора не имеет технической возможности по увеличению подключения новых нагрузок жилого района Иркутск -2 с максимальной мощностью – 640 кВт.

Так же необходимо учитывать планируемый рост нагрузки на объектах авиазавода ОАО «ИАЗ-филиал НПК «Иркут», предусматривающий перевод электроснабжения жилого района Иркутск-2, с максимальной мощностью 8000 кВт, на другой источник питания.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Осуществить резервирование нагрузок 6 кВ от ПС 35кВ «Ленино» принадлежащей Филиалу Южные электрические сети ОАО «ИЭСК» невозможно, ввиду отсутствия резерва мощности («закрытый» центр питания).

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2016 года, но еще не реализованным, составляет 640 кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки новой ПС 35 кВ «Боково» с учетом перевода максимальной мощности 8000 кВт с ПС 110кВ ГПП-ИАЗ и подключением индивидуальных жилых домов, строительство которых планируется в ж/р. Боково, составит – 12000 кВт.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить строительство нового центра питания ПС 35кВ «Боково», с двумя силовыми трансформаторами мощностью 16 МВА каждый. Подключение ПС 35 кВ «Боково» планируется от ВЛ-35 кВ Левобережная I, II, цепь с воздушными отпайками в соответствии с техническими условиями ОАО «ИЭСК» №4563/18-ЮЭС и заключенным договором от 21 февраля 2019 года №4563/18-ЮЭС на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к электрическим сетям ОАО «ИЭСК».

Разработка ПСД осуществляется в 2017 – 2019 годы, СМР, ПНР и ввод в работу планируется в 2020 году. Данный проект включен в «Перечень приоритетных объектов строительства/реконструкции электросетевых комплексов, необходимых для социально-экономического развития Иркутской области, финансируемых в рамках инвестиционной программы Акционерного общества «Братская электросетевая компания» в 2019 году.

6.1.15. ПС 35/6 кВ №18, г. Усть-Илимск, ПС 35/6 кВ «Строительная», г. Усть-Илимск, ВЛ 35 кВ 35-36

В настоящий момент ПС 35/6 кВ №18 является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС №18 35/6 кВ смонтирована по временной схеме на передвижной платформе. Находится в санитарно-защитной зоне Усть-Илимского ЛПК, рядом с пожароопасными хранилищами древесных отходов и опилок. ПС 35 кВ №18 запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974 год) от ПС 220 кВ №3 Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения). На ПС 35 кВ №18 установлены два трансформатора ТМ-3150 35/6 кВ, год ввода в работу – 1977 год.

В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ №18 (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017 год: Т-1 – 210А, 2183 кВт (69%), Т-2 280А, 2910 кВт (93%), дата 09 января 2017 год в 10:30.
- 2018 год: Т-1 – 250А, 2598кВт(83%), Т-2 310А,3222 кВт (102%), дата 17 января 2018 год в 11:00.
- 2019 год: Т-1 – 240А, 2494кВт (79%),Т-2 311А, 3228кВт (103%), дата 22 января 2019 год в 10:20.

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2015 года, но еще не реализованным, составляет 50 кВт. Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ №18 составит – 4227 кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

До ближайших центров питания – ПС 220 кВ №3 и ПС 35 кВ «Строительная» расстояние по трассе составляет 10км и 1,5км соответственно.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима предлагается выполнить демонтаж существующей ПС 35 кВ №18, перевод нагрузки 4227кВт на ПС 35/6 кВ «Строительная», строительство РП-6кВ в пожаробезопасном здании. После перевода эл. нагрузки –ПС 35 кВ № 18 будет работать как РП-6кВ.

Замена трансформаторов 2х3150кВА на трансформаторы большей мощности нецелесообразна ввиду необходимости полной реконструкции существующей ПС, также ввиду отсутствия необходимого земельного участка для строительства новой ПС, так как существующая ПС №18 смонтирована по временной схеме на передвижной платформе (без выделения земельного участка), в 6-10 м от пожароопасных хранилищ древесных отходов и опилок.

В настоящий момент ПС 35/6кВ «Строительная» является источником питания электрических сетей, питающих потребителей промышленной зоны г. Усть-Илимска, в которой устойчиво идет рост электрических нагрузок. ПС 35 кВ «Строительная» запитана от одной ВЛ-35 кВ №35-36 на деревянных опорах, без ж/б приставок (год ввода – 1974) от ПС 220 кВ №3 Филиала СЭС ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (технологическое присоединение по второй категории надежности электроснабжения).

На ПС 35 кВ «Строительная» установлены два трансформатора ТД-10000 35/6 кВ, год ввода в работу – 1975 год.

В ОЗП 2017-2019 годов максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Строительная» (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017 год: Т-1 – 530А, 5508 кВт (56%), Т-2 откл., дата 09 января 2017 года в 10-35.
- 2018 год: Т-1 – 780А, 8106 кВт (82%), Т-2 откл., дата 17 января 2018 года в 10-30.
- 2019 год: Т-1 – 1050А, 10912 кВт (110%), Т-2 150А, 5664кВт (57%), дата 17 января 2019 год в 09-30.

Динамика изменений суммарной нагрузки трансформаторов за последние 3 года показывает ежегодный рост нагрузок.

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2017 года, но еще не реализованным, составляет 1953 кВт.

Рассматривается заявка о подключении объектов ЗАО «КАТА» от ПС 35кВ Строительная по третьей категории по обеспечению надежности, с дополнительным увеличением максимальной мощности на 992 кВт, на напряжение 35 кВ объектов ИП Софроновой Н.А. от ВЛ-35кВ №35-36, по третьей категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 5000 кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Строительная с учетом перевода мощности 4227 кВт с ПС 35 кВ №18 составит – 14480кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №18 не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, перегрузка наблюдается уже в нормальной схеме. При аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В настоящее время схемно-режимные мероприятия, направленные на обеспечение допустимых параметров электроэнергетического режима, отсутствуют, так как в соответствии со схемой района прилегающей электрической сети возможность резервирования нагрузки от других центров питания не возможна. До ближайшего центра питания – ПС 220 кВ №3 расстояние по трассе составляет 11,5км.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Строительная, включающую:

замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 10000 кВА на 16000 кВА.

реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.

реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 16000 кВА.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Строительная с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС.

Перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 с учетом технологического присоединения на напряжение 35 кВ ИП Сафроновой Н.А. (с максимальной мощностью 5000 кВт) составит: 18080кВт (299А). С учетом дальнейшего роста нагрузки на объектах лесопереработки, расположенных в промышленной зоне, перспективная расчетная мощность по ВЛ-35кВ №35-36 составит - 23000кВт (380А).

ВЛ-35кВ №35-36 выполнена проводом АС 95 (дл. доп. ток 320А, протяженность 10,8км), что приведет к превышению токовой нагрузки до 19%.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить реконструкцию ВЛ-35кВ №35-36, включающую строительство двух цепной ВЛ-35кВ от разных секций шин 35кВ ПС 220кВ №3 Филиала СЭС ОАО «ИЭСК», с увеличением сечения провода.

В настоящий момент с целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования необходимо проведение работы по оценке технического состояния существующей ВЛ-35кВ.

6.1.16. ПС 35/6 кВ Порожская, ж/р. Порожский г. Братска

В настоящий момент ПС 35/6 кВ Порожская является центром питания электрических сетей, питающих ж/р. Порожский. ПС 35кВ Порожская запитана от одной ВЛ-35кВ №35-16 ПС 110 кВ Городская Филиала СЭС ОАО «ИЭСК», что не позволяет обеспечить необходимую категорию по обеспечению надежности потребителей эл. энергии (по второй категории надежности), в том числе социальные объекты, например: новый детский сад, с максимальной мощностью 350кВт, с требуемой по проекту - второй категории по обеспечению надежности.

На ПС 35кВ Порожская установлены два трансформатораТ-1 ТМ-4000 35/6 кВ, Т-2 - ТМ-4000 35/6 кВ, год ввода – 1973. В ОЗП 2017-2019гг максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ «Порожская» составила (АИИСКУЭ):

- 2016 год: Т-1 – 1568 кВт (39%), Т-2– 2455 кВт (62%).
- 2017 год: Т-1 – 2149 кВт (54%), Т-2 3519 кВт (88%).
- 2018 год: Т-1 – 2006 кВт (51%), Т-2 3540 кВт (89%).

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2017 года, но еще не реализованным, составляет 506 кВт. Заключен в 2018 году договор об осуществлении технологического присоединения № 160/1 объектов клуба МБУК ж/р. Порожский по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 120кВт. Выдан в 2019г. договор об осуществлении технологического присоединения № 102/1 объектов школы МБОУ СОШ № 6 по второй категории по обеспечению надежности, с максимальной мощностью 1891кВт (учитывающий требования по усилению электрических сетей). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Порожская составит – 5807 кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Порожская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 45%.

В существующей схеме возможность резервирования части нагрузок 6 кВ ПС 35кВ Порожская осуществляется от ПС 35кВ Дачная. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 6 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ АЛПБ с резервом мощности находится на расстоянии 7,4 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Порожская, включающую:

замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 4000 кВА на 6300 кВА.
реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
реконструкцию КРУН-6кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, так как существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 6300 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Порожская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП (мероприятия включены в технические условия ОАО «ИЭСК» №93/18-СЭС и заключенный договор от 18 июня 2018 года №93/18-СЭС на технологическое присоединение объектов электросетевого хозяйства АО «БЭСК» к электрическим сетям ОАО «ИЭСК»).

6.1.17. ПС 35/10 кВ Кургат, п. Прибрежный Братского района

В настоящее время ПС 35/10 кВ Кургат является источником питания электрических сетей, питающих п. Прибрежный. ПС 35кВ Кургат запитана от одной ВЛ-35кВ Кардой-Кургат ПС 35 кВ Кардой Филиала Северные электрические сети ОАО «ИЭСК» на деревянных опорах, без ж/б приставок, протяженностью 8,9 км, год ввода – 1977 год. На ПС 35кВ Кургат установлены два трансформатора Т-1 ТМ-1600 35/10 кВ, Т-2 - ТМ-1800 35/10 кВ, год ввода в работу – 1977 год.

В ОЗП 2017-2019 годов максимальная нагрузка ПС 35/6 кВ Кургат (согласно фактическим замерам) составила:

- 2017 год: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17 января 2017 года.
- 2018 год: Т-1 – 90А, 1559 кВт (98%), Т-2– 75А, 1299 кВт (72%), дата 17 января 2018 года.
- 2019 год: Т-1 – 91А, 1576 кВт (99%), Т-2– 70А, 1213 кВт (68%), дата 17 января 2019 года.

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2016 года, но еще не реализованным, составляет 137,8кВт.

Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ Кургат составит – 2157кВт. С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Кургат не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с превышением токовой нагрузки до 35%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 35кВ Кардой с резервом мощности находится на расстоянии 8,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Кургат, включающую:

замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 1600 кВА, 1800 кВА на 4000 кВА каждый.
реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 4000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Кургат с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

6.1.18. ПС 35/10 «Октябрьская», Чунский район, п. Октябрьский

В настоящее время ПС 35/10 кВ Октябрьская является источником питания электрических сетей, питающих р.п. Октябрьский. ПС 35 кВ Октябрьская запитана отпайкой от ВЛ-35 кВ Таежная Б ПС 110 кВ Лесогорск Филиала Западные электрические сети ОАО «ИЭСК». Протяженность отпайки 3,5км, на деревянных опорах.

На ПС 35 кВ Октябрьская установлены два трансформатора ТМ-6300 35/10 кВ, год ввода в работу – 1983 год, 1985 год. В ОЗП 2017-2019 годов максимальная нагрузка ПС 35/10 кВ «Октябрьская» составила (АИИСКУЭ):

- 2016 год: Т-1 – 2506 кВт (40%), Т-2 – 3677 кВт (59%).
- 2017 год: Т-1 – 2566 кВт (41%), Т-2 – 3680 кВт (59%).
- 2018 год: Т-1 – 2662 кВт (43%), Т-2 – 3684 кВт (59%).

Мощность по договорам технологического присоединения, заключенным с 2016 года, но еще не реализованным, составляет 1041кВт.

Направлен в 2019 году договор об осуществлении технологического присоединения № 196/3 объектов ООО «Сибиряк» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 900кВт (с 600кВт до 1500кВт), договор об осуществлении технологического присоединения объектов ООО «Управляющая компания ИСТ-Групп» по третьей категории по обеспечению надежности, с увеличением максимальной мощности на 400кВт (с 800кВт до 1200кВт). Перспективная расчетная мощность нагрузки ПС 35 кВ «Октябрьская» составит – 8138кВт.

С учётом года выпуска для Т-1 и Т-2 ПС 35кВ Октябрьская не установлены поправочные коэффициенты в зависимости от температуры окружающей среды, по данным собственника коэффициент длительно допустимой перегрузки по току равен 1,05. Таким образом, при аварийном отключении одного трансформатора, оставшийся в работе трансформатор в зимний максимум нагрузок будет работать с токовой нагрузкой 98%.

В существующей схеме возможность резервирования отсутствует. Резервирование от других ПС со строительством новых ЛЭП 10 кВ экономически нецелесообразно, так как ближайшая ПС 110кВ Лесогорск с возможным резервом мощности находится на расстоянии 5,3 км по трассе, что приведёт к увеличению технических потерь.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, а также для обеспечения заявителей второй категорией по обеспечению надежности электроснабжения, планируется выполнить реконструкцию ПС 35кВ Октябрьская, включающую:

замену силовых трансформаторов Т-1, Т-2 с 6300 кВА на 10000 кВА каждый.
реконструкцию ОРУ-35кВ с организацией 1-ой и 2-ой секции шин 35кВ.
реконструкцию КРУН-10кВ.

Данные мероприятия является экономически более эффективным по сравнению с альтернативным мероприятием – строительством нового центра питания, т.к. существующий земельный участок и территория ПС позволяет выполнить реконструкцию с заменой существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью 10000 кВА.

С целью заблаговременного выявления возможности повреждения оборудования и выявления возможности недопустимого перегруза трансформаторов необходимо проводить ежегодный контроль загрузки ПС 35 кВ Октябрьская с проведением почасовых замеров в период прохождения максимальной нагрузки ПС, а также обеспечить включение в ТУ на ТП с включением мероприятий, необходимых для реализации ТП.

6.1.19. Строительство нового центра питания 35кВ – ПС 35/10 «Индустриальная», г. Братск

В настоящий момент на площадке между ул. Индустриальной и ул. Коммуннальной в ж/р. Центральный г. Братска идет активный рост промышленной нагрузки. В январе 2020 года в АО «БЭСК» от ООО «БСМК» подана заявка на технологическое присоединение первой очереди энергопринимающих устройств с максимальной мощностью 4900 кВт, с обеспечением второй категории надежно-сти электроснабжения. В 2025 году предусматривается ввод второй очереди энерго-принимающих устройств ООО «БСМК» с увеличение максимальной мощности энергопринимающих устройств на 5000 кВт, суммарная максимальная мощность составит – 9900кВт.

Так же рассматривается вопрос о технологическом присоединении второй очереди энергопринимающих устройств ООО «БратскХимСинтез» с увеличением максимальной мощностью до 3000 кВт, с обеспечением устойчивой второй катего-рии надежности электроснабжения.

Таким образом, ожидаемое увеличение максимальной мощности в данном районе до 2024 года составит – 5200 кВт, в период 2025-2026 годов– 6000кВт.

По существующей схеме электроснабжения для подключения новых энерго-принимающих устройств отсутствует техническая возможность технологического присоединения, ввиду того что, технические характеристики (сечение, степень из-носа, количество соединительных муфт) кабельных линий 10кВ, питающих дан-ный район от ПС 110/10кВ «Южная» и ПС 110/35/10кВ «Городская», не могут осуществить передачу необходимой дополнительной максимальной мощности. Замена данных кабельных линий 10кВ на кабельные линии 10кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) с увеличением сечения до 300 мм2 (для обеспе-чения передачи максимальной мощности и обеспечения допустимых потерь напряжения), экономически не целесообразна, так как источники питания ПС 110/10кВ «Южная» и ПС 110/10кВ «Городская» находятся на расстоянии более 5 км и трасса прокладки проходит по районам с городской застройкой с большим количеством инженерных коммуникаций и пересечением с электрифицированной двухпутной железной дорогой.

Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима планируется выполнить строительство нового центра питания ПС 35/10кВ «Ин-дустриальная», с двумя силовыми трансформаторами с возможностью регулиро-вания напряжения под нагрузкой (РПН), с мощностью 16 МВА каждый. Подклю-чение новой ПС 35/10 кВ «Индустриальная » планируется выполнить новой двухцепной ВЛ 35 КВ № 35-17. Строительство новой двухцепной воздушной ли-нии электропередачи напряжением 35 кВ планируется выполнить на металличе-ских опорах, с применением сталеалюминевого провода марки 3АС-120 мм2. Сооружение новой двухцепной воздушной линии электропередачи напряжени-ем 35 кВ предполагается выполнить от ПС 110/35/10 кВ «Городская», взамен участка существующей ВЛ 35 кВ № 35-17 выполненной в одноцепном исполне-нии на деревянных опорах, год ввода – 1969г., без изменения точки технологиче-ского присоединения.

6.1.20. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Уда-2», ВЛ 35 кВ «Рубахино – Шумский, п. Шумский», Нижнеудинский район

Электроснабжение ПС 35/10 кВ Уда-2 осуществляется по ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский, подключенной ответвлением от ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог (ОАО «ИЭСК»). Ответвление ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский выполнено проводом марки АС-50, с применением деревянных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженность – 0,88 км, год ввода в эксплуатацию – 1973 г. Отпайка (ВЛ 35кВ) находится в неудовлетворительном техническом состоянии, загнивание древесины опор превышает предельнодопустимые нормы, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1203-17-ТО, 2017 г. на ВЛ 35 кВ Рубахино – Шумский.

На ПС 35 кВ Уда-2 установлены два силовых трансформатора мощностью 1,6 МВА (ТМ-1600/35/10), 1973 года выпуска, КРУ 10 кВ выполнено по типовой схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин, состоящая из 6 ячеек. Силовое оборудование по стороне 10 кВ установлено масляного типа (выключатели 10 кВ – ВМГ-10). Данный тип оборудования, требует значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). ОРУ-35 кВ выполнено по не типовой схеме «Одна секция шин с двумя разъединителями в цепях трансформаторов Т-1, Т-2 без ремонтной перемычки с одним линейным присоединением». Блок-выключатели на стороне 35 кВ отсутствуют. Отсутствует релейная защита трансформаторов Т-1 и Т-2. На ПС частично разрушено маслоприёмное устройство. Год ввода ПС 35 кВ Уда-2 в эксплуатацию – 1980 г. Оборудование морально и физически устарело, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 г. на ПС 35/10 кВ Уда-2.

От ПС 35 кВ Уда-2 осуществляет электроснабжение 2,5 тыс. населения п. Шумский, Нижнеудинского района, а также социально-важные объ-екты (школа, два детских сада, почтовое отделение, администрация, по-жарная часть) и объекты жизнеобеспечения (котельная).

В зимний максимум нагрузка трансформаторов Т-1, Т-2 достигает 80% от их номинальной мощности. Токовая нагрузка достигает 135А по напряжению 10 кВ (на 12 февраля 2019 года). В случае выхода одного трансформатора из строя, оставшийся в работе трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки на 57%. В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок (п. 2.1.21), продолжительность работы трансформатора в аварийном режиме возможна не более 45 минут.

На основании заключения филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому региону» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №369-ТО, 2014 год. рекомендована реконструкция ответвления ВЛ-35 кВ Рубахино-Шумский от места присоединения к ВЛ 35 кВ Рубахино – Порог с заменой существую-щих опор на железобетонные опоры или металлические опоры, с заменой существующего провода и, в связи с превышением допустимой токовой нагрузки оборудования, реконструкция ПС 35/10 кВ Уда-2 с заменой су-ществующих силовых трансформаторов 1,6 МВА на трансформаторы большей мощности по 2,5 МВА каждый, реконструкцию маслоприёмного устройства, реконструкцию ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных выключа-телей 35 кВ, реконструкцию КРУ-10 кВ.

6.1.21. Реконструкция ВЛ 35 кВ «ГПП-1 – Утулик», Слюдянский район.

ВЛ 35 кВ ГПП-1 – ПС Утулик протяженностью 7,6 км, запитывает ПС 35/6 кВ «Утулик». На ПС 35/6 кВ «Утулик» установлены 2 трансформатора мощностью 6300 кВА каждый. С целью повышения надежности и категорийности электроснабжения потребителей необходимо выполнить реконструкцию ВЛ-35 кВ с подвесом второй цепи.

6.1.22. Реконструкция ВЛ 35 кВ «Косая Степь – Бугульдейка», Ольхонский район.

ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка находится в неудовлетворительном техническом состоянии, физический износ деревянных опор и их деталей (траверсы, подтраверсники, раскосы) и проводов, что подтверждается заключением филиала «ЦЛАТИ по Восточно-Сибирскому регио-ну» ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО» №1204-17-ТО, 2017 год на ВЛ 35 кВ Косая Степь – Бугульдейка.

6.1.23. Строительство ВЛ-35 кВ, ПС 35/10 кВ «Добролет», Голоустенский тракт, Иркутский район.

Электроснабжение населения п. Горячий Ключ, Иркутского района, а также ряда садоводческих и дачных товариществ, расположенных на участке 20-35 км от дороги «Иркутск – Большое Голоустное» осуществляется от ПС110/35/10 «Пивовариха» с.ш.-10 кВ яч.17 (ОАО «ИЭСК») по воздушной линии 10кВ «Пивовариха – Горячий Ключ».

ВЛ-10 кВ «Пивовариха – Горячий Ключ» подключена к ВЛ-10 кВ вышестоящей сетевой организации ОАО «ИЭСК» в районе детского лагеря «Светлячки» Иркутского района, на 20 км автодороги «Иркутск – п. Большое Голоустное» (Граница ответственности опора №34).

От ПС 110/35/10 кВ «Пивовариха» до границы ответственности (ВЛ-10 кВ опора №34 ОАО «ИЭСК») между сетевыми организациями протяженность ВЛ-10кВ составляет 13 км. Протяженность ВЛ-10 кВ от границы ответственности до вольтодобавочного трансформатора (ОГУ-ЭП «Облкоммунэнерго») установленного в п. Поливаниха – 7,932км (Справочно: ВДТ ТМ-4000/10, Iном ВН/НН 230,9/220,5(А)), от вольтодобавочного трансформатора до ТП-513 «Поселок» в п. Горячий Ключ – 15,483 км, от ТП-513 «Поселок» до ТП-514 «Школа» протяженность – 0,186 км.

Таким образом, суммарная протяженность ВЛ-10 кВ «Пивовариха – Горячий Ключ» составляет 37 км, что в настоящих условиях не соответствует требованиям в части возможности обеспечения качества электроснабжения потребителей. К ВЛ-10кВ «Пивовариха – Горячий Ключ» суммарно подключено потребителей 424 шт., в том числе 380 шт. – фи-зические лица, 44 шт. - юридические лица.

За период с 2015 по 2019 год по технологическому присоединению было подключено 46 потребителей на общую мощность 2,715 МВт, в том числе физические лица 41 потребитель – общей мощностью 0,615 МВт, юридические лица 5 потребителей – общей мощностью 2,1 МВт. Также в стадии исполнения находятся договора технологического присоединения на общую мощность 1,7 МВт.

В зоне деятельности ОГУЭП «Облкоммунэнерго» находятся 36 трансформаторных подстанций, с присоединенной мощностью 14,5 МВт. Из них 10 трансформаторных подстанций с присоединенной мощностью 6,5 МВт находятся в хозяйственном ведении ОГУЭП «Облкоммунэнерго», 26 трансформаторных подстанций с присоединенной мощностью 8 МВт принадлежат сторонним организациям.

Возможности технологического присоединения в данном районе нет по причине полной загрузки линии, как в зоне ответственности ОГУЭП «Облкоммунэнерго», так и ОАО «ИЭСК».

Низкое качество передаваемой электрической энергии вызвано долгим отсутствием реконструкции схемы электроснабжения Голоустненского тракта, как комплекса в целом и большой протяженности электрической сети наряду с отсутствием дополнительных центров питания 35кВ.

Мероприятия необходимые для приведения качества электрической энергии к НТД и повышения надежности электроснабжения:

Строительство ВЛ-35 кВ от ПС 35/10 кВ «Худякова» до д. Доб-ролет Иркутского района, ориентировочной протяженностью 18 км.

Строительство ПС 35/10 кВ «Добролет» с двумя трансформаторами 2х2,5 (4) МВА.

Переключение и деление ВЛ-10 кВ «Пивовариха – Г. Ключ» с 22 по 32 км и с 32 км по 42 км автодороги Иркутск – Большое Голоуст-ное на ПС 35/10 кВ «Добролет». Участок с 14 км по 22 км оставить на ПС 35/10 кВ «Худякова».

Строительство ВЛ-35 кВ для создания кольцевой схемы ВЛ-35 кВ «Н. Кочергат-Светлячки» и в дальнейшей перспективе, при развитии района, установка дополнительных центров питания 35/10 кВ в центрах нагрузки по Голоустенскому тракту.

6.1.24. Реконструкция ПС 35/10 кВ «Красноармейская», г. Киренск.

Электроснабжение ПС 35/10 кВ «Красноармейская» осуществляется по двухцепной ВЛ-35 кВ, первая цепь – «ПС 110/35/10 кВ «Киренская» - ПС 35/10 кВ «Красноармейская»», вторая цепь – «ПС 35/10 кВ «Салтыково» - ПС 35/10 кВ «Красноармейская»». ВЛ-35 кВ находится в ведении СЭС ОАО «ИЭСК».

На ПС установлены два силовых трансформатора ТМН-6300/35-У1, 35/11кВ мощностью 6,3 МВА каждый - 1992 года выпуска, загрузка трансформаторов составляет: Т-1 – 2,8 МВт, Т-2 – 3,5 МВт. КРУН-10 кВ серии К-59, выполнено из двух секций шин, состоящих из 12 ячеек, 1992 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35 - 10 кВ установлено масляного типа (выключатели-35 кВ – С-35М-630-10Б У1с приводом ШПЭ-12У1, выключатели 10кВ – ВКЭ-М-10-630(1000)/20У2), год ввода в эксплуатацию 1995 года. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты). Год ввода в эксплуатацию ПС 35/10 кВ «Красноармейская» - 1995 год.

ПС 35/10 кВ «Красноармейская» осуществляет электроснабжение 1294 потребителей г. Киренск (м-н Мельничный, м-н Пролетарский, кв-л Воронино), д. Никольск и д. Змеиново, в том числе 18 социальноважных и объектов жизнеобеспечения города.

На ПС отсутствует предусмотренный проектом, линейный выключатель присоединения ВЛ-35 кВ «Киренск». Данное решение не позволяет оперативно управлять мощностью на п/с Красноармейская со стороны ВЛ-35кВ «Киренск», усложняет порядок оперативных переключений и вывод в ремонт оборудования, отсутствие собственных релейных защит присоединения приводит к возможности неселективной работы защит в некоторых режимах работы схемы первичных соединений. Для обеспечения нормальной работы защит по напряжению 35 кВ требуется установка второго блок выключателя 35 кВ с установкой защиты и управления МВ -35кВ в ОПУ-8. Требуется капитальный ремонт маслоприемников силовых трансформатора Т-1 и Т-2.

На ОРУ-35 кВ линейные и секционные разъединители находятся в неудовлетворительном состоянии. При выполнении коммутации возможно разрушение изоляции. Требуется реконструкция и замена оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, замена в КРУН-10кВ масленых выключателей на вакуумные выключатели марки BB/TEL-10 на выкатном элементе. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с

использованием микропроцессорных устройств.

В дальнейшей перспективе территориального развития Киренского района, в том числе и развитие воздушного сообщения необходимо будет строительство нового центра питания напряжением 35/10 кВ в раойне п. Кривошапкино.

6.1.25. Реконструкция ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС», ВЛ-35 кВ «Нефтебаза», г. Усть-Кут.

Электроснабжение ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» осуществляется по одно-цепной ВЛ-35кВ «Нефтебаза». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-70, с применением металлических, железобетонных и деревянных опор на железобетонных приставках, протяженностью – 8,637 км, год ввода в эксплуатацию – 1968 год. На ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» установлен силовой трансформатор марки ТМ-4000/35/6 кВ мощностью 4 МВА, ОРУ-35 кВ выполнено по схеме «Блок линия-трансформатор с разъединителем и выключателем», КРУ-6 кВ, выполнено по схеме «одна секция шин», состоящее из 2 ячеек, 1959 года выпуска. Силовое оборудование по стороне 35 кВ и 6 кВ установлено масляного типа (выключатель-35 кВ – ВМД-35 кВ, выключатели 6 кВ – ВМП), год ввода в эксплуатацию 1968 года. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» осуществляет электроснабжение 0,5 тыс. населения г. Усть-Кут, а также социально-важные (детский сад) и объекты жизнеобеспечения (водозабор, производственная база ФУКЭС). Год ввода ПС 35/6 кВ «ТП-УКЭС» в эксплуатацию – 1968 г. Загрузка трансформатора составляет – 85 % (3,15 МВт).

Учитывая вышеизложенное необходимо выполнить установку второго силового трансформатора 35/6 кВ мощностью 4 МВА, модернизацию оборудования ОРУ-35 кВ с установкой вакуумных колонковых выключателей 35 кВ, установку модульного блока КРУН-6 кВ с вакуумными выключателями на выкатном элементе, установку общеподстанционного пункта управления (ОПУ) модульного типа с размещением панелей РЗА, ТМ, связи, панелей силового оборудования. Предусмотреть технические решения по замене системы релейной защиты с использованием микропроцессорных устройств, телемеханизация. Устройство маслоотводной системы, внутриплощадочных и подъездных дорог, установку металличе-ского ограждения территории ПС высотой 2,5 м с монтажом спирали АКЛ, пожарную и охранную сигнализацию, охранное видеонаблюдение, а также для повышения надежности электроснабжения и обеспечения категорийности электроснабжения потребителей г. Усть-Кут необходимо предусмотреть реконструкцию ВЛ-35 кВ «Нефтебаза» с подвеской второй цепи и подключением второй цепи к ПС «ТП-УКЭС».

6.1.26. Реконструкция ПС-35/6 кВ «Мама», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» пгт. Мама, Мамско-Чуйский район.

Электроснабжение ПС-35/6 кВ «Мама» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95 на деревянных опорах, протяженность – 26 км, год ввода в эксплуатацию – 1958 год.

ПС «Мама» введена в эксплуатацию в 1950-х годах. В начале 80-х годов прошлого столетия на ПС «Мама» была проведена частичная реконструкция: построено ЗРУ-6кВ и установлено два трансформатора мощностью по 4000 кВА. В настоящее время на ПС установлены силовые трансформаторы: Т1 – ТМН-4000/35/6 кВ, Т2 – ТМН-4000/35/6 кВ - 1979 года выпуска. Загрузка трансформаторов Т1 и Т2, в зимнее время, составляет 65 %. Устройства РПН на силовых трансформаторах Т1 и Т2 работают вручную. Работа устройств РПН, без автоматики, создаёт большие проблемы при регулировке напряжения, особенно в зимний период времени.

В случае выхода одного из трансформаторов из строя, второй трансформатор будет работать с превышением токовой нагрузки более 29%. Согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (п. 2.1.21) продолжительность работы трансформатора в аварийном режиме возможна не более 120 минут. Дальнейшая работа трансформатора в аварийном режиме более 120 минут не допускается, что в последующем влечет ограничение электроснабжения потребителей. Систематические перегрузки трансформатора приводят к процессу старения изоляции обмоток и снижению срока службы трансформатора.

РУ-35 кВ открытого исполнения выполнено присоединением одной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Мама» по схеме «Одна система шин». ОРУ-35 кВ выполнено с применением масляных выключателей типа ВМ-35. РУ-6 кВ закрытого исполнения выполнено по схеме «Одна, секционированная выключателем, система шин» с тремя отходящими линиями 6 кВ. В ЗРУ-6 кВ установлены 8 ячеек КСО-272 с выключателями ВМПП-6, износ оборудования составляет 100%. РУ-0,4кВ выполнено в виде шкафа (панели) с 4-мя отходящими фидерами. Силовое оборудование на стороне 35-6 кВ установлено и введено в эксплуатацию в 1960-е годы. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/6 кВ «Мама» осуществляет электроснабжение потребителей пгт. Мама – 2147 потребителей (200 юридических лиц и 1947 физических лиц), в том числе социально-значимых объектов жизнеобеспечения поселка – 29 шт.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей пгт. Мама требуется реконструкция ПС с заменой изношенного и устаревшего оборудования ПС на современное оборудование, заменой масляных выключателей на вакуумные, замена существующих трансформаторов 4000 кВА на 6300 кВА, реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой опор и провода.

6.1.27. Реконструкция ПС-35/10 кВ «Витимский», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский» п. Витимский, Мамско-Чуйский район.

Электроснабжение ПС-35/10 кВ «Витимский» осуществляется по од-ноцепной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95 на деревянных опорах, протяженность – 2,6 км, год ввода в эксплуатацию – 1965 год.

ПС «Витимский» введена в эксплуатацию в 1960-х годах. На ПС установлены силовые трансформаторы: Т1 – ТАМ-1800/35/10 кВ -1964 года выпуска, Т2 – ТАМ-1800/35/10 кВ - 1966 года выпуска. В работе находится трансформатор Т1, его загрузка составляет: в зимнее время – 40 %, в летнее время – 10 %.

Трансформатор Т2, с августа 2014 года, находится в неисправном состоянии. Требуется ремонт трансформатора с привлечением специализированной подрядной организации.

РУ-35 кВ открытого исполнения выполнено присоединением одной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Витимский» по схеме «Одна система шин». ОРУ-35 кВ выполнено с применением масляных выключателей типа ВМД-35. РУ-10 кВ закрытого исполнения, выполнено по схеме «Одна система шин». В ЗРУ-10 кВ установлены 8 ячеек КСО, из них 5 ячеек с выключателями ВМГ-133 (два выключателя на вводах и три отходящих фидера, в работе находится один фидер), износ оборудования составляет 100%. Силовое оборудование установлено и введено в эксплуатацию в 60-е годы прошлого столетия. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС 35/10 кВ «Витимский» осуществляет электроснабжение потребителей п. Витимский Мамско-Чуйского района – 221 потребителя (22 юридических лица и 199 физических лиц), в том числе социально-значимых объектов жизнеобеспечения поселка - 8. Заявки на технологическое присоединение отсутствуют.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей п. Витимский Мамско-Чуйского района требуется реконструкция ПС с заменой изношенного и устаревшего оборудования ПС на современное оборудование, заменой масляных выключателей на вакуумные, приобретение нового трансформатора, взамен вышедшего из строя Т-2, реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой провода и опор.

6.1.28. Реконструкция ПС-35/6 кВ «Луговка», ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка» п. Луговский, Мамско-Чуйский район.

Электроснабжение ПС-35/6 кВ «Луговка» осуществляется по одноцепной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка». ВЛ-35 кВ выполнена проводом марки АС-95 на деревянных опор, протяженность – 43 км, год ввода в эксплуатацию – 1965 год. ПС «Луговка» введена в эксплуатацию в 1960-х годах. На ПС установлены силовой трансформатор: Т1 – ТМ-1000/35/6 кВ -1964 года выпуска, Загрузка трансформатора Т1 составляет 42 % (0,7 МВт).

РУ-35 кВ открытого исполнения выполнено присоединением одной ВЛ-35 кВ «Мусковит-Луговка» по схеме «Одна система шин». ОРУ-35 кВ выполнено с применением масляного выключателя типа ВМД-35. РУ-6 кВ открытого исполнения выполнено по схеме «Одна система шин» с одной отходящей линией 6 кВ. На ОРУ-6 кВ установлены 1 ячейка РВНО-6 с масляным выключателем ВМБ-10 и ячейка с трансформатором СН ТМ-60/6/0,4кВ, износ оборудования составляет 100%. Силовое оборудование установлено и введено в эксплуатацию в 60-е годы прошлого столетия. Данный тип оборудования морально устаревший, требующий значительных затрат на эксплуатацию по сравнению с современными коммутационными аппаратами (вакуумные, элегазовые коммутационные аппараты).

ПС-35/6 кВ «Луговка» осуществляет электроснабжение потребителейп. Луговский Мамско-Чуйского района – 277 потребителей (36 юридических лиц и 241 физическое лицо), в том числе социально-значимых и объектов жизнеобеспечения поселка – 10 шт.

В целях повышения надежности электроснабжения потребителей п. Луговский Мамско-Чуйского района требуется реконструкция с заменой изношенного и устаревшего оборудования ПС на современное оборудование, реконструкция ВЛ-35 кВ с заменой опор и провода. Также возможен вариант электроснабжения – установка 2-х трансформаторных подстанций класса напряжений 35/0,4 кВ мощностью по 400 кВА.Окончательное решение будет принято по итогам технико-экономического анализа электроснабжения поселка.

ГЛАВА 6. АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Учитывая горизонт планирования в СиПР электроэнергетики Иркутской области до 2025 года, часть планов по развитию региона выпадают из базового сценария и прогноза по причине отсутствия действующих технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям.

Тем временем в Иркутской области идет интенсивное развитие золотодобывающей промышленности и после ввода в строй Сухоложского ГОКа золотопромышленность вновь станет одной из ведущих отраслей специализации всей Восточной Сибири, а Иркутская область займет лидирующие позиции среди основных золотодобывающих регионов страны. Потребление электрической энергии и мощности Сухоложского ГОКа учтено в базовом варианте развития электроэнергетики Иркутской области.

Также, наряду с развитием промышленности разрабатываются и реализуются планы комплексного освоения территорий на перспективных земельных участках.

Разработан альтернативный прогноз (вариант) развития электроэнергетики Иркутской области, назначение которого – ознакомить всех заинтересованных субъектов с имеющимися планами и предложениями по дополнительным вариантам развития электрических сетей. Это позволит исключить из реализации неэффективные мероприятия.

Альтернативный прогноз (вариант) развития электроэнергетики Иркутской области учитывает планы собственников по развитию своих производств, а также планы строительства новых социально-значимых объектов и комплексного освоения территорий на перспективных земельных участках.

Исходными данными для разработки альтернативного прогноза (варианта) развития электроэнергетики Иркутской области являются предоставленные исходные данные Министерства, а также письмо АО «Витимэнерго» от 5 февраля 2020 года №18-1/178.

6.1. Бодайбинское энергетическое кольцо.

Бодайбинский энергорайон Иркутской области включается в перечни регионов с высокими рисками нарушения электроснабжения, утверждаемых Минэнерго России. При этом здесь расположены крупнейшие в России запасы золота. В энергорайоне постоянно увеличивается потребление электроэнергии в связи с развитием золотодобычи.

В Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2020-2026 годы (далее – СиПР ЕЭС) выполнено исследование возможности сооружения станции (ТЭС) в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области в качестве варианта альтернативного строительству ЛЭП 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо и ЛЭП 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ).

В связи с тем, что окончательное решение по данному вопросу не принято, а также не определен источник финансирования, строительство ТЭС не предусмотрено СиПР ЕЭС и соответственно не включается в перечень вводимых объектов генерации в СиПР энергосистемы Иркутской области.

Результаты указанного исследования, выполненного в рамках СиПР ЕЭС, приведены справочно.

6.1.1. Исследование возможности сооружения станции (ТЭС) в Бодайбинском энергорайоне.

Электроснабжение потребителей электрической энергии в Бодайбинском, Киренском, Усть-Кутском, Казачинско-Ленском районах Иркутской области, Северо-Байкальском и Муйском районах Республики Бурятия, Ленском районе Республики Саха (Якутия) осуществляется от Бодайбинского энергетического кольца 220 кВ (далее – БЭК), которое образуют узловые ПС 500 кВ Усть-Кут, ПС 220 Пеледуй, ПС 220 кВ Мамакан, ПС 220 кВ Таксимо, связанные следующими ВЛ:

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ НПС-6 – НПС-7 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I, II цепь с отпайкой на ПС НПС-8;
- ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, 2;
- ВЛ 220 кВ Мамакан – Сухой Лог I, II цепь;
- ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь;
- ВЛ 110 кВ Таксимо – Мамакан с отпайками (в 2020 году планируется завершение работ по переводу на напряжение 220 кВ);
- ВЛ 220 кВ на участке Усть-Кут – Киренга – Северобайкальск – Новый Уоян – Таксимо.

Центрами питания для БЭК являются ПС 500кВ Усть-Кут и Мамаканская ГЭС. На ПС 500 кВ Усть-Кут установлена одна группа однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ номинальной мощностью 501 (3х167) МВА.

Суммарное увеличение максимальной мощности потребителей электрической энергии, питающихся от БЭК, с учетом эффекта совмещения новых нагрузок к 2026 году составит 718 МВт.

В БЭК потребителями электрической энергии в рамках технологического присоединения планируется сооружение электрических станций без выдачи мощности в ЕЭС России:

- ООО «ИНК», сооружение ТЭС установленной мощностью 144 МВт с присоединением к ПС 220 кВ Рассолы (ЗНХ);
- ПАО «Газпром», сооружение ТЭС установленной мощностью 66,5 МВт с присоединением к ПС 220 кВ Ковыкта.

Электростанции ООО «ИНК» и ПАО «Газпром» суммарной установленной мощностью 210,5 МВт работают без выдачи мощности в ЕЭС России и в покрытии спроса на электрическую мощность в БЭК не участвуют, поэтому в представленном ниже балансе мощности их показатели не приводятся.

В таблице 6.1.1 представлен существующий и прогнозные балансы мощности БЭК. При формировании баланса мощности учтена раздельная работа энергосистемы Иркутской области с Западным энергорайоном энергосистемы Республики Саха (Якутия) (на ПС 220 кВ Пеледуй) и Западным районом энергосистемы Амурской области (на ПС 220 кВ Чара).

Таблица 6.1.1. Балансы мощности БЭК., МВт

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление	654	696	852	885	901	926
В том числе, ООО «Транснефть-Восток»	87	87	87	87	87	87
Потребители Бодайбинского района Иркутской области	70	70	70	70	70	70
ОАО «РЖД»	53	95	95	95	95	95
ООО «ИНК»	30	30	186	186	186	186
ООО «СЛ Золото» (АО «Полюс)					4	29
ПАО «Газпром»				33	45	45
Установленная мощность электростанций	86	86	86	86	86	86
Располагаемая мощность электростанций	10	10	10	10	10	10
Требуемый переток мощности для покрытия потребления БЭК	644	686	842	875	891	916

Баланс электрической мощности БЭК складывается с существенным собственным дефицитом активной мощности. При максимуме потребления мощности БЭК в зимний период 2019 года – 414 МВт располагаемая мощность единственной электростанции – Мамаканской ГЭС составляет 10 МВт (при установленной мощности станции – 86 МВт) в связи с малой минимальной приточностью в водохранилище в указанный период, который покрывается за счет перетоков по:

- ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 1;
- ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 (в габаритах 500 кВ);
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Коршуниха;
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Лена.

Развитие существующих золотодобывающих предприятий и освоение новых перспективных месторождений на территории Иркутской области, в том числе крупных месторождений золотосодержащих руд Сухой Лог и Чёртово Корыто, существенно увеличат спрос на электрическую энергию в БЭК. Существенное увеличение потребности в электрической энергии будет связано с реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению, в том числе на территории Иркутской области, Байкало-Амурской железнодорожной магистрали, а также со строительством таких крупных заводов как ООО «Иркутская нефтяная компания» Иркутский завод полимеров и завод неорганической химии, а также освоением Ковыктинского месторождения ПАО «Газпром».

К 2026 году планируется увеличение потребления электрической мощности потребителями БЭК до 1131 МВт. Все крупные потребители в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение планируются к вводу до 2026 года (включительно).

Для обеспечения технологического присоединения указанных потребителей утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям определены мероприятия по развитию электрических сетей (далее – «сетевой» сценарий). В том числе предусмотрено:

- перевод на проектное напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2;
- реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (3х167 МВА) до 1002 МВА;
- строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ) и других объектов 220 кВ;
- строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 501 МВА (3х167 МВА) заходами ВЛ 220 кВ;
- строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо с сооружением РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Таксимо и установкой АТ-1 500/220 кВ мощностью 501 МВА.

В целях определения рекомендуемого сценария развития Бодайбинского энергетического кольца выполнены расчеты электроэнергетических режимов и определены значения максимально допустимых перетоков активной мощности во вновь образуемых контролируемых сечениях без учета реализации мероприятий (строительство ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ), ВЛ 500 кВНижнеангарская – Таксимо с сооружением РУ 500 кВ на ПС 220 кВ Таксимо), предусмотренных утвержденными ТУ на ТП, в соответствии с требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методических указаний по устойчивости энергосистем», утверждённых Приказом Минэнерго России от 03 августа 2018 года № 630. Таким образом, расчеты выполнялись исходя из реализации следующих мероприятий (далее – «базовый» сценарий):

- перевод на напряжение 500 кВ ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2;
- реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой второго АТ 500/220 кВ и увеличением трансформаторной мощности на 501 МВА (3х167 МВА) до 1002 МВА;
- строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут с ПС 500 кВ Нижнеангарская трансформаторной мощностью 501 МВА (3х167 МВА) заходами ВЛ 220 кВ.

По результатам выполнения расчетов выявлено, что определяющим с точки зрения обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений является сечение, состоящее из следующих элементов (рисунок 5.2):

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №1,
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 №2,
- ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный,
- ВЛ 220 кВЯкурим – Ния с отпайкой на ПС Чудничный,
- ВЛ 500 кВНижнеангарская – Усть-Кут.

Для энергорайонов Иркутской области, Республики Бурятия, Республики Саха (Якутия) и Забайкальского края, находящихся за определенным выше вновь образуемым контролируемым сечением (КС), разработан баланс мощности, представленный в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2. Баланс мощности энергорайонов Республики Бурятия, Республики Саха (Якутия) и Забайкальского края, на 2020 – 2025 годы для периодов зимних максимальных нагрузок, (МВт)

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление мощности за КС	601	643	699	699	703	728
Доступная мощность электростанций	10	10	10	10	10	10
Требуемый переток мощности в КС	591	633	689	689	693	718
Максимально допустимый переток в КС в нормальной схеме	600	600	700	700	700	700
Запас по пропускной способности КС в нормальной схеме	9	-33	11	11	7	-18

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Максимально допустимый переток в КС в единичной ремонтной схеме с ПА	437	437	600	600	600	600
Запас по пропускной способности КС в единичной ремонтной схеме	-154	-196	-89	-89	-93	-118

Анализ режимно-балансовой ситуации БЭК за вновь образуемым контролируемым сечением на перспективу до 2026 года показывает, что по мере реализации технологического присоединения к электрическим сетям, при не реализации предусмотренных в соответствующих технических условиях мероприятий по строительству ЛЭП 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо и ЛЭП 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ), в единичных ремонтных схемах в БЭК будет формироваться непокрываемый дефицит мощности, который к 2026 году составит 323 МВт.

Покрытие формируемого дефицита мощности возможно путем строительства базовой ТЭС в БЭК установленной мощностью не менее 323 МВт. При этом, исходя из анализа перспективных режимов работы БЭК, месторасположения опорного центра питания – ПС 500 кВ Усть-Кут, а также распределения нагрузок существующих и перспективных потребителей с их максимальной концентрацией в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области, целесообразно рассмотреть размещение данной ТЭС в указанном энергорайоне. Минимальное количество энергоблоков ТЭС – не менее трёх для целей обеспечения возможности планового ремонта одной единицы генерирующего оборудования, а также с учетом рисков аварийных отключений. Единичная мощность энергоблоков и их типы, а также мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности подлежат определению в рамках отдельного проектирования. Дополнительно к сооружению ТЭС на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов выявлена перегрузка автотрансформаторного оборудования на ПС 500 кВ Усть-Кут, для ликвидации которой потребуется установка третьего АТ 500/220 кВ ПС 500 кВ Усть-Кут.

Результаты исследования подтверждают, что предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение мероприятия по развитию электрической сети обеспечивают возможность технологического присоединения потребителей БЭК. Альтернативным решением по обеспечению электроснабжения потребителей БЭК является вариант с отказом от строительства ЛЭП 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо и ЛЭП 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 (в габаритах 500 кВ) со строительством ТЭС в Бодайбинском энергорайоне энергосистемы Иркутской области, установленной мощностью не менее 323 МВт (в составе не менее трех энергоблоков) в 2026 году.

6.2. Комплексное освоения территорий на перспективных земельных участках Иркутской области.

Перспективными потребителями на таких территориях являются как правило физические лица. Заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям и договоры на электроснабжение могут подаваться только после урегулирования всех земельных вопросов (т.е. при наличии официальных документов на право пользования земельными участками), а также после разработки и утверждения проектной документации по новым объектам и застройке перспективных территорий.

Информация о территориях, земельных участках, находящихся в федеральной собственности, полномочия Российской Федерации по управлению и распоряжению которыми переданы органам государственной власти Иркутской области в целях дальнейшего предоставления многодетным семьям, предоставленных, планируемых к предоставлению льготным категориям граждан в соответствии с Законом Иркутской области от 28 декабря 2015 года № 146-ОЗ «О бесплатном предоставлении земельных участков в собственность граждан» (участки на территории Иркутского района, государственная собственность на которые не разграничена, и федеральные земельные участки, полномочия по распоряжению которыми переданы Правительству Иркутской области), а также о землях, государственная собственность на которые не разграничена, на территории Иркутского района представлена в таблицах 6.1.1 и 6.1.2.

Освоение предполагает индивидуальное строительство, с неопределенными сроками строительства конкретных домовладений и неопределенной величиной нагрузки, следовательно, данная информация приведена справочно и не учитывается при анализе схемно-режимной ситуации.

Таблица 6.2.1. Земельные участки, находящиеся в федеральной собственности, полномочия Российской по управлению и распоряжению которыми переданы органам государственной власти Иркутской области в целях дальнейшего предоставления многодетным семьям.

№ п/п	Местоположение	Площадь	Статус/ Кадастровый номер	Количество участков
1	Ангарск, р.п. Мегет (участок преобразован)	7,28	Предоставлены/ 38:26:011404:199	48
2	Ангарск, д. Стеклянка (участки преобразованы)	22,12	Предоставлены/ 38:26:011401:1356 38:26:011401:1357	128
3	Иркутский района, пос. Плишкино	24.75	Планируется в 2020 /38:36:000017:2552	161
4	Иркутский района, д. Бутырки	97,42	Планируется в 2020/ 38:06:080607:483 38:06:080604:213	600
5	Иркутский района, д. Зыкова	5,54	Планируется в 2020/ 38:06:071101:143	23
6	Иркутский района, д. Турская (участок преобразован)	10,63	Предоставлены/ 38:06:100801:12763	73
7	Иркутский района, д. Максимовщина	37,04	Планируется в 2021-2022/ 38:06:080604:214	200
8	Иркутский района, д. Коты	37,39	Планируется в 2021-2022/ 38:06:000000:3714	200
9	Иркутский района, с. Оёк (участки преобразованы)	24	Предоставлены/ 38:06:071101:145 38:06:071101:144 38:06:100801:12762/	191

Таблица 6.2.2. Земли, государственная собственность на которые не разграничена, на территории Иркутского района.

№ п/п	Местоположение	Кол-во участков	Статус/ Кадастровый номер	Примечание
1	Максимовское МО, с. Максимовщина	24	В стадии предоставления /38:06:130741 38:06:130201	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
2	Ширяевское МО, д. Ширяева	8	В стадии предоставления/ 38:06:090606	
3	Ширяевское МО, д. Горяшина	11	В стадии предоставления/ 38:06:090301	
4	Мамонское МО, в д. Малая Еланка	30	Предоставлены/ 38:06:130701	
5	Мамонское МО, в д. Малая Еланка	7	В стадии предоставления/ 38:06:130401	
6	Мамонское МО, с. Мамоны	27	В стадии предоставления/ 38:06:130817	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
7	Мамонское МО, с. Мамоны	18	В стадии предоставления/38:06:130821	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
8	Усть-Балейское МО, д. Быкова	10	Планируется/38:06:060401	
9	Усть-Кудинское МО, д Усть-Куда	51	В стадии предоставления/38:06:111302	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
10	Хомутовское МО, с. Хомутово	98	В стадии предоставления/38:06:100801	
11	Хомутовское МО, с. Хомутово	21	В стадии предоставления/38:06:100801	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
12	Хомутовское МО, с. Хомутово	27	В стадии предоставления/38:06:100801	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
13	Гороховское МО, с. Горохово	12	В стадии предоставления/38:06:040101	
14	Уриковское МО, д. Московщина	79	В стадии предоставления/38:06:111302	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
15	Оёкское МО, с Оёк/ д. Галки	250	В стадии предоставления 76 Планируемые/38:06:071101	
16	Никольское МО, с. Никольск	19	В стадии предоставления/38:06:050101	Земельные участки расположены в границах территории, размежеванной и предоставленной органами местного самоуправления до 1.01.2016 (новое предоставление)
17	Никольское МО, с. Никольск	34	В стадии предоставления/38:06:050202	
18	Никольское МО, д. Егоровщина	22	В стадии предоставления/38:06:090609	
19	Дзержинское МО, п. Дзержинск	8	В стадии предоставления/38:06:140202	

6.2.2. Проекты по развитию территорий.

Таблица 6.2.3. Перечень перспективных земельных участков, предлагаемых для комплексного освоения территорий.

Наименование показателя	Характеристика
«Новолисиха + Хрустальный парк»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	214,5
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки малоэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Малоэтажная жилая застройка
Планируемая этажность застройки	1 – 3 этажа
Правообладатель ЗУ	116,0 – ООО «СибирьИнвест» 98,5 – ООО «ВостСибСтройДевелопмент»
Наличие проекта планировки территории	Разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	139,6
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	14,0
Площадь ЗУ под благоустройство, га	60,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	430,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Школа на 550 мест; Школа на 1 200 мест; Детский сад 110 мест, на 250 мест – 2 объекта, на 270 мест; ФОК; Торговый центр – 2 объекта; Школа искусств.
Срок освоения ЗУ	2017 – 2030
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 39,2 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 17,5 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 4 350 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 4 350 куб. м / сутки
«Малая Еланка»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	383,2
Назначение ЗУ по генеральному плану	Средне этажные жилые дома
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Средне этажные жилые дома
Планируемая этажность застройки	5-8 этажей
Правообладатель ЗУ	ОАО «ФСК Новый город»
Наличие проекта планировки территории	В процессе корректировки
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	87,5
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	260,2
Площадь ЗУ под благоустройство, га	35,5
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	1 200,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 900 мест – 3 объекта; Детский сад на 110 мест – 8 объектов; Поликлиника на 400 посещений в смену – 1 объект; Станция скорой помощи; Пожарное депо; Торгово-развлекательный центр – 6 объектов; Аквапарк – 1 объект; Деловой центр – 1объект
Срок освоения ЗУ	2020 – 2030
Примечание	Имеется ТУ №1/4 ИЭСК на ТП к электрическим сетям АО «ИЭСК» РП 10 кВ с ТП 10/0,4 кВ ОАО ФСК «Новый город» (утверждены 15.03.2017, согласованы 31.01.2017 г.).
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 78,4 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 125,0 Гкал / час, централизованное, в том числе 30,0 Гкал/ час – ГВС
Водоснабжение	Мощность 33 926,2 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 33 926,2 куб. м / сутки
«ИВАТУ»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	20
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка, многофункциональная общественно-деловая зона
Назначение ЗУ по ПЗЗ	
Планируемая этажность застройки	15 этажей
Правообладатель ЗУ	ФГКУ «Сибирское территориальное правление имущественных отношений» Министерства обороны РФ
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	10
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	10
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	200,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	-
Срок освоения ЗУ	2022 – 2026
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 5,2 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 17,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 1 834,0 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 1 834,0 куб. м / сутки
«Малая Топка»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	60,2
Назначение ЗУ по генеральному плану	Среднеэтажные жилые дома
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Среднеэтажные жилые дома
Планируемая этажность застройки	4-х этажные
Правообладатель ЗУ	АО «Иркутское региональное жилищное агентство» на праве собственности
Наличие проекта планировки территории	В разработке
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	27,4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	5,5
Площадь ЗУ под благоустройство, га	27,4
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	224,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	- Школа на 640 мест – 2 объекта; Детский сад на 350 мест – 2 объекта; ФОК; ТЦ площадью 5,0 тыс. кв.м
Срок освоения ЗУ	2020 – 2027 годы
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 14 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 15 Гкал / час, в том числе отопление 10,8 Гкал / час, ГВС 4,2 Гкал / час, вентиляция 0 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 2 017,0 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 2 017,0 куб. м / сутки
«Мамоны»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	400,9

Наименование показателя	Характеристика
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки многоэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Зона застройки многоэтажными жилыми домами
Планируемая этажность застройки	9 этажей
Правообладатель ЗУ	106,7 га – ООО «Дискус Плюс» на праве аренды для комплексного освоения территорий 294,2 га – в аренде у физических лиц
Наличие проекта планировки территории	Разработан на 106,7 га
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	200,0
Площадь ЗУ под застройку объектами соц. назначения и обслуживания населения, га	100,0
Площадь ЗУ под благоустройство, га	100,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	3 500,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Школа на 1 275 мест – 10 объектов; Детский сад на 350 мест – 18 объектов; Поликлиника на 500 посещений в смену – 3 объекта; Объекты дополнительного образования на 600 мест – 3 объекта; Спортивные залы 1000 кв. м – 4 объекта; Гостиница на 300 мест – 1 объект; Кинотеатр на 700 мест – 2 объекта; ТРЦ площадью 13,0 тыс. кв. м, 16,0 тыс. кв. м и 36,0 тыс. кв. м
Срок освоения ЗУ	2015 – 2040
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 97,6 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 207,8 Гкал / час, централизованное, в том числе отопление 149,6 Гкал / час, ГВС 58,2 Гкал / час.
Водоснабжение	Мощность 64 200 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 64 200 куб. м / сутки
«Маркова - Изумрудный»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	10
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	3 этажа
Правообладатель ЗУ	неразграниченный
Наличие проекта планировки территории	разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	8
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	2
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	50
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	-
Срок освоения ЗУ	2021 – 2024
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 1,3 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 4,3 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 458,5 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 458,5 куб. м / сутки
«Рабочее»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	47,9
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	9 этажей
Правообладатель ЗУ	Город Иркутск
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	30
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	10
Площадь ЗУ под благоустройство, га	7,9
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	537,3
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Детский сад на 350 мест – 2 объекта; Школа на 1 275 мест; Больница на 300 посещений в смену
Срок освоения ЗУ	2021 – 2025
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 13,9 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 46,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 4 926,8 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 4 926,8 куб. м / сутки
«Микрорайон Современник»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	121,0
Назначение ЗУ по генеральному плану	Зона застройки среднеэтажными жилыми домами
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Среднеэтажная жилая застройка
Планируемая этажность застройки	7-9-ти этажные
Правообладатель ЗУ	31,1 га – ООО «ИнвестРесурс» 89,9 га – Российская Федерация
Наличие проекта планировки территории	31,1 га – имеется 89,9 га – отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	77,4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	21,8
Площадь ЗУ под благоустройство, га	21,8
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	1 000,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Школа на 640 мест; Школа на 352 учащихся – проект в экспертизе; Детский сад на 350 мест; Детский сад на 145 мест – проект в экспертизе; ФОК; Торговый центр площадью 5,0 тыс. кв. м
Срок освоения ЗУ	2014 – 2030 годы
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 35 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 83,0 Гкал / час, централизованное. Мероприятия: Реконструкция тепловой сети от ТП-3 до э/к «Байкальская» с Ду600 на Ду700, 760 метров Реконструкция тепловой сети от ТНС «Аэропорт» до ТК-23Д-45-3 с Ду200 на Ду400, 190 метров Реконструкция тепловой сети от ТК-23Д-45-3 до предполагаемой точки подключения на существующих тепловых сетях с Ду200 на Ду300, 540 метров Строительство тепловой сети Ду300, 2 300 метров до границы земельного участка застройки Ориентировочная стоимость 350,0 млн рублей
Водоснабжение	Мощность 6 410,0 куб. м / сутки Мероприятия: Строительство кольцевой водопроводной линии диаметром не менее 225 мм, на участке от водопроводной линии диаметром 400 мм на пересечении улиц Ширямова и Можайского, до водопроводной линии диаметром 225 мм, в районе административного здания по улице Дорожная 1, с перекладкой участка водопровода диаметром 200 мм по существующей трассе, от посёлка Дзержинск до административного здания по улице Дорожная 1. Ориентировочная протяжённость 7000 метров/ 237,8 млн руб.
Водоотведение	Мощность 6 410,0 куб. м / сутки Мероприятия: Строительство канализационного коллектора диаметром 800 мм по улице Баррикад, на участке от улицы Детская до улицы Братская, ориентировочная протяжённость 1700 метров; Реконструкция КНС-20а; Реконструкция двух напорных трубопроводов диаметром 1000 мм от КНС-20а до канализационных очистных сооружений правого берега города Иркутска. Ориентировочная протяжённость 5300 метров/ 596,0 млн рублей
«Союз»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	12
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилая застройка
Назначение ЗУ по ПЗЗ	Зона особого градостроительного регулирования
Планируемая этажность застройки	15 этажей
Правообладатель ЗУ	АО «ДОМ.РФ»

Наименование показателя	Характеристика
Наличие проекта планировки территории	разработан
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	6
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	4
Площадь ЗУ под благоустройство, га	2
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	90,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Детский сад на 350 мест – 2 объекта; Школа на 1 275 мест
Срок освоения ЗУ	2020 – 2024
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 2,3 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 7,7 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 825,3 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 825,3 куб. м / сутки
«Чертугеевский»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	6
Назначение ЗУ по генеральному плану	Многофункциональная общественно-деловая зона
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	2 – 15 этажей
Правообладатель ЗУ	30 га – город Иркутск 30 га – АО «ИСКРА»
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	4
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	1
Площадь ЗУ под благоустройство, га	1
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	60,0
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Детский сад на 350 мест
Срок освоения ЗУ	2022 – 2025
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 1,6 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 5,2 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 550,2 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 550,2 куб. м / сутки
«Ярославского»	
Основные характеристики	
Площадь ЗУ, га	10,5
Назначение ЗУ по генеральному плану	Жилые зоны
Назначение ЗУ по ПЗЗ	-
Планируемая этажность застройки	15-ти этажные дома
Правообладатель ЗУ	2,9 га – в аренде у физического лица 7,6 га – не разграниченный
Наличие проекта планировки территории	отсутствует
Площадь ЗУ под жилую застройку, га	5,5
Площадь ЗУ под застройку объектами социального назначения и обслуживания населения, га	-
Площадь ЗУ под благоустройство, га	5,0
Планируемый ввод жилья, тыс. кв. м	157,8
Планируемые объекты социальной инфраструктуры и обслуживания населения	Не требуется
Срок освоения ЗУ	2020 – 2023 годы
Необходимая инженерная подготовка земельного участка	
Электроснабжение	Мощность 4,1 МВт, категория вторая.
Теплоснабжение	Мощность 13,6 Гкал / час, централизованное.
Водоснабжение	Мощность 1 448 куб. м / сутки
Водоотведение	Мощность 1 448 куб. м / сутки

В таблице 5.2.4. указаны центры питания (ЦП) для величины нагрузки на 2025 год. В последующем, при росте нагрузок по мере реализации проектов возможна реализация дополнительных мероприятий по строительству новых центров питания.

Таблица 6.2.4. Сводные данные о требуемых мощностях для перспективных земельных участков

Территория	ЦП	2020, МВт	2021, МВт	2022, МВт	2023, МВт	2024, МВт	2024, МВА
«Новолисиха + Хрустальный парк»	ПС 110 кВ Новая Лисиха	3,6	5,6	7,76	11,55	16,6	17,4
«ИВАТУ»	ПС 220 кВ Восточная			0,5	1,6	2,6	2,7
«Малая Топка»	ПС 35 кВ Глазуново (питание от ПС 220 кВ Столбово) с переводом на 110 кВ	0,8	2,4	4	5,6	8,4	8,8
«Мамоны»	ПС 220 кВ Бытовая*			1,4	2,8	4,2	4,4
«Маркова – Изумрудный»	ПС 110 кВ Зеленый Берег		0,3	0,5	0,9	1,3	1,4
«Рабочее»	ПС 220 кВ Восточная		1,3	2,6	3,9	5,2	5,5
«Микрорайон Современник»	ПС 35 кВ Миловиды (питание от ПС 110 кВПивовариха) с переводом на 110 кВ	0,7	1,6	2,6	3,85	7	7,4
«Союз»	ПС 110 кВ Студенческая		0,5	1	1,7	2,3	2,4
«Чертугеевский»	ПС 220 кВ Приморская				0,5	1,1	1,2
«Ярославского»	ПС 220 кВ Бытовая	0,4	1	1,7	4,1	4,1	4,3
«Иркутские кварталы»	ПС 110 кВ Центральная			7,75	7,75	7,75	8,1
Итого по ТП		5,5	12,7	29,8	44,3	60,6	63,6
Мощность с учетом коэф. совмещения		1,6	3,8	8,94	13,3	18,2	19,1

Таблица 6.2.5. Анализ загруженности центров питания по данным контрольного замера

ЦП	Тр-ры, МВА	S, МВА 18.12.2019 14-00 мск	Прирост к 2025, МВА
ПС 110 кВ Новая Лисиха	2х25	–	17,4
ПС 220 кВ Восточная	2х250	133,88	2,7 5,5
ПС 35 кВ Глазуново (питание ПС 35 кВ от ПС 220 кВ Столбово) с переводом на 110 кВ	(2х40)	–	8,8 (+2,5*)
ПС 220 кВ Бытовая	2х63	42,88	4,4 4,3
ПС 110 кВ Зеленый Берег	2х25	–	1,4
ПС 35 кВ Миловиды(питание ПС 35 кВ от ПС 110 кВПивовариха) с переводом на 110 кВ	(2х40)	– (37,32)	7,4
ПС 110 кВ Студенческая	2х40	24,8	2,4
ПС 220 кВ Приморская	2х40	31,86	1,2
ПС 110 кВ Центральная	2х40	34,48	8,1

Анализ показывает, что исходя из значений нагрузки по данным контрольного замера 18 декабря 2019 года, при величине прироста нагрузки к 2025 году, существующие центры питания (ЦП) позволяют обеспечить подключение новых потребителей без увеличения трансформаторной мощности существующих ЦП, за исключением необходимости строительства на первом этапе ПС 35 кВ Глазуново и ПС 35 кВ Миловиды, с последующим их переводом на 110 кВ.

6.3. Прогноз потребления электрической энергии и мощности по альтернативному варианту по данным органов государственной власти на час собственного максимума потребления энергосистемы

В альтернативном прогнозе (варианте) развития, по сравнению с базовым прогнозом учтены только бытовые (жилищные комплексы) и социальные объекты на территории Иркутской области. Так, как общая численность населения на период до 2024 года Иркутской области ожидается без существенных отклонений, то общее потребление электроэнергии и мощности по энергосистеме в целом предполагается неизменным, т.к. произойдет только перераспределение точек потребления электроэнергии между населенными пунктами области и внутри муниципальных образований.

Таблица 6.3.Прогноз потребления электрической энергии и мощности по альтернативному варианту развития электроэнергетики Иркутской области.

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Потребление электроэнергии, млн.кВт*ч	57 331	59 888	62 289	64 535	64 967	66 052
Среднегодовые темпы прироста, %	1,1	3,8	5,0	3,6	4,2	0,1

Максимум потребления мощности (базовый/альтернативный прогноз), МВт	8 406/ 8658	8 657/ 9093	9 117/ 9240	9 509/ 9558	9 534/ 9601	9 573/ 9 650
Дополнительный прирост максимума потребления мощности (альтернативный прогноз), МВт	1,6	3,8	8,94	13,3	18,2	18,2

6.3.1. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности на 5-летний период по альтернативному прогнозу (варианту)

Таблица 6.3.1. Перспективные балансы мощности энергосистемы Иркутской области, МВт

Показатели	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Максимум потребления мощности	8658	9093	9240	9558	9601	9 650
Установленная мощность на конец года	13093,1	13116	13143,9	13377,3	13400,2	13400,2
Ограничения мощности (на час максимума нагрузки), в том числе:	3015,9	2973,8	2973,8	2973,8	2973,8	2973,8
ГЭС	2 714,4	2 737,3	2 737,3	2 737,3	2 737,3	2 737,3
ТЭС	301,5	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5
Избыток (+)/Дефицит (-)	1 583,2	1 213,2	1 066,2	748,2	705,2	650,2

Анализ перспективных балансов мощности энергосистема Иркутской области на период 2020-2025 года показывает, что энергосистема является и остается избыточной, и величина избытка располагаемой мощности несколько снижается.

ИНФОРМАЦИЯ
о результатах мониторинга соблюдения предельных (максимальных) индексов изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги в муниципальных образованиях Иркутской области в апреле 2020 года

Во исполнение пункта 61 Основ формирования индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2014 года № 400, службой по тарифам Иркутской области осуществлен мониторинг соблюдения предельных (максимальных) индексов изменения размера вносимой гражданами платы за коммунальные услуги (далее – предельные индексы) в муниципальных образованиях Иркутской области в апреле 2020 года.

По результатам проведенного мониторинга превышение предельных индексов, утвержденных указом Губернатора Иркутской области от 13 декабря 2019 года № 319-уг, в муниципальных образованиях Иркутской области не выявлено.

Информация о результатах мониторинга по муниципальным образованиям Иркутской области размещена на официальном сайте службы по тарифам Иркутской области: http//sti.irkobl.ru, в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

ОБЪЯВЛЕНИЕ
о приеме документов для участия в конкурсе на включение в кадровый резерв для замещения должности государственной гражданской службы Иркутской области

Служба Гостехнадзора Иркутской области (далее – Служба) объявляет конкурс на включение в кадровый резерв для замещения должностей государственной гражданской службы Иркутской области, относящейся к ведущей группе должностей категории «специалисты:

- главный государственный инспектор отдела службы г. Иркутска и Иркутского района;
- главный государственный инспектор Осинского района.

Требования, предъявляемые к гражданину (государственному гражданскому служащему), претендующему на замещение должности государственной гражданской службы Иркутской области:

1. Гражданство Российской Федерации;
2. Достижение возраста 18 лет;
3. Владение государственным языком Российской Федерации;
4. Соответствие квалификационным требованиям.

Для замещения должностей государственной гражданской службы Иркутской области, главного государственного инспектора отдела службы г. Иркутска и Иркутского района, главного государственного инспектора Осинского района устанавливаются квалификационные требования, включающие базовые и профессионально – функциональные квалификационные требования.

4.1. Базовые квалификационные требования:

1) к уровню профессионального образования:

наличие высшего образования;

2) к стажу государственной гражданской службы Российской Федерации или работы по специальностям, направлениям подготовки не предъявляются;

3) к базовым знаниям и умениям:

а) знание государственного языка Российской Федерации (русского языка);

б) знание основ:

Конституции Российской Федерации;

Федерального закона от 27 мая 2003 года № 58-ФЗ «О системе государственной службы Российской Федерации»;

Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации»;

Федерального закона от 25 декабря 2008 года № 273-ФЗ «О противодействии коррупции»;

Федерального закона от 6 октября 1999 года № 184-ФЗ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации»;

Федерального закона от 9 февраля 2009 года № 8-ФЗ «Об обеспечении доступа к информации о деятельности государственных органов и органов местного самоуправления»;

Устава Иркутской области;

Закона Иркутской области от 4 апреля 2008 года № 2-оз «Об отдельных вопросах государственной гражданской службы Иркутской области»;

делопроизводства;

основных принципов организации государственных органов, а также знание структуры и полномочий государственных органов;

основных принципов построения и функционирования системы государственной службы;

организации прохождения государственной гражданской службы Российской Федерации;

порядка работы со служебной информацией;

правил и норм охраны труда;

техники безопасности и противопожарной защиты;

в) знания и умения в области информационно-коммуникационных технологий, в том числе:

знание основ информационной безопасности и защиты информации;

знание основных положений законодательства о персональных данных;

знание общих принципов функционирования системы электронного документооборота;

знание основных положений законодательства об электронной подписи;

знания и умения по применению персонального компьютера;

г) общие умения:

умение мыслить системно;

умение планировать, рационально использовать служебное время и достигать результата;

коммуникативные умения;

умение управлять изменениями.

4.2. Профессионально-функциональные квалификационные требования:

1) к специальностям, направлению подготовки:

специальности: «Механизация сельского хозяйства», «Технологические машины и оборудование», «Машиностроение», «Юриспруденция»;

высшее образование по специальности, направлению подготовки, относящемуся к укрупненной группе специальности, направлению подготовки: «Техника и технологии наземного транспорта», «Электро- и теплоэнергетика»;

2) гражданский служащий для исполнения должностных обязанностей должен иметь удостоверение тракториста – машиниста (тракториста).

3) к профессионально-функциональным знаниям:

знание:

а) кодекса Российской Федерации об административных правонарушениях»;

б) Федерального закона от 10 декабря 1995 года № 196-ФЗ «О безопасности дорожного движения»;

в) Федерального закона от 26 декабря 2008 года № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля»;

г) Федерального закона Российской Федерации от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ «О техническом регулировании»;

д) Федерального закона от 27 июля 2010 года № 210-ФЗ «Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг»;

е) постановлений Правительства Российской Федерации:

- от 6 февраля 2002 года № 83 «О проведении регулярных проверок транспортных и иных передвижных средств на соответствие техническим нормативам выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух»;

- от 13 декабря 1993 года № 1291 «О государственном надзоре за техническим состоянием самоходных машин и других видов техники в Российской Федерации»;

- от 12 августа 1994 года № 938 «О государственной регистрации автомототранспортных средств и других видов самоходной техники на территории Российской Федерации», от 12 июля 1999 года № 796 «Об утверждении Правил допуска к управлению самоходными машинами и выдачи удостоверений тракториста-машиниста (тракториста)»;

- от 13 ноября 2013 года № 1013 «О техническом осмотре самоходных машин и других видов техники, зарегистрированных органами, осуществляющими государственный надзор за их техническим состоянием»;

- от 12 июля 1999 года № 796 «Об утверждении Правил допуска к управлению самоходными машинами и выдачи удостоверений тракториста-машиниста (тракториста)»;

ж) иных правовых актов в соответствии с функциональными обязанностями замещаемой гражданским служащим должности государственной гражданской службы Иркутской области;

4) к профессионально-функциональным умениям:

умение:

а) работать с различными источниками информации, в том числе с нормативными правовыми актами;

б) систематизировать и анализировать информацию;

в) использовать информацию для решения соответствующих задач;

г) межличностного взаимодействия;

д) планировать служебное время;

е) подготовки делового письма;

ж) работать с информационно-телекоммуникационными сетями, в том числе сетью Интернет, в текстовом редакторе, базами данных, с системами управления государственными информационными ресурсами, информационно-аналитическими системами, обеспечивающими сбор, обработку, хранение и анализ данных, системами управления электронными архивами, системами информационной безопасности, а также с системами электронного документооборота.

5. Должностные обязанности:

Гражданский служащий, в целях обеспечения реализации задач и функций Службы, установленных Положением о Службе, обязан добросовестно исполнять должностные обязанности в сферах:

1) осуществления государственного надзора в области технического состояния и эксплуатации самоходных машин и других видов техники, аттракционов (регионального государственного надзора в области технического состояния и эксплуатации самоходных машин и других видов техники, аттракционов) в отношении тракторов, самоходных дорожно – строительных и иных машин и прицепов к ним (далее-поднадзорные транспортные средства), аттракционов в процессе использования в части обеспечения безопасности для жизни, здоровья людей и имущества, охраны окружающей среды, а в агропромышленном комплексе - за соблюдением правил эксплуатации машин и оборудования, регламентируемых стандартами, другими нормативными документами и документацией.

В указанных сферах, в пределах компетенции Службы, гражданский служащий обязан:

1) осуществлять региональный государственный надзор в области технического состояния и эксплуатации самоходных машин и других видов техники, аттракционов;

2) регистрировать поднадзорные транспортные средства, а также выдавать на них государственные регистрационные знаки;

3) проводить государственный технический осмотр поднадзорных транспортных средств;

4) принимать экзамены на право управления самоходными машинами и выдавать удостоверения тракториста-машиниста (тракториста);

5) выдавать учебным учреждениям обязательные свидетельства о соответствии требованиям оборудования и оснащенности образовательного процесса для рассмотрения вопроса соответствующими органами об аккредитации и выдаче указанным учреждениям лицензии на право подготовки трактористов и машинистов самоходных машин;

6) проводить оценку технического состояния и определение остаточного ресурса поднадзорных машин и оборудования по запросам владельцев, государственных и других органов;

7) осуществлять контроль за исполнением владельцами поднадзорных транспортных средств установленной законодательством Российской Федерации обязанности по страхованию гражданской ответственности владельцев транспортных средств и осуществление иных полномочий в области надзора за техническим состоянием поднадзорных транспортных средств в процессе их использования;

8) осуществлять взимание государственной пошлины и иных платежей в размерах, установленных действующим законодательством;

9) осуществлять государственную регистрацию аттракционов;

10) проводить проверки в соответствии с функциями, определенными Положением о Службе Гостехнадзора Иркутской области;

11) составлять протоколы об административных правонарушениях, налагать в установленном порядке административные взыскания;

12) выносить обязательные предписания (постановлений, представлений) юридическим лицам, должностным лицам и физическим лицам об устранении нарушений по вопросам, входящим в компетенцию органов Службы Гостехнадзора Иркутской области;

13) подготавливать и направлять в областной аппарат Службы в установленном порядке планы работ и отчеты о своей деятельности;

14) осуществлять обработку персональных данных в соответствии с требованиями, установленными законодательством о персональных данных;

15) соблюдать требования законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации;

16) при исполнении должностных обязанностей руководствоваться Правилами государственной регистрации тракторов, самоходных дорожно-строительных и иных машин и прицепов к ним органами государственного надзора за техническим состоянием самоходных машин и других видов техники в Российской Федерации (гостехнадзора);

17) обеспечивать сохранность находящихся на исполнении служебных документов;

18) обеспечивать исполнение иных обязанностей, функций Службы, предусмотренных законодательством, Положением о Службе Гостехнадзора Иркутской области.

При исполнении должностных обязанностей гражданский служащий обладает правами, предусмотренными статьей 14 и другими положениями Федерального закона «О государственной гражданской службе Российской Федерации», иными нормативными правовыми актами.

6. Права гражданского служащего:

1) представлять Службу в органах государственной власти и в органах местного самоуправления;

2) запрашивать и получать в установленном порядке от органов государственной власти (государственных органов), органов местного самоуправления, организаций и граждан необходимую информацию по вопросам, относящимся к задачам и функциям Службы;

3) направлять подлежащие обязательному рассмотрению представления по вопросам, входящим в компетенцию Службы и требующим дополнительного решения органов (организаций), обладающим правом принятия таких решений;

4) привлекать по согласованию с руководителями организаций специалистов исполнительных органов государственной власти Иркутской области, специалистов иных органов и организаций для решения вопросов, относящихся к сфере деятельности Службы;

5) участвовать в совещаниях, рабочих группах, заседаниях комиссий, проводимых Службой, органами государственной власти (государственными органами) по вопросам, относящимся к задачам и функциям Службы;

6) вносить предложения по материально-техническому обеспечению и другим вопросам, связанным с организацией и совершенствованием деятельности Службы;

7) реализовывать иные права, предоставленные ему федеральным и областным законодательством.

7. Ответственность за неисполнение (ненадлежащее исполнение) должностных обязанностей

За неисполнение или ненадлежащее исполнение должностных обязанностей, предусмотренных настоящим должностным регламентом, правовыми актами, а также за нарушение требований законодательства при обработке персональных данных, требований законодательства об информации, информационных технологиях и о защите информации гражданский служащий несет ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

8. Для оценки профессиональной служебной деятельности гражданского служащего применяются следующие показатели эффективности и результативности профессиональной служебной деятельности, установленные в соответствии с должностными обязанностями и связанные с исполнением управленческих и иных решений, а также правовым, организационным и документационным обеспечением исполнения указанных решений:

1) количество (объем) выполненных работ от установленного перечня должностных обязанностей;

2) качество выполненных работ;

3) соблюдение сроков выполненных работ;

4) уровень служебной загруженности;

5) характер и сложность выполненных работ.

9. Гражданину Российской Федерации, изъявившему желание участвовать в конкурсе, необходимо представить следующие документы:

1) личное заявление;

2) заполненную и подписанную анкету установленной формы, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 26 мая 2005 года № 667-р, с приложением фотографии (3*4 см);

3) копию паспорта или заменяющего его документа (соответствующий документ предъявляется лично по прибытии на конкурс);

4) документы, подтверждающие необходимое профессиональное образование, квалификацию и стаж работы:

а) копию трудовой книжки (за исключением случаев, когда служебная (трудовая) деятельность осуществляется впервые), заверенную нотариально или кадровыми службами по месту работы (службы) или иные документы, подтверждающие трудовую (служебную) деятельность гражданина;

б) копии документов об образовании и о квалификации, а также по желанию гражданина - копии документов, подтверждающих повышение или присвоение квалификации по результатам дополнительного профессионального образования, документов о присвоении ученой степени, ученого звания, заверенные нотариально или кадровой службой по месту работы (службы);

5) документ об отсутствии у гражданина заболевания, препятствующего поступлению на гражданскую службу Иркутской области или ее прохождению (учетная форма № 001 - ГС-у, утвержденная Приказом Минздравсоцразвития Российской Федерации от 14 декабря 2009 года № 984н «Об утверждении Порядка прохождения диспансеризации государственными гражданскими служащими Российской Федерации и муниципальными служащими, перечня заболеваний, препятствующих поступлению на государственную гражданскую службу Российской Федерации и муниципальную службу или ее прохождению, а также формы заключения медицинского учреждения»);

6) копии документов воинского учета – для военнообязанных и лиц, подлежащих призыву на военную службу;

7) копию свидетельства о постановке на учет в налоговом органе по месту жительства на территории Российской Федерации;

8) копию страхового свидетельства обязательного пенсионного страхования;

9) копию удостоверения тракториста – машиниста (тракториста), водительского удостоверения;

10) сведения о свойственниках;

11) справку о наличии (отсутствии) судимости;

12) иные документы, предусмотренные Федеральным законом от 27 июля 2004 г. N 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации», другими федеральными законами, указами Президента Российской Федерации и постановлениями Правительства Российской Федерации;

13) по желанию гражданина – рекомендации и характеристики.

10. Государственному гражданскому служащему изъявившему желание участвовать в конкурсе, необходимо представить:

1) личное заявление;

2) заполненную и подписанную анкету установленной формы, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 26 мая 2005 года № 667-р, с приложением фотографии (3*4 см), заверенную кадровой службой государственного органа, в котором гражданский служащий замещает должность гражданской службы;

3) сведения о свойственниках.

11. Гражданин (государственный гражданский служащий) не допускается к участию в конкурсе в связи с его несоответствием квалификационным требованиям к должности областной гражданской службы, а также в связи с ограничениями, установленными законодательством Российской Федерации для поступления на областную гражданскую службу и ее прохождения в случае:

1) признания его недееспособным или ограниченно дееспособным решением суда, вступившим в законную силу;

2) осуждения его к наказанию, исключающему возможность исполнения должностных обязанностей по должности государственной службы (гражданской службы), по приговору суда, вступившему в законную силу, а также в случае наличия не снятой или не погашенной в установленном федеральным законом порядке судимости;

3) наличия заболевания, препятствующего поступлению на гражданскую службу или ее прохождению и подтвержденного заключением медицинского учреждения;

4) близкого родства или свойства (родители, супруги, дети, братья, сестры, а также братья, сестры, родители и дети супругов) с гражданским служащим, если замещение должности гражданской службы связано с непосредственной подчиненностью или подконтрольностью одного из них другому;

5) выхода из гражданства Российской Федерации или приобретения гражданства другого государства;

6) наличия гражданства другого государства (других государств), если иное не предусмотрено международным договором Российской Федерации;

7) признания его не прошедшим военную службу по призыву, не имея на то законных оснований, в соответствии с заключением призывной комиссии (за исключением граждан, прошедших военную службу по контракту). Достоверность сведений, представленных гражданином, подлежит проверке.

12. Условия прохождения государственной гражданской службы Иркутской области

Государственный гражданский служащий осуществляет профессиональную служебную деятельность в соответствии со статьями 14, 15, 16, 17, 18 Федерального закона от 27 июля 2004 года № 79-ФЗ «О государственной гражданской службе Российской Федерации».

13. Место и время приема документов

Конкурсные документы принимаются в течение 21 календарного дня со дня размещения объявления об их приеме в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» на официальном портале Иркутской области, на официальном сайте Службы, официальном сайте государственной информационной системы в области государственной службы - федеральной государственной информационной системе «Единая информационная система управления кадровым составом государственной гражданской службы Российской Федерации» (далее – Единая система), представляются в Службу гражданином (государственным гражданским служащим) лично по адресу: 664056 г. Иркутск, ул. Мухиной 2а, кабинет 220, с 8 до 12 часов и с 13 до 17 часов (кроме субботы, воскресенья и праздничных дней), посредством направления по почте по указанному адресу или в электронном виде с использованием Единой системы в соответствии с Правилами представления документов в электронном виде кандидатом для участия в конкурсах на замещение вакантной должности государственной гражданской службы Российской Федерации и включение в кадровый резерв федерального государственного органа, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 5 марта 2018 года № 227.

Документы должны быть поданы не позднее 17 часов (время местное) 15 июня 2020 года.

Несвоевременное представление документов, представление их не в полном объеме или с нарушением правил оформления являются основанием для отказа гражданину в их приеме.

Расходы, связанные с участием в конкурсе, осуществляются гражданином за счет собственных средств.

14. Предполагаемая дата проведения конкурса, место и порядок его проведения

Предполагаемая дата проведения конкурса 2 июля 2020 года.

Конкурс будет проходить по адресу: г. Иркутск, ул. Мухиной 2 «а».

15. Методы оценки профессиональных и личностных качеств кандидатов:

1) в форме тестирования по вопросам:

- экзаменационных билетов для приема теоретического экзамена по безопасной эксплуатации самоходных машин категории «С»;

- экзаменационных билетов для приема теоретического экзамена по правилам дорожного движения на право управления самоходными машинами;

- выполнения практических заданий на компьютере;

2) в форме индивидуального собеседования.

Индивидуальное собеседование заключается в устных ответах на вопросы, задаваемые конкурсной комиссией в соответствии с задачами и функциями Службы Гостехнадзора Иркутской области, нормативных правовых актов, применительно к исполнению должностных обязанностей, и позволяющих определить уровень необходимых профессиональных знаний, навыков и подготовки кандидата.

16. За разъяснениями по всем вопросам проведения конкурса обращаться в отдел правовой и кадровой работы Службы Гостехнадзора Иркутской области по телефону (3952) 42-05-08 с « 8 » до « 17 » часов (время местное), e-mail : irkgtn@gtn.irkutsk.ru, факс 42-00-28, сайт Правительства Иркутской области: http://www.irkobl.ru/; сайт Службы Гостехнадзора Иркутской области: http:/technics.irkobl.ru.

Руководитель Службы Гостехнадзора Иркутской области А.А. Ведерников

МИНИСТЕРСТВО СОЦИАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ, ОПЕКИ И ПОПЕЧИТЕЛЬСТВА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

30 апреля 2020 год **№ 53-50/20-мпр**

Иркутск

Об утверждении Положения о порядке и условиях предоставления в Иркутской области ежемесячной денежной выплаты на ребенка в возрасте от трех до семи лет включительно

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 20 марта 2020 года № 199 «О дополнительных мерах государственной поддержки семей, имеющих детей», Основными требованиями к порядку назначения и осуществления ежемесячной денежной выплаты на ребенка в возрасте от трех до семи лет включительно, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 марта 2020 года № 384, указом Губернатора Иркутской области от 9 апреля 2020 года № 93-уг «Об установлении в Иркутской области ежемесячной денежной выплаты на ребенка в возрасте от трех до семи лет включительно», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области, указом Губернатора Иркутской области от 12 декабря 2019 года № 26-угк «О Родионове В.А.», Положением о министерстве социального развития, опеки и попечительства Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 18 сентября 2009 года № 261/40-пп,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Утвердить Положение о порядке и условиях предоставления в Иркутской области ежемесячной денежной выплаты на ребенка в возрасте от трех до семи лет включительно (прилагается).

2. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

3. Настоящий приказ вступает в силу со дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2020 года.

Исполняющий обязанности министра социального развития, опеки и попечительства Иркутской области В.А. Родионов

УТВЕРЖДЕНО
приказом министерства социального развития, опеки и попечительства Иркутской области
от 30 апреля 2020 года № 53-50/20-мпр

ПОЛОЖЕНИЕ
О ПОРЯДКЕ И УСЛОВИЯХ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ ЕЖЕМЕСЯЧНОЙ ДЕНЕЖНОЙ ВЫПЛАТЫ НА РЕБЕНКА В ВОЗРАСТЕ ОТ ТРЕХ ДО СЕМИ ЛЕТ ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

1. Настоящее Положение о порядке и условиях предоставления в Иркутской области ежемесячной денежной выплаты на ребенка в возрасте от трех до семи лет включительно (далее соответственно – ежемесячная выплата, ребенок) разработано в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 20 марта 2020 года № 199 «О дополнительных мерах государственной поддержки семей, имеющих детей», Основными требованиями к порядку назначения и осуществления ежемесячной денежной выплаты на ребенка в возрасте от трех до семи лет включительно, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 марта 2020 года № 384 (далее – постановление Правительства Российской Федерации № 384, Основные требования), указом Губернатора Иркутской области от 9 апреля 2020 года № 93-уг «Об установлении в Иркутской области ежемесячной денежной выплаты на ребенка в возрасте от трех до семи лет включительно».

2. В целях настоящего Положения термины «предоставление», «назначение», «осуществление» являются равнозначными.

3. Уполномоченным исполнительным органом государственной власти Иркутской области по предоставлению ежемесячной выплаты является министерство социального развития, опеки и попечительства Иркутской области (далее – министерство).

4. Ежемесячная выплата, предусмотренная настоящим Положением, является социальной выплатой и осуществляется в пределах лимитов бюджетных обязательств, доведенных до министерства на соответствующий финансовый год.

5. Право на предоставление ежемесячной выплаты возникает у одного из родителей или иного законного представителя ребенка при соблюдении в совокупности следующих условий:

1) один из родителей или иной законный представитель ребенка является гражданином Российской Федерации и проживает на территории Иркутской области (далее – гражданин);

2) размер среднедушевого дохода семьи не превышает величину прожиточного минимума в целом по Иркутской области в расчете на душу населения, установленную за второй квартал года, предшествовавшего году обращения за назначением ежемесячной выплаты (далее – семья);

3) ребенок является гражданином Российской Федерации.

6. При определении права на предоставление ежемесячной выплаты не учитываются:

1) дети, находящиеся на полном государственном обеспечении;

2) дети, в отношении которых родитель, обратившийся за ежемесячной выплатой, лишен родительских прав либо ограничен в родительских правах;

3) дети, в отношении которых отменено усыновление (удочерение).

7. Размер ежемесячной выплаты составляет 50 процентов величины прожиточного минимума для детей, установленной в Иркутской области за второй квартал года, предшествующего году обращения за назначением ежемесячной выплаты.

8. Для назначения ежемесячной выплаты гражданин или его представитель обращается с заявлением в соответствии с типовой формой, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации № 384, в государственное учреждение Иркутской области, подведомственное министерству и включенное в перечень, утвержденный нормативным правовым актом министерства, по месту жительства (месту пребывания) гражданина (далее – учреждение).

9. Гражданин несет ответственность за полноту и достоверность сведений, указанных в заявлении, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

10. Заявление, указанное в пункте 8 настоящего Положения, может быть подано в учреждение одним из следующих способов:

1) путем личного обращения в учреждение;

2) через организации почтовой связи способом, позволяющим подтвердить факт и дату отправления;

3) через многофункциональный центр предоставления государственных и муниципальных услуг;

4) в электронном виде с использованием федеральной государственной информационной системы «Единый портал государственных и муниципальных услуг» (далее – портал) или с использованием регионального портала государственных и муниципальных услуг.

Подача заявления посредством единого портала осуществляется с использованием простой электронной подписи при условии, что личность заявителя установлена при личном приеме при выдаче ключа простой электронной подписи.

11. Днем обращения гражданина или его представителя за назначением ежемесячной выплаты является дата регистрации заявления в день его поступления в учреждение.

12. Учреждение не позднее двух рабочих дней со дня получения обращения гражданина или его представителя за предоставлением ежемесячной выплаты обеспечивает направление межведомственных запросов документов (сведений), необходимых для назначения ежемесячной выплаты, в органы государственной власти, органы местного самоуправления или организации, в распоряжении которых они находятся.

13. Учреждение не позднее 10 рабочих дней со дня обращения гражданина или его представителя за предоставлением ежемесячной выплаты принимает решение о предоставлении ежемесячной выплаты либо об отказе в предоставлении ежемесячной выплаты.

Срок принятия решения о предоставлении либо об отказе в предоставлении ежемесячной выплаты приостанавливается в случае непоступления сведений, запрашиваемых в рамках межведомственного взаимодействия. При этом решение о предоставлении либо об отказе в предоставлении ежемесячной выплаты принимается в течение 20 рабочих дней со дня приема заявления.

14. При определении права гражданина на ежемесячную выплату учреждение исчисляет среднедушевой доход семьи на основании сведений, поступивших по результатам межведомственных запросов.

Перечень доходов семьи, учитываемых при исчислении среднедушевого дохода семьи, а также порядок расчета дохода семьи определяется в соответствии с Основными требованиями.

15. В случае принятия решения об отказе в предоставлении ежемесячной выплаты в срок, не превышающий 1 рабочего дня со дня принятия такого решения, гражданину направляется уведомление о принятом решении на электронный адрес, с которого направлено заявление, указанное в пункте 8 настоящего Положения, в электронном виде с использованием портала, либо посредством почтовой связи с изложением причин отказа.

16. Основаниями отказа в назначении ежемесячной выплаты являются:

1) несоответствие семьи категории и условиям, установленным пунктом 5 настоящего Положения;

2) смерти ребенка на момент обращения за назначением ежемесячной выплаты;

3) обращение второго родителя (законного представителя) ребенка в период предоставления ежемесячной выплаты первому родителю (законному представителю);

4) отсутствие в сведениях, поступивших по результатам направления межведомственных запросов, информации, необходимой для назначения ежемесячной выплаты;

5) наличие в заявлении недостоверных или неполных данных;

6) размер среднедушевого дохода семьи превышает величину прожиточного минимума на душу населения, установленную в субъекте Российской Федерации на II квартал года, предшествующего году обращения за назначение указанной выплаты;

7) предоставление ежемесячной выплаты гражданину;

8) нахождение ребенка на полном государственном обеспечении, в том числе в семье опекуна, попечителя, приемного родителя.

17. Решение об отказе в назначении ежемесячной выплаты может быть обжаловано в порядке, установленном законодательством.

18. Ежемесячная выплата предоставляется со дня достижения ребенком возраста 3 лет, но не ранее 1 января 2020 года до достижения ребенком возраста 8 лет.

19. Ежемесячная выплата предоставляется в 2020 году за прошедший период начиная со дня достижения ребенком возраста 3 лет, если обращение за ней последовало не позднее 31 декабря 2020 года.

20. Начиная с 2021 года ежемесячная выплата осуществляется со дня достижения ребенком возраста 3 лет, если обращение за ее назначением последовало не позднее 6 месяцев с этого дня. В остальных случаях ежемесячная выплата осуществляется со дня обращения за ее назначением.

21. В случае наличия в семье нескольких детей в возрасте от трех до семи лет включительно ежемесячная выплата предоставляется на каждого ребенка.

22. Ежемесячная выплата предоставляется в течение одного года со дня обращения. По истечении данного срока гражданин подает новое заявление о предоставлении ежемесячной выплаты.

23. Ежемесячная выплата предоставляется областным государственным казенным учреждением «Центр социальных выплат Иркутской области» (далее – Центр социальных выплат Иркутской области) путем зачисления денежных средств на счет гражданина, открытый в кредитной организации, либо путем доставки через организации федеральной почтовой связи.

24. Центр социальных выплат Иркутской области осуществляет ведение Реестра получателей ежемесячной выплаты в электронном виде в автоматизированной информационной системе, который содержит следующую информацию: фамилия, имя отчество (при наличии) гражданина; фамилия, имя отчество (при наличии) ребенка; дата рождения ребенка; адрес места жительства (места пребывания); период назначения ежемесячной выплаты.

25. Предоставление ежемесячной выплаты прекращается в следующих случаях:

1) достижения ребенком возраста восьми лет;

2) смерти ребенка, объявления его в установленном законодательством порядке умершим или признания его безвестно отсутствующим;

3) смерти гражданина, объявления его в установленном законодательством порядке умершим или признания его безвестно отсутствующим;

4) вступления в законную силу решения суда о лишении гражданина родительских прав либо вступления в законную силу решения суда об отмене усыновления (удочерения) в отношении ребенка (детей) либо об ограничении его в родительских правах в отношении ребенка (детей);

5) прекращения опеки над ребенком – в случае, если гражданин является опекуном ребенка;

6) переезда семьи за пределы Иркутской области на постоянное место жительства;

7) установление факта получения ежемесячной выплаты в другом субъекте Российской Федерации.

26. Гражданин обязан извещать учреждение о наступлении обстоятельства, указанного в подпункте 6 пункта 25 настоящего Положения, в течение пяти календарных дней со дня наступления указанных обстоятельств. Извещение может быть направлено одним из способов, указанных в пункте 10 настоящего Положения.

27. Предоставление ежемесячной выплаты прекращается:

1) по основанию, предусмотренному подпунктом 1 пункта 25 настоящего Положения – со дня, следующего за днем, достижения ребенком восьми лет;

2) по основаниям, предусмотренным подпунктами 2-7 пункта 25 настоящего Положения – с первого числа месяца, следующего за месяцем получения учреждением информации (сведений), в том числе от органов, организаций о наступлении соответствующего обстоятельства, либо получения учреждением извещения, указанного в пункте 26 настоящего Положения.

28. В случае выявления сокрытия обстоятельств, влияющих на осуществление ежемесячной выплаты, излишне выплаченные суммы ежемесячной выплаты подлежат возврату в областной бюджет.

Возврат денежных средств, неправомерно выплаченных гражданину, производится им добровольно на счет Центра социальных выплат Иркутской области либо на счет министерства в течение 1 года со дня зачисления денежных средств на счет гражданина, открытый в банке или иной кредитной организации, либо доставки организациями федеральной почтовой связи, либо путем взыскания в судебном порядке.

29. Споры по вопросам предоставления ежемесячной выплаты разрешаются в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

30. Вопросы, не урегулированные настоящим Положением, подлежат разрешению в соответствии с законодательством.

Исполняющий обязанности министра социального развития, опеки и попечительства
Иркутской области В.А. Родионов

МИНИСТЕРСТВО ТРУДА И ЗАНЯТОСТИ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

6 мая 2020 года **№ 31-мпр**

Иркутск

О перечне приоритетных профессий (специальностей) для профессионального обучения и дополнительного профессионального образования безработных граждан на 2020 год

В соответствии со статьей 7.1-1 Закона Российской Федерации от 19 апреля 1991 года № 1032-1 «О занятости населения в Российской Федерации», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области, Положением о министерстве труда и занятости Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 3 декабря 2012 года № 688-пп,

П Р И К А З Ы ВА Ю:

1. Определить перечень приоритетных профессий (специальностей) для профессионального обучения и дополнительного профессионального образования безработных граждан на 2020 год (прилагается).

2. Настоящий приказ вступает в силу со дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2020 года.

Исполняющая обязанности министра Н.В. Воронцова

ОПРЕДЕЛЕН
приказом министерства труда и занятости Иркутской области
от 6 мая 2020 года № 31-мпр

ПЕРЕЧЕНЬ
ПРИОРИТЕТНЫХ ПРОФЕССИЙ (СПЕЦИАЛЬНОСТЕЙ) ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ БЕЗРАБОТНЫХ ГРАЖДАН НА 2020 ГОД*

1. Арматурщик.
2. Бетонщик.
3. Бухгалтер (бухгалтерский учет, анализ и аудит с изучением прикладных программ).
4. Водитель автомобиля.
5. Водитель трамвая.
6. Водитель троллейбуса.
7. Водитель погрузчика.
8. Горничная.
9. Делопроизводитель.
10. Заточник деревообрабатывающего инструмента.
11. Каменщик.
12. Кассир торгового зала.
13. Кладовщик (с изучением различных прикладных программ).
14. Кондитер.
15. Контролер лесозаготовительного производства и лесосплава.
16. Кровельщик по стальным кровлям.
17. Лаборант химического анализа.
18. Маляр.
19. Машинист бульдозера.
20. Машинист автогрейдера.
21. Машинист буровой установки.
22. Машинист железнодорожно-строительной машины.
23. Машинист лесозаготовительной машины.
24. Машинист (кочегар) котельной.
25. Машинист крана (крановщик).
26. Машинист крана автомобильного.
27. Машинист насосных установок.
28. Машинист трелевочной машины.
29. Машинист экскаватора.
30. Менеджер (менеджмент в торговле, коммерческой деятельности, менеджмент организации).
31. Младшая медицинская сестра по уходу за больными.
32. Младший воспитатель.
33. Монтажник.
34. Монтажник по монтажу стальных и железобетонных конструкций.
35. Монтажник санитарно-технических систем и оборудования.
36. Монтер пути.
37. Матрос.
38. Моторист-рулевой.
39. Наладчик деревообрабатывающего оборудования.
40. Облицовщик-плиточник.
41. Оператор автоматических и полуавтоматических линий станков и установок.
42. Оператор диспетчерской (производственно-диспетчерской службы).
43. Оператор котельной.
44. Оператор ленточного оборудования.
45. Оператор на автоматических и полуавтоматических линиях в деревообработке.
46. Оператор станков с программным управлением.
47. Оператор технологических установок.
48. Оператор установок и линий обработки пиломатериалов.
49. Оператор электронно-вычислительных и вычислительных машин (с изучением прикладных программ).
50. Охранник.
51. Парикмахер.
52. Пилоправ.
53. Плотник.
54. Пекарь.
55. Повар.
56. Помощник воспитателя.
57. Продавец продовольственных товаров.
58. Продавец непродовольственных товаров.
59. Рамщик.
60. Сиделка.
61. Сварщик на электронно-лучевых сварочных установках.
62. Сварщик арматурных сеток и каркасов.
63. Секретарь руководителя.
64. Слесарь механосборочных работ.
65. Слесарь по ремонту автомобилей.
66. Слесарь по ремонту оборудования тепловых сетей.
67. Слесарь по ремонту оборудования топливоподачи.
68. Слесарь по ремонту подвижного состава.
69. Слесарь по ремонту технологических установок.
70. Слесарь-ремонтник.
71. Слесарь-сантехник.
72. Слесарь-электрик по ремонту электрооборудования.
73. Слесарь аварийно-восстановительных работ.
74. Социальный работник.
75. Специалист по маникюру.
76. Специалист по педикюру.
77. Станочник деревообрабатывающих станков.
78. Станочник-распиловщик.
79. Столяр.
80. Стрелок.
81. Стропальщик.
82. Токарь.
83. Тракторист.
84. Укладчик пиломатериалов, деталей и изделий из древесины.
85. Фрезеровщик.
86. Печник.
87. Швея.
88. Штукатур.
89. Электрогазосварщик.
90. Электромонтажник по силовым сетям и электрооборудованию.
91. Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования.
92. Электросварщик ручной сварки.
93. Электрослесарь по обслуживанию и ремонту оборудования.
94. Электромонтер охранно-пожарной сигнализации.
95. Электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования.

*Профессиональное обучение и дополнительное профессиональное образование безработных граждан может быть организовано по другим профессиям и специальностям, которые будут востребованы в 2020 году на рынке труда.

Заместитель министра К.М. Клоков

МИНИСТЕРСТВО ИМУЩЕСТВЕННЫХ ОТНОШЕНИЙ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

7 мая 2020 года **№ 33-мпр**

Иркутск

Об отдельных вопросах осуществления внутреннего финансового контроля в министерстве имущественных отношений Иркутской области и подведомственных ему государственных учреждениях Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 26 июня 2019 года № 199-ФЗ «О внесении изменений в бюджетный кодекс Российской Федерации в части совершенствования государственного (муниципального) контроля, внутреннего финансового контроля и внутреннего финансового аудита», руководствуясь Положением о министерстве имущественных отношений Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 30 сентября 2009 года № 264/43-пп, статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить:

1) Порядок формирования, утверждения и актуализации карт внутреннего финансового контроля (прилагается);

2) Порядок ведения, учета и хранения журналов внутреннего финансового контроля (прилагается);

3) Порядок составления ежеквартальной и годовой отчетности о результатах внутреннего финансового контроля (прилагается).

2. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

3. Настоящий приказ вступает в силу после дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2020 года.

Исполняющая обязанности министра имущественных отношений Иркутской области М.А. Быргазова

УСТАНОВЛЕН
приказом министерства имущественных отношений Иркутской области
от 7 мая 2020 года № 33-мпр

ПОРЯДОК
ФОРМИРОВАНИЯ, УТВЕРЖДЕНИЯ И АКТУАЛИЗАЦИИ КАРТ ВНУТРЕННЕГО ФИНАНСОВОГО КОНТРОЛЯ

1. Настоящий Порядок формирования, утверждения и актуализации карт внутреннего финансового контроля (далее – Порядок) применяется министерством имущественных отношений Иркутской области (далее - министерство) и подведомственными министерству государственными учреждениями Иркутской области (далее – учреждения) при осуществлении внутреннего финансового контроля.

Внутренний финансовый контроль в министерстве и учреждениях осуществляется в соответствии с утвержденными картами внутреннего финансового контроля.

2. Карты внутреннего финансового контроля на очередной финансовый год формируются структурными подразделениями министерства и учреждений, ответственными за результаты выполнения внутренних бюджетных процедур, по форме согласно приложению 2 к настоящему Порядку.

3. Процесс формирования (актуализации) карты внутреннего финансового контроля включает следующие этапы:

1) анализ предмета внутреннего финансового контроля в целях определения операций, подверженных бюджетному риску, и применяемых к нему методов контроля и контрольных действий;

2) формирование перечня операций (действий по формированию документов, необходимых для выполнения внутренней бюджетной процедуры) с указанием необходимости или отсутствия необходимости проведения контрольных действий в отношении отдельных операций.

4. Формирование перечня операций осуществляется по форме согласно приложению 1 к настоящему Порядку.

5. При формировании перечня операций в карты внутреннего финансового контроля включаются операции, невыполнение которых может оказать негативное влияние на осуществление внутренних бюджетных процедур, операций, подготовку документов, предусмотренных при выполнении внутренних бюджетных процедур (далее - бюджетные риски).

6. Карта внутреннего финансового контроля представляет собой документ, в котором по каждой операции внутренней бюджетной процедуры, подверженной бюджетному риску и включенной в карту, указываются данные о должностном лице, ответственном за формирование документа, необходимого для выполнения внутренней бюджетной процедуры, периодичности выполнения операции, должностных лицах, осуществляющих контрольные действия, методах осуществления

контрольных действий, наименовании контрольных действий, периодичности осуществления контрольного действия, сроках выполнения контрольного действия.

7. К методам осуществления контрольных действий, указываемым в графе 7 карты внутреннего финансового контроля, относятся: самоконтроль, контроль по уровню подчиненности.

8. К контрольным действиям, указываемым в графе 8 карты внутреннего финансового контроля, относятся:

проверка оформления документов на соответствие требованиям нормативных правовых актов, регулирующих бюджетные правоотношения;

правомерность совершения действий по формированию документов, необходимых для выполнения бюджетных процедур (авторизация операций);

сверка данных.

В карте внутреннего финансового контроля указывается одно или несколько из таких контрольных действий.

9. В графе 10 карты внутреннего финансового контроля указываются периодичность осуществления и срок выполнения контрольного действия.

10. Карты внутреннего финансового контроля в министерстве подписываются руководителем структурного подразделения или лицом, его замещающим, и утверждаются заместителями министра имущественных отношений Иркутской области (далее – заместитель министра) в соответствии с распределением обязанностей.

Карты внутреннего финансового контроля структурных подразделений министерства, непосредственно подчиненных министру имущественных отношений Иркутской области (далее – министр), утверждаются министром или лицом, его замещающим.

Карты внутреннего финансового контроля в учреждениях подписываются руководителем структурного подразделения или лицом, его замещающим, и утверждаются руководителем учреждения или лицом, его замещающим.

11. Актуализация карт внутреннего финансового контроля проводится не реже одного раза в год:

1) в случае принятия министром, заместителем министра, руководителем учреждения, либо лицами, их замещающими, решения о внесении изменений в карту внутреннего финансового контроля в министерстве или в учреждении, соответственно;

2) в случае внесения изменений в нормативные правовые акты, регулирующие бюджетные правоотношения, определяющие необходимость изменения бюджетных процедур.

Исполняющая обязанности министра имущественных отношений Иркутской области М.А. Быргазова

Приложение 1
к Порядку формирования, утверждения и актуализации карт внутреннего финансового контроля

ПЕРЕЧЕНЬ
ОПЕРАЦИЙ (ДЕЙСТВИЙ ПО ФОРМИРОВАНИЮ ДОКУМЕНТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ВНУТРЕННЕЙ БЮДЖЕТНОЙ ПРОЦЕДУРЫ)

№ _____

		Коды
по состоянию на «__» _____ 20__ г.	Дата	
Наименование главного администратора (администратора) бюджетных средств _____	Глава по БК	
Наименование бюджета _____	по ОКТМО	
Наименование структурного подразделения, ответственного за выполнение внутренних бюджетных процедур _____		

I.

(наименование внутренней бюджетной процедуры)

Процесс	Операция	Должностное лицо, ответственное за выполнение операции	Бюджетные риски	Матрица рисков: Оценка бюджетного иска (низкая, средняя, высокая)			Включить в карту ВФК (с уровнем риска «значимый»)	Предложения по применению контрольных действий
				Вероятность наступления	Степень влияния	Уровень рисков (мало значительный, значимый)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

II.

(наименование внутренней бюджетной процедуры)

Процесс	Операция	Должностное лицо, ответственное за выполнение операции	Бюджетные риски	Матрица рисков: Оценка бюджетного иска (низкая, средняя, высокая)		Уровень рисков (мало значительный, значимый)	Включить в карту ВФК (с уровнем риска «значимый»)	Предложения по применению контрольных действий
				Вероятность наступления	Степень влияния			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Руководитель структурного подразделения _____ _____ _____
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

«__» _____ 20__ г.

УСТАНОВЛЕН
приказом министерства имущественных отношений Иркутской области
от 7 мая 2020 года № 33-мпр

ПОРЯДОК
ВЕДЕНИЯ, УЧЕТА И ХРАНЕНИЯ ЖУРНАЛОВ ВНУТРЕННЕГО ФИНАНСОВОГО КОНТРОЛЯ

1. Настоящий Порядок ведения, учета и хранения журналов внутреннего финансового контроля применяется министерством имущественных отношений Иркутской области (далее - министерство) и подведомственными министерству государственными учреждениями Иркутской области (далее – учреждения) при оформлении результатов внутреннего финансового контроля, осуществляемого министерством и учреждениями.

2. Выявленные недостатки и (или) нарушения при исполнении внутренних бюджетных процедур, сведения о причинах и об обстоятельствах рисков возникновения нарушений и (или) недостатков и о предлагаемых мерах по их устранению отражаются в журналах внутреннего финансового контроля.

Информация о результатах внутреннего финансового контроля отражается в журналах внутреннего финансового контроля по форме согласно приложению 1 к настоящему Порядку.

3. Ведение журналов внутреннего финансового контроля осуществляется структурными подразделениями министерства и учреждений, ответственными за результаты выполнения внутренних бюджетных процедур.

Ведение журнала внутреннего финансового контроля предполагает непрерывное занесение в хронологическом порядке замечаний уполномоченным лицом структурного подразделения министерства и учреждения записей в журнал внутреннего финансового контроля на основании информации от должностных лиц, осуществляющих контрольные действия.

Журнал внутреннего финансового контроля может вестись как на бумажных носителях, так и в электронном виде. При ведении журнала внутреннего финансового контроля в электронном виде по окончании текущего финансового года обязательно выведение его на бумажном носителе. Журнал внутреннего финансового контроля должен быть прошнурован, пронумерован и подписан руководителем структурного подразделения министерства (учреждения), министром имущественных отношений Иркутской области, заместителем министра имущественных отношений Иркутской области в соответствии с распределением обязанностей, руководителем учреждения, либо лицами их замещающими.

На каждый очередной финансовый год открывается новый журнал внутреннего финансового контроля.

4. Учет и хранение журналов внутреннего финансового контроля осуществляется в структурных подразделениях министерства и учреждений, ответственных за результаты выполнения внутренних бюджетных процедур, в течение сроков, устанавливаемых в соответствии с правилами организации государственного архивного дела, но не менее пяти лет после отчетного года.

Исполняющая обязанности министра имущественных отношений Иркутской области М.А. Быргазова

Приложение 1
к Порядку ведения, учета и хранения журналов внутреннего финансового контроля

ЖУРНАЛ
ВНУТРЕННЕГО ФИНАНСОВОГО КОНТРОЛЯ
ЗА _____ГОД

Наименование главного администратора (администратора) бюджетных средств _____

Наименование структурного подразделения, ответственного за выполнение внутренних бюджетных процедур_____

Дата	Наименование операции в соответствии с картой внутреннего финансового контроля	Код контрольного действия	Должностное лицо, ответственное за выполнение операции	Должностное лицо, осуществляющее контрольное действие	Характеристики контрольного действия	Результаты контрольного действия	Причины возникновения нарушений, недостатков	Предлагаемые меры по устранению недостатков, нарушений и причин их возникновения
1	2	3	4	5	6	7	8	9

В настоящем Журнале пронумеровано и прошнуровано _____ листов.

Руководитель (заместитель руководителя)
главного администратора (администратора)
бюджетных средств _____ _____ _____
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

Руководитель структурного подразделения
_____ _____ _____
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

«____» _____ 20___ г.

УСТАНОВЛЕН
приказом министерства имущественных отношений Иркутской областиот 7 мая 2020 года № 33-мпр

ПОРЯДОК
СОСТАВЛЕНИЯ ЕЖЕКВАРТАЛЬНОЙ И ГОДОВОЙ ОТЧЕТНОСТИ О РЕЗУЛЬТАТАХ ВНУТРЕННЕГО ФИНАНСОВОГО КОНТРОЛЯ

1. Настоящий Порядок составления ежеквартальной и годовой отчетности о результатах внутреннего финансового контроля (далее - Порядок) применяется министерством имущественных отношений Иркутской области (далее - министерство) и подведомственными министерству государственными учреждениями Иркутской области (далее – учреждения) при оформлении результатов внутреннего финансового контроля, осуществляемого министерством и учреждениями.

2. Отчет о результатах внутреннего финансового контроля (далее - Отчет) составляется по форме согласно приложению 1 к настоящему Порядку нарастающим итогом с начала текущего года на основе данных журналов внутреннего финансового контроля ежеквартально до 20 числа месяца, следующего за отчетным периодом, за отчетный финансовый год не позднее 20 января года, следующего за отчетным периодом.

К Отчету прилагается пояснительная записка, содержащая дополнительную информацию о результатах проведенных проверок, о передаче материалов проверки в службу финансового контроля Иркутской области и в правоохранительные органы, об иных решениях о привлечении виновных в выявленных нарушениях лиц к ответственности, а также сведения о ходе реализации мер по устранению нарушений и недостатков, причин их возникновения.

3. Отчеты, составленные структурными подразделениями министерства и учреждений, ответственными за результаты выполнения внутренних бюджетных процедур, представляются на рассмотрение министру имущественных отношений Иркутской области, или лицу, его замещающему, руководителю учреждения, или лицу, его замещающему для принятия соответствующих решений согласно приложению 1 к настоящему Порядку.

При принятии решений по итогам рассмотрения результатов внутреннего финансового контроля учитывается информация, указанная в актах, заключениях, представлениях и предписаниях органов государственного финансового контроля и отчетах внутреннего финансового аудита, представленных министру имущественных отношений Иркутской области или лицу, его замещающему, руководителю учреждения или лицу, его замещающему.

Исполняющая обязанности министра имущественных отношений Иркутской области М.А. Быргазова

Приложение 1
к Порядку составления ежеквартальной и годовой отчетности
о результатах внутреннего финансового контроля

ОТЧЕТ
О РЕЗУЛЬТАТАХ ВНУТРЕННЕГО ФИНАНСОВОГО КОНТРОЛЯ
ПО СОСТОЯНИЮ НА «___» _____20 ___ГОДА

_____
(наименование структурного подразделения, ответственного за результаты выполнения внутренних бюджетных процедур)

Методы контроля	Количество выявленных недостатков (нарушений)	Количество: заключений, оформленных по результатам проверок, предложенных мер по устранению недостатков (нарушений), причин их возникновения	Количество: принятых мер, исполненных заключений	Количество материалов, направленных в службу финансового контроля Иркутской области, правоохранительные органы
1	2	3	4	5
1. Самоконтроль				
2. Контроль по уровню подчиненности				
Итого				

Руководитель структурного подразделения _____ _____ _____
(подпись) (расшифровка подписи) дата

Приложение 2
к Порядку формирования, утверждения и актуализации карт внутреннего финансового контроля

КАРТА
ВНУТРЕННЕГО ФИНАНСОВОГО КОНТРОЛЯ
НА _____ ГОД

Наименование главного администратора (администратора) бюджетных средств
Наименование структурного подразделения, ответственного за выполнение внутренних бюджетных процедур
Наименование внутренней бюджетной процедуры

Процесс	Операция: Наименование	Операция: Код	Должностное лицо, ответственное за выполнение операции	Периодичность выполнения операции	Должностное лицо, осуществляющее контрольное действие	Характеристики контрольного действия: Метод контроля	Характеристики контрольного действия: Контрольное действие	Характеристики контрольного действия: Вид/Способ Контроля	Характеристики контрольного действия: Периодичность/Срок выполнения контрольных действий
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Руководитель (заместитель руководителя)
главного администратора (администратора)
бюджетных средств _____ _____ _____
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

Руководитель структурного подразделения _____ _____ _____
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

«____» _____ 20___ г.

ОТЧЕТ

о результатах деятельности государственного учреждения и об использовании закрепленного за ним государственного имущества

Областное государственное автономное учреждение «Центр развития спортивной инфраструктуры»
(полное наименование государственного учреждения)
за 2019 год

Раздел 1. Общие сведения об учреждении

Наименование показателя	Значение показателя
Полное наименование учреждения	Областное государственной автономное учреждение «Центр развития спортивной инфраструктуры»
Сокращенное наименование учреждения	ОГАУ «ЦРСИ»
Юридический адрес	664003 г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 12
Сведения о внесении в единый государственный реестр юридических лиц (с указанием серии , №, даты свидетельства)	1023801027029 от 08.12.2002 серия 38 номер 001774887
Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН)	3808085226
Код причины постановки на учет учреждения в налоговом органе (КПП)	380801001
ФИО руководителя	Севергин Александр Анатольевич
ФИО главного бухгалтера учреждения	Высоких Алексей Владимирович
Телефон (факс)	8(3952) 20-18-11

1.1 Перечень видов деятельности (с указанием основных видов деятельности и иных видов деятельности, не являющихся основными), которые учреждение вправе осуществлять в соответствии с его учредительными документами:

№ п/п	Наименование основных видов деятельности	Наименование иных видов деятельности
1	Деятельность в области спорта прочая ОКВЭД 93.19	Деятельность гостиниц и прочих мест для временного проживания ОКВЭД 55.10
2	Деятельность спортивных объектов ОКВЭД 93.11	Аренда и управление собственным или арендованным недвижимым имуществом ОКВЭД 68.20
3		Прокат и аренда товаров для отдыха и спортивных товаров ОКВЭД 77.21
4		Деятельность международная ОКВЭД 84.21
5		Деятельность зрелищно- развлекательная прочая, не включенная в другие группировки ОКВЭД 93.29.9
6		Деятельность физкультурно- оздоровительная ОКВЭД 96.04

1.2. Перечень услуг (работ), которые оказываются потребителям за плату в случаях, предусмотренных нормативными правовыми (правовыми) актами, с указанием потребителей указанных услуг (работ):

№ п/п	наименование услуг (работ)	потребители услуг (работ)
1	деятельность спортивных объектов и других структур учреждения по проведению физкультурных и спортивных мероприятий на открытых и в закрытых спортивных сооружениях	Граждане и Юридические лица
2	деятельность по подготовке и проведению спортивных мероприятий, предоставлению прочих услуг в области спорта и активного отдыха	Граждане и Юридические лица
3	физкультурно-оздоровительная деятельность с целью улучшения физического состояния населения	Граждане и Юридические лица
4	оказание гостиничных услуг	Граждане и Юридические лица
5	осуществление зрелищно-развлекательной деятельности, в том числе организация массовых мероприятий: выставок, конкурсов, праздников, шоу и иных массовых, культурно-зрелищных физкультурно-оздоровительных мероприятий и спортивных мероприятий	Граждане и Юридические лица

1.3. Перечень документов (с указанием номеров, даты выдачи и срока действия), на основании которых учреждение осуществляет деятельность (свидетельство о государственной регистрации учреждения, лицензии и другие разрешительные документы):

№ п/п	Наименование разрешительного документа	Номер документа	Дата выдачи документа	Срок действия документа
1	Свидетельство о государственной регистрации юридического лица	1774887	08.12.2002	бессрочно
2	Распоряжение правительства Иркутской области	414-р/п	30.11.2011	бессрочно
3	Свидетельсво о постановке на учет в налоговом органе	3804273	04.02.2015	бессрочно
4	Устав		19.04.2019	бессрочно

1.4. Сведения о численности и заработной плате работников учреждения

№ п/п	Наименование показателя	На начало отчетного периода	На конец отчетного периода	Причины изменения
1	Установленная численность учреждения, в соответствии с утвержденным штатным расписанием	284	284	
2	Фактическая численность учреждения, в том числе:	217	236	заполнение вакантных ставок
2.1.	имеющих высшее профессиональное образование	75	81	прием сотрудников
2.2.	имеющих среднее специальное образование	89	98	прием сотрудников
2.3.	имеющих среднее (полное) общее образование	53	57	прием сотрудников
3	Среднегодовая численность работников, чел.		226	
3.1.	руководителей		1	
3.2.	заместителей руководителей, главного бухгалтера		4	
3.3.	иные работники (за исключением руководителя и его заместителей, главного бухгалтера), в том числе:		221	
3.3.1.	административно-уравленческий персонал		39	
3.3.2.	основной персонал		50	
3.3.3.	вспомогательный персонал		132	
4	Средняя заработная плата работников учреждения, руб.	руб.	32 212,19	
4.1.	руководителей	руб.	104 485,62	
4.2.	заместителей руководителей, главного бухгалтера	руб.	97 044,98	
4.3.	иные работники (за исключением руководителя и его заместителей, главного бухгалтера), в том числе:	руб.	30 711,72	
4.3.1.	административно-управленческий персонал	руб.	38 861,73	
4.3.2.	основной персонал	руб.	37 982,12	
4.3.3.	вспомогательный персонал	руб.	25 549,82	

1.5.Состав наблюдательного совета автономного учреждения (1)

Председатель:	
Президент «Физкультурно-спортивной общественной организации Ветеранов легкой атлетики Иркутской области»	Беликов Дмитрий Валерьевич
Члены совета:	
Заместитель руководителя аппарата Губернатора Иркутской области и Правительства Иркутской области	Федоров Александр Павлович
Начальник отдела по работе с областными государственными учреждениями министерства имущественных отношений Иркутской области	Сивкова Зинаида Иосифовна
Главный бухгалтер ОГАУ «ЦРСИ»	Высоких Алексей Владимирович
Президент Иркутской областной организации «Федерация легкой атлетики»	Петушинский Денис Леонидович
Советник отдела реализации государственной политики министерства спорта Иркутской области	Исаева Лариса Олеговна
Президент общественной организации «Федерация велосипедного спорта Иркутской области»	Киселев Юрий Вячеславович
Ведущий юрисконсульт ОГАУ «ЦРСИ»	Плотницкая Дарья Васильевна
Заместитель начальника отдела экономического планирования и исполнения бюджета министерства спорта Иркутской области	Асмадьярова Евгения Алексеевна

Раздел II. Результат деятельности учреждения

2.1. Изменение балансовой (остаточной) стоимости нефинансовых активов

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	За предыдущий год	За отчетный год	Изменение по отношению к предыдущему году, в %
1	Балансовая стоимость нефинансовых активов	руб.	752 419 973,03	754 102 250,28	0,2%
2	Остаточная стоимость нефинансовых активов	руб.	341 710 649,14	314 741 126,71	-7,9%

2.2. Общая сумма выставленных требований в возмещение ущерба по недостачам и хищениям

Общая сумма выставленных требований в возмещение ущерба по недостачам и хищениям - всего, в том числе	руб.
материальных ценностей	руб.
денежных средств	руб.
от порчи материальных ценностей	руб.
	руб.

2.3. Изменения (увеличение, уменьшение) дебиторской и кредиторской задолженности учреждения

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	За предыдущий год	За отчетный год	Изменение по отношению к предыдущему году, в %
1	Дебиторская задолженность, всего	руб.	200 106 314,20	222 776 942,31	111,3
	в том числе:		X	X	X
1.1.	Дебиторская задолженность по доходам за счет бюджетной деятельности	руб.			
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
1.2.	Дебиторская задолженность по расходам за счет бюджетной деятельности	руб.			
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
1.3.	Дебиторская задолженность по доходам за счет собственных доходов учреждения	руб.	19 080 462,48	37 058 642,30	194,2
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
1.4.	Дебиторская задолженность по расходам за счет собственных доходов учреждения	руб.	5 552 063,79	6 391 968,70	115,1
	из них нереальная к взысканию		–	–	
1.5.	Дебиторская задолженность по доходам за счет субсидии на выполнение государственного (муниципального) задания	руб.	172 806 000,00	177 509 200,00	102,7
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
1.6.	Дебиторская задолженность по расходам за счет субсидии на выполнение государственного (муниципального) задания	руб.	2 667 787,93	1 759 531,31	66,0
	из них нереальная к взысканию		–	–	
1.7.	Дебиторская задолженность по доходам за счет субсидии на иную цель	руб.			
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
1.8.	Дебиторская задолженность по рсходам за счет субсидии на иную цель	руб.		57 600,00	
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
1.9.	Дебиторская задолженность по доходам за счет субсидии на цели осуществления капитальных вложений	руб.			
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
1.10.	Дебиторская задолженность по расходам за счет субсидии на цели осуществления капитальных вложений	руб.			
	из них нереальная к взысканию	руб.	–	–	
2	Кредиторская задолженность, всего	руб.	189 607 628,67	215 642 048,06	113,7
	в том числе:	руб.		X	X
2.1	Кредиторская задолженность по доходам за счет бюджетной деятельности	руб.			
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.2.	Кредиторская задолженность по расходам за счет бюджетной деятельности	руб.			
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.3.	Кредиторская задолженность по доходам за счет собственных доходов учреждения	руб.	1 301 577,43	23 934 626,15	1838,9
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.4.	Кредиторская задолженность по расходам за счет собственных доходов учреждения	руб.	14 448 432,09	3 089 375,76	21,4
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.5.	Кредиторская задолженность по доходам за счет субсидии на выполнение государственного (муниципального) задания	руб.	172 806 000,00	177 509 200,00	102,7
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.6.	Кредиторская задолженность по расходам за счет субсидии на выполнение государственного (муниципального) задания	руб.	11 749,47		
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.7.	Кредиторская задолженность по доходам за счет субсидии на иную цель	руб.	1 039 869,68	9 455 056,39	909,3
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.8.	Кредиторская задолженность по расходам за счет субсидии на иную цель	руб.		1 653 789,76	
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.9.	Кредиторская задолженность по доходам за счет субсидии на цели осуществления капитальных вложений	руб.			
	из них просроченная задолженность	руб.	–	–	
2.10.	Кредиторская задолженность по расходам за счет субсидии на цели осуществления капитальных вложений	руб.			
	из них просроченная задолженность	руб.			

2.4. Сумма доходов от оказания платных услуг (выполненных работ)

Сумма доходов от оказания платных услуг (выполнения работ) - всего	руб.	29 874 937,78

2.5. Цены (тарифы) на платные услуги (работы), оказываемые потребителям

№ п/п	Наименование услуги (работы)	Ед. измерения	Цена (тариф) на платные услуги			
			на 1 апреля	на 1 июля	на 1 октября	на 1 декабря
1	Хоккей (дневная игра) СК «Труд», стадион	1 штука	47 294,29	47 294,30	47 294,29	47 294,29
2	Хоккей (вечерняя игра) СК «Труд», стадион	1 штука	93 516,16	93 516,17	93 516,16	93 516,16
3	Хоккей дневная предигровая тренировка СК «Труд», стадион	1 штука	31 045,79	31 045,80	31 045,79	31 045,79
4	Хоккей вечерняя предигровая тренировка СК «Труд», стадион СК «Труд», стадион	1 штука	77 267,64	77 267,65	77 267,64	77 267,64
5	Футбол игра СК «Труд», стадион	1 штука	43 656,00	43 656,01	43 656,00	43 656,00
6	Футбол предигровая тренировка СК «Труд», стадион	1 штука	28 764,00	28 764,01	28 764,00	28 764,00
7	Спортивное мероприятие в зале Дворца спорта СК «Труд» (игра)	1 штука	71 000,00	71 000,01	71 000,00	71 000,00
8	Спортивное мероприятие в зале Дворца спорта СК «Труд» (тренировка)	1 штука	35 450,00	35 450,01	35 450,00	35 450,00
9	Спортивное мероприятие (соревнования по легкой атлетике в манеже) СК «Труд»	1 час 3	3 200,00	3 201,00	3 200,00	3 200,00
10	Спортивное мероприятие (соревнования по конькобежному спорту) стадион СК «Труд»	1 час	4 800,00	4 800,01	4 800,00	4 800,00
11	Спортивное мероприятие (соревнования по легкой атлетике на стадионе) СК «Труд»	1 час	4 000,00	4 000,01	4 000,00	4 000,00
12	Спортивное мероприятие (соревнования по стрельбе из лука на стадионе) СК «Труд»	1 час	-	-	3 500,00	3 500,00
13	Спортивное мероприятие (соревнования по плаванию в большой чаше бассейна) в дневное время с 07.00 до 17.00 Водно-спортивный комплекс «Солнечный»	6 часов	130 000,00	130 000,00	130 000,00	130 000,00
14	Спортивное мероприятие (соревнования по плаванию в большой чаше бассейна) в вечернее время с 17.00 до 22.00, ВСК «Солнечный»	5 часов	-	-	-	125 000,00
15	Дорожка по плаванию (соревнования по плаванию в большой чаше бассейна) в дневное время с 07.00 до 17.00, ВСК «Солнечный»	1 час	3 000,00	3 000,00	3 000,00	3 000,00
16	Дорожка по плаванию (соревнования по плаванию в большой чаше бассейна) в вечернее время с 17.00 до 22.00, ВСК «Солнечный»	1 час	-	-	-	4 000,00
17	Тренировочное мероприятие по водным видам спорта в большой чаше бассейна ВСК «Солнечный»	1 час	-	-	8 000,00	8 000,00
18	Доступ зрителей на трибуны бассейна ВСК «Солнечный»	1 час	1 850,00	1 850,00	1 850,00	1 850,00
19	Информационное табло и звуковое сопровождение ВСК «Солнечный»	1 час	910,00	910,00	910,00	910,00
20	Спортивно-зрелищное, тренировочное, массовое мероприятие в универсальном спортивном зале ВСК «Солнечный»	1 час	-	-	2 800,00	2 800,00
21	Индивидуальное посещение, 1 человек, тренажерный зал, 1 занятие (самостоятельная тренировка) с 07.00 до 14.00 (до обеда) или с 14.00 до 22.00 (после обеда) ВСК «Солнечный»	1 занятие	200,00	200,00	200,00	200,00
22	Соревнования по спортивной борьбе/ единоборствам Академия спортивной борьбы им. К. Вырупаева	1 час	1 100,00	1 100,00	1 100,00	1 100,00
23	Легкоатлетическая дорожка (манеж) СК «Труд»	1 час	1 950,00	1 950,00	1 950,00	1 950,00
24	Легкоатлетическая дорожка (стадион), СК «Труд»	1 час	1 200,00	1 200,00	1 200,00	1 200,00
25	Конькобежная дорожка (стадион), СК «Труд»	1 час	1 560,00	1 560,00	1 560,00	1 560,00
26	Ледовое поле (без подготовки льда) стадион, СК «Труд»	1 час	3 600,00	3 600,00	3 600,00	3 600,00
27	Ледовое поле (1/2 ледового поля) (без подготовки льда) стадион СК «Труд»	1 час	1 650,00	1 650,00	1 650,00	1 650,00
28	Футбольное поле стадион, СК «Труд»	1 час	3 100,00	3 100,00	3 100,00	3 100,00
29	Футбольное поле (1/2 футбольного поля) стадион СК «Труд»	1 час	1 550,00	1 550,00	1 550,00	1 550,00
30	Теннисный стол (зал настольного тенниса) СК «Труд»	1 час	255,00	255,00	255,00	255,00
31	Теннисный корт (площадка с теннисными кортами) СК «Труд»	1 час	560,00	560,00	560,00	560,00
32	Индивидуальное посещение, 1 человек, 1 занятие (самостоятельная тренировка), с 18.30 до 22.00 легкоатлетический манеж Восточная трибуна СК «Труд»	1 час				140,00
33	Абонемент на 8 индивидуальных посещений, 1 человек, (самостоятельные тренировки), с 18.30 до 22.00 легкоатлетический манеж Восточная трибуна СК «Труд»	1 час				1 040,00
34	Абонемент на 12 индивидуальных посещений, 1 человек, (самостоятельные тренировки), с 18.30 до 22.00 легкоатлетический манеж Восточная трибуна СК «Труд»	1 час				1 440,00
35	Зал единоборств, СК «Труд»	1 час	750,00	750,00	750,00	750,00
36	Гостевая ложа4, СК «Труд»	1 день 3	1 020,00	1 020,00	1 020,00	1 020,00
37	Зал для пресс-конференций4 , СК «Труд»	1 день	1 020,00	1 020,00	1 020,00	1 020,00
38	Помещение для реализации билетов, СК «Труд»	1 день	1 020,00	1 020,00	1 020,00	1 020,00
39	Раздевалка (с сан.узлом) за 1 кв.м.5, СК «Труд»	1 день	20,40	20,40	20,40	20,40
40	Раздевалка (без сан.узла) за 1 кв.м.5, СК «Труд»	1 день	15,30	15,30	15,30	15,30
41	Зал для подготовительных занятий ВСК «Солнечный»	1 час	1 200,00	1 200,00	1 200,00	1 200,00
42	Индивидуальное посещение, 1 человек, тренажерный зал, 1 занятие (самостоятельная тренировка) с 07.00 до 14.00 (до обеда) или с 14.00 до 22.00 (после обеда) ВСК «Солнечный»	1 занятие	200,00	200,00	200,00	200,00
43	Индивидуальное посещение, 1 человек, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч (дневное). В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	260,00	260,00	260,00	260,00
44	Индивидуальное посещение, 1 человек, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.15ч (вечернее). В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	310,00	310,00	310,00	310,00
45	Групповое посещение, 1 дорожка, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч (дневное). В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	1 700,00	1 700,00	1 700,00	1 700,00
46	Групповое посещение, 1 дорожка, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.15ч (вечернее) ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	1 850,00	1 850,00	1 850,00	1 850,00
47	Индивидуальное посещение, 1 человек, бассейн, большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч (дневное) В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	310,00	310,00	310,00	310,00
48	Индивидуальное посещение, 1 человек, бассейн, большая чаша (50м) с 17.00 до 22.15ч (вечернее) В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	380,00	380,00	380,00	380,00
49	Групповое посещение, 1 дорожка, бассейн, большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч (дневное) ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	2 700,00	2 700,00	2 700,00	2 700,00
50	Групповое посещение, 1 дорожка, бассейн, большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч (дневное) с сопровождением группы инструкторами по спорту ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	3 150,00	3 150,00	3 150,00	3 150,00
51	Групповое посещение, 1 дорожка, бассейн, большая чаша (50м) с 17.00 до 22.15ч (вечернее) ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	3 500,00	3 500,00	3 500,00	3 500,00
52	Универсальный спортивный зал с 07.00 до 17.00ч (дневное) ВСК «Солнечный»	1 час	2 000,00	2 000,00	2 000,00	2 000,00
53	Универсальный спортивный зал с 17.00 до 22.15ч (вечернее) ВСК «Солнечный»	1 час	2 500,00	2 500,00	2 500,00	2 500,00
54	Зал для фитнеса (занятие группы в составе 20 человек с тренером / инструктором по фитнесу) с 07.00 до 22.15 ч ВСК «Солнечный»	1 час			1 500,00	1 500,00
55	Дневной абонемент (льготные категории граждан), 1 человек, 8 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Льготный М/д 1*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка 8 посещений	1 400,00	1 400,00	1 400,00	1 400,00
56	Дневной абонемент (льготные категории граждан), 1 человека, 8 посещений, бассейн, большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Льготный Б/д 1*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	46 мин. + 15 мин. подготовка 8 посещений	1 680,00	1 680,00	1 680,00	1 680,00
57	Дневной абонемент на 4 посещения, малая чаша (25 м.) с 07.00 до 17.00 ч. за 1 человека Абонемент «М/д 1*4» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 4 посещения	940,00	940,00	940,00	940,00
58	Вечерний абонемент, 1 человек, 4 посещения, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «М/в 1*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный	45 мин. +15 мин. Подготовка 4 посещений	1 150,00	1 150,00	1 150,00	1 150,00
59	Дневной абонемент на 8 посещений, малая чаша (25 м.) с 07.00 до 17.00 ч. за 1 человека Абонемент «М/д 1*8» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 8 посещений	1 830,00	1 830,00	1 830,00	1 830,00
60	Дневной абонемент на 8 посещений, малая чаша (25 м.) с 17.00 до 22.00ч. за 1 человека Абонемент «М/д 1*8» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 8 посещений	2 250,00	2 250,00	2 250,00	2 250,00
61	Дневной абонемент на 12 посещений, малая чаша (25 м.) с 07.00 до 17.00 ч. за 1 человека Абонемент «М/д 1*12» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 12 посещений	2 740,00	2 740,00	2 740,00	2 740,00
62	Вечерний абонемент на 12 посещений, малая чаша (25 м.) с 17.00 до 22.00 ч. за 1 человека Абонемент «Б/в 1*8» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 12 посещений	3 350,00	3 350,00	3 350,00	3 350,00
63	Дневной абонемент на 4 посещения, большая чаша (50 м.) с 07.00 до 17.00 ч. за 1 человека Абонемент «М/д 1*4» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 4 посещения	1 180,00	1 180,00	1 180,00	1 180,00
64	Вечерний абонемент на 4 посещения, большая чаша (50 м.) с 17.00 до 22.00 ч. за 1 человека Абонемент «Б/в 1*4» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 4 посещения	1 460,00	1 460,00	1 460,00	1 460,00

65	Дневной абонемент на 8 посещений, большая чаша (50 м.) с 07.00 до 17.00 ч. за 1 человека Абонемент «М/д 1*8» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 8 посещений	2 340,00	2 340,00	2 340,00	2 340,00
66	Вечерний абонемент на 8 посещений, большая чаша (50 м.) с 17.00 до 22.00 ч. за 1 человека Абонемент «Б/в 1*8» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 8 посещений	2 900,00	2 900,00	2 900,00	2 900,00
67	Дневной абонемент на 12 посещений, большая чаша (50 м.) с 07.00 до 17.00 ч. за 1 человека Абонемент «М/д 1*12» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 12 посещений	3 480,00	3 480,00	3 480,00	3 480,00
68	Вечерний абонемент на 12 посещений, большая чаша (50 м.) с 17.00 до 22.00 ч. за 1 человека Абонемент «Б/в 1*12» В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 12 посещений	4 320,00	4 320,00	4 320,00	4 320,00
69	Дневной абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок, 4 посещения, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 1+1»*4. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка 4 посещения	1 820,00	1 820,00	1 820,00	1 820,00
70	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 4 посещения, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 1+1*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	2 200,00	2 200,00	2 200,00	2 200,00
71	Дневной абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 8 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 1+1»*8. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	3 620,00	3 620,00	3 620,00	3 620,00
72	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 8 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 1+1*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	4 350,00	4 350,00	4 350,00	4 350,00
73	Дневной абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 12 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 1+1»*12. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	5 430,00	5 430,00	5 430,00	5 430,00
74	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 12 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 1+1*12». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	6 500,00	6 500,00	6 500,00	6 500,00
75	Дневной абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 4 посещения, бассейн большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 1+1»*4. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	2 310,00	2 310,00	2 310,00	2 310,00
76	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 4 посещения, бассейн большая чаша (50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 1+1*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка 4 посещения	2 860,00	2 860,00	2 860,00	2 860,00
77	Дневной абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 8 посещений, бассейн большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 1+1»*8. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка 8 посещений	4 600,00	4 600,00	4 600,00	4 600,00
78	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 8 посещений, бассейн большая чаша (50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 1+1*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	5 680,00	5 680,00	5 680,00	5 680,00
79	Дневной абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 12 посещений, бассейн большая чаша(50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 1+1»*12. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	6 880,00	6 880,00	6 880,00	6 880,00
80	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 1 ребенок 12 посещений, бассейн большая чаша(50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 1+1*12». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	8 460,00	8 460,00	8 460,00	8 460,00
81	Дневной абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 4 посещения, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 2+1*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	2 730,00	2 730,00	2 730,00	2 730,00
82	Вечерний абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 4 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 2+1*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	3 200,00	3 200,00	3 200,00	3 200,00
83	Дневной абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 8 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 2+ 1*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	5 420,00	5 420,00	5 420,00	5 420,00
84	Вечерний абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 8 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 2+1*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	6 350,00	6 350,00	6 350,00	6 350,00
85	Дневной абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 12 посещений, бассейн малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 2+ 1*12». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	8 120,00	8 120,00	8 120,00	8 120,00
86	Вечерний абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 12 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 2+1*12». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка 12 посещений	9 450,00	9 450,00	9 450,00	9 450,00
87	Дневной абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 4 посещения, бассейн большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 2+1»*4. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	3 440,00	3 440,00	3 440,00	3 440,00
88	Вечерний абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 4 посещения, бассейн, большая чаша (50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 2+1*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	4 200,00	4 200,00	4 200,00	4 200,00
89	Дневной абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 8 посещений, бассейн большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 2+1»*8. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	6 860,00	6 860,00	6 860,00	6 860,00
90	Вечерний абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 8 посещений, бассейн большая чаша (50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 2+1*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. Подготовка 8 посещений	8 340,00	8 340,00	8 340,00	8 340,00
91	Дневной абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 12 посещений, бассейн большая чаша(50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 2+1»*12. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	10 250,00	10 250,00	10 250,00	10 250,00
92	Вечерний абонемент, 2 взрослых + 1 ребенок 12 посещений, бассейн большая чаша(50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 2+1*12». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	12 420,00	12 420,00	12 420,00	12 420,00
93	Дневной абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 4 посещения, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 1+2»*4. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	2 720,00	2 720,00	2 720,00	2 720,00
94	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 4 посещения, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 1+2*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	3 100,00	3 100,00	3 100,00	3 100,00
95	Дневной абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 8 посещений, бассейн малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 1+2»*8. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	5 410,00	5 410,00	5 410,00	5 410,00
96	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 8 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 1+2*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	6 100,00	6 100,00	6 100,00	6 100,00
97	Дневной абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 12 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 07.00 до 17.00ч Абонемент «М/д 1+2»*12. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	8 110,00	8 110,00	8 110,00	8 110,00

98	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 12 посещений, бассейн, малая чаша (25м) с 17.00 до 22.00ч Абонемент «М/в 1+2*12». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	9 100,00	9 100,00	9 100,00	9 100,00
99	Дневной абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 4 посещения, бассейн, большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 1+2»*4. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	3 410,00	3 410,00	3 410,00	3 410,00
100	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 4 посещения, бассейн, большая чаша (50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 1+2*4». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 4 посещения	4 170,00	4 170,00	4 170,00	4 170,00
101	Дневной абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 8 посещений, бассейн, большая чаша (50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 1+2»*8. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	6 800,00	6 800,00	6 800,00	6 800,00
102	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 8 посещений, бассейн, большая чаша (50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 1+2*8». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 8 посещений	8 280,00	8 280,00	8 280,00	8 280,00
103	Дневной абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 12 посещений, бассейн большая чаша(50м) с 07.00 до 17.00ч. Абонемент «Б/д 1+2»*12. В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	10 160,00	10 160,00	10 160,00	10 160,00
104	Вечерний абонемент, 1 взрослый + 2 ребенка 12 посещений, бассейн большая чаша(50м) с 17.00 до 22.00ч. Абонемент «Б/в 1+2*12». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. +15 мин. подготовка 12 посещений	12 320,00	12 320,00	12 320,00	12 320,00
105	Абонемент годовой, 1 взрослый, 10 месяцев, 8 посещений в месяц, бассейн, малая или большая чаша, с 07:00 до 22:00ч (свободное посещение по чашам и по времени). «Абонемент годовой 1*8*10». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка 80 посещений	26 000,00	26 000,01	26 000,02	26 000,03
106	Абонемент годовой, 1 взрослый + 1 ребенок, 10 месяцев, 8 посещений в месяц, бассейн, малая или большая чаша, с 07:00 до 22:00ч (свободное посещение по чашам и по времени). «Абонемент годовой (1+1)*8*10». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	46 мин. + 15 мин. подготовка 80 посещений	51 000,00	51 000,01	51 000,02	51 000,03
107	Абонемент годовой, 2 взрослых + 1 ребенок, 10 месяцев, 8 посещений в месяц, бассейн, малая или большая чаша, с 07:00 до 22:00ч (свободное посещение по чашам и по времени). «Абонемент годовой (2+1)*8*10». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	47 мин. + 15 мин. подготовка 80 посещений	75 000,00	75 000,01	75 000,02	75 000,03
108	Абонемент годовой, 1 взрослый + 2 ребенка, 10 месяцев, 8 посещений в месяц, бассейн, малая или большая чаша, с 07:00 до 22:00ч (свободное посещение по чашам и по времени). «Абонемент годовой (1+2)*8*10». В часы расписания для свободного посещения ВСК «Солнечный»	48 мин. + 15 мин. подготовка 80 посещений	74 000,00	74 000,01	74 000,02	74 000,03
109	Групповое посещение (тренировочные занятия), Зал спортивной борьбы Академия спортивной борьбы им. К. Вырупаева	1 час	850,00	850,00	850,00	850,00
110	Индивидуальное посещений, 1 человек, Зал спортивной борьбы Академия спортивной борьбы им. К. Вырупаева	1 час	200,00	200,00	200,00	200,00
111	Индивидуальное посещение, 1 человек, (без сауны) Бассейн «Чайка» г. Усолье-Сибирское	45 мин. +15 мин. подготовка	220,00	220,00	220,00	220,00
112	Индивидуальное посещение, 1 человек, (с сауной) Бассейн «Чайка» г. Усолье-Сибирское	час	250,00	250,00	250,00	250,00
113	Групповое посещение (школьники с руководителем), за 1 человека. Бассейн «Чайка» г. Усолье-Сибирское	45 мин. +15 мин. подготовка	60,00	60,00	60,00	60,00
114	Групповое посещение (обучающиеся ДЮСШ; группы с тренером), за 1 человека. Бассейн «Чайка» г. Усолье-Сибирское	45 мин. +15 мин. подготовка	60,00	60,00	60,00	60,00
115	Абонемент, 1 человек, 4 посещения в месяц (без сауны) Бассейн «Чайка» г. Усолье-Сибирское	45 мин. +15 мин. подготовка 4 раза в месяц	800,00	800,00	800,00	800,00
116	Абонемент, 1 человек, 4 посещения в месяц (с сауной) Бассейн «Чайка» г. Усолье-Сибирское	1 час 4 раза в месяц	900,00	900,00	900,00	900,00
117	Стадион (спортивное ядро, трибуны для зрителей)3 СК «Труд»	1 день	153 000,00	153 000,00	153 000,00	153 000,00
118	Зал Дворца Спорта Культурно-массовое мероприятие	1 день	139 000,00	139 000,00	139 000,00	139 000,00
119	Холл Дворца спорта СК «Труд»	1 день	15 300,00	15 300,00	15 300,00	15 300,00
120	Площадь перед Дворцом спорта СК «Труд»	1 день	20 400,00	20 400,00	20 400,00	20 400,00
121	Холл Дворца спорта (за 1 кв.м.)7, СК «Труд»	день	102,00	102,00	102,00	102,00
122	Площадь перед Дворцом спорта (за 1 кв.м.), СК «Труд»	день	61,00	61,00	61,00	61,00
123	Территория по периметру трибун стадиона (за 1 кв.м.) СК «Труд»	день	41,00	41,00	41,00	41,00
124	1-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	750,00	750,00	750,00	750,00
125	1-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	375,00	375,00
126	1-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	31,00	31,00
127	1-местный номер с телевизором (без сан.узла) с комплектом постельного белья	1 час	-	-	150,00	150,00
128	2-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	1 400,00	1 400,00	1 400,00	1 400,00
129	2-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	700,00	700,00
130	2-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	58,00	58,00
131	1 место в 2-х местном номере с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	-	-	700,00	700,00
132	1 место в 2-х местном номере с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	350,00	350,00
133	1 место в 2-х местном номере с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	29,00	29,00
134	2-местный номер с телевизором (без сан.узла) с комплектом постельного белья (на 1 посетителя)	1 час	-	-	140,00	140,00
135	3-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	1 950,00	1 950,00	1 950,00	1 950,00
136	3-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	975,00	975,00
137	3-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	75,00	75,00
138	5-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	3 250,00	3 250,00	3 250,00	3 250,00
139	5-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	1 625,00	1 625,00
140	5-местный номер с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	125,00	125,00
141	1 место в 3-х / 5-ти местных номерах с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	-	-	650,00	650,00
142	1 место в 3-х / 5-ти местных номерах с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	325,00	325,00
143	1 место в 3-х / 5-ти местных номерах с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	25,00	25,00
144	2 места в 3-х / 5-ти местных номерах с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	-	-	1 300,00	1 300,00
145	2 места в 3-х / 5-ти местных номерах с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	750,00	750,00
146	2 места в 3-х / 5-ти местных номерах с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	50,00	50,00
147	3 места в 5-ти местном номере с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	-	-	1 950,00	1 950,00
148	3 места в 5-ти местном номере с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	975,00	975,00
149	3 места в 5-ти местном номере с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	75,00	75,00
150	4 места в 5-ти местном номере с телевизором (без сан.узла)	1 сутки	-	-	2 600,00	2 600,00
151	4 места в 5-ти местном номере с телевизором (без сан.узла)	1/2 суток	-	-	1 300,00	1 300,00
152	4 места в 5-ти местном номере с телевизором (без сан.узла)	1 час	-	-	100,00	100,00
153	1-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником)	1 сутки	1 050,00	1 050,00	1 050,00	1 050,00
154	1-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником)	1/2 суток	-	-	525,00	525,00
155	1-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником)	1 час	-	-	44,00	44,00
156	1-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником) с комплектом постельного белья	1 час	-	-	180,00	180,00
157	2-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником)	1 сутки	1 600,00	1 600,00	1 600,00	1 600,00
158	2-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником)	1/2 суток	-	-	800,00	800,00
159	2-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником)	1 час	-	-	33,00	33,00
160	1 место в 2-х местном полу-благоустроенном номере с телевизором (с умывальником)	1 сутки	-	-	800,00	800,00
161	1 место в 2-х местном полу-благоустроенном номере с телевизором (с умывальником)	1/2 суток	-	-	400,00	400,00
162	1 место в 2-х местном полу-благоустроенном номере с телевизором (с умывальником)	1 час	-	-	33,00	33,00
163	2-местный полу-благоустроенный номер с телевизором (с умывальником) с комплектом постельного белья на 1 посетителя	1 час	-	-	160,00	160,00
164	1-местный благоустроенный номер с двуспальной кроватью, телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1 сутки	2 200,00	2 200,00	2 200,00	2 200,00
165	1-местный благоустроенный номер с двуспальной кроватью, телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1/2 суток	-	-	1 100,00	1 100,00

166	1-местный благоустроенный номер с двуспальной кроватью, телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1 час	-	-	92,00	92,00
167	1-местный благоустроенный номер с двуспальной кроватью, телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом) с комплектом постельного белья	1 час	-	-	200,00	200,00
168	2-местный благоустроенный номер с телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1 сутки	2 900,00	2 900,00	2 900,00	2 900,00
169	2-местный благоустроенный номер с телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1/2 суток	-	-	1 450,00	1 450,00
170	2-местный благоустроенный номер с телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1 час	-	-	120,00	120,00
171	1 место в 2-х местном благоустроенном номере с телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1 сутки	-	-	1 450,00	1 450,00
172	1 место в 2-х местном благоустроенном номере с телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1/2 суток	-	-	725,00	725,00
173	1 место в 2-х местном благоустроенном номере с телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом)	1 час	-	-	60,00	60,00
174	2-местный благоустроенный номер с телевизором, холодильником, телефоном (с санузлом) с комплектом постельного белья на 1 посетителя	1 час	-	-	250,00	250,00
175	Дополнительное место (без предметов индивидуального пользования), Гостиница «Спорт»	сутки	300,00	300,00	310,00	310,00
176	Дополнительное место (с предметами индивидуального пользования) Гостиница «Спорт»	сутки	400,00	400,00	400,00	400,00
177	Трансляция аудиоматериалов и видеоматериалов на информационном табло стадиона СК «Труд»	штука	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00
178	Предоставление места для размещения вывески (информационного баннера) с высокой проходимостью, за 1 кв.м. СК «Труд»	сутки	51,00	51,00	51,00	51,00
179	Предоставление места для размещения вывески (информационного баннера) с низкой проходимостью, за 1 кв.м. СК «Труд»	сутки	21,00	21,00	21,00	21,00
180	Размещение информационной продукции (по периметру поля) СК «Труд»	месяц	6 120,00	6 120,00	6 120,00	6 120,00
181	Включение 2 мачт электроосвещения (при полном включении) СК «Труд»	час	7 038,00	7 038,00	7 038,00	7 038,00
182	Включение дежурного освещения стадиона СК «Труд»	час	220,00	220,00	220,00	220,00
183	Оказание услуг по заливке льда СК «Труд»	1 моточас	1 235,37	1 235,37	1 235,37	1 235,37
184	Установка и размещение информационных стендов 300см*120см по периметру поля стадиона СК «Труд»	1 штука	-	-	-	80,00
185	Размещение (монтаж/демонтаж) информационной продукции (полотно 36,0м*2,5м) по периметру конструкции информационного табло на Южной трибуне стадиона СК «Труд»	2 штука	-	-	-	5 400,00
186	Сопровождение инструктором по спорту индивидуального сенанса плавания в бассейне (малая/большая чаша) ВСК «Солнечный»	45 мин. + 15 мин. подготовка	-	-	-	1 000,00
187	Сопровождение инструктором по спорту индивидуального сеанса занятий в тренажерном зале ВСК «Солнечный»	1 час	-	-	-	550,00
188	Прокат шапочек, нарукавников, жилетов. Бассейн «Чайка», г. Усолье-сибирское	1 штука / 45 минут	20,00	20,00	20,00	20,00
189	Прокат плавательного инвентаря. Бассейн «Чайка», г. Усолье-сибирское	1 штука / 45 минут	20,00	20,00	20,00	20,00
190	Утеря/порча номерка в гардеробе, ВСК «Солнечный»	1 штука	100,00	100,00	100,00	100,00
191	Утеря/порча ключа от шкафа в раздевалке, ячейки для хранения ценных вещей, ВСК «Солнечный»	1 штука	100,00	100,00	100,00	100,00
192	Утеря/порча браслета для ключа, ВСК «Солнечный»	1 штука	200,00	200,00	200,00	200,00
193	Утеря/порча пластиковая карты «Умная карта», ВСК «Солнечный»	1 штука	100,00	100,00	100,00	100,00
194	Порча шкафчика в раздевалках, ВСК «Солнечный»	1 штука	2 000,00	2 000,00	2 000,00	2 000,00
195	Порча лавочки без спинки, ВСК «Солнечный»	1 штука	7 000,00	7 000,00	7 000,00	7 000,00
196	Порча лавочки со спинкой, ВСК «Солнечный»	1 штука	4 500,00	4 500,00	4 500,00	4 500,00
197	Порча унитаза, ВСК «Солнечный»	1 штука	6 000,00	6 000,00	6 000,00	6 000,00
198	Порча раковины, ВСК «Солнечный»	1 штука	1 500,00	1 500,00	1 500,00	1 500,00
199	Порча двери стеклянной, ВСК «Солнечный»	1 штука	10 000,00	10 000,00	10 000,00	10 000,00
200	Порча зеркального покрытия, ВСК «Солнечный»	1 кв.м.	6 000,00	6 000,00	6 000,00	6 000,00

2.6. Количество потребителей, воспользовавшихся услугами (работами) учреждения

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	За предыдущий год	За отчетный год
1	Количество потребителей, воспользовавшихся услугами (работами) учреждения - всего	чел.	527 772	1 133 690
1.1.	Обеспечение доступа к объектам спорта	чел.	463 537	1 058 554
1.2.	Организация и проведение официальных спортивных мероприятий	чел.	54 290	57 843
1.3.	Участие в организации официальных спортивных мероприятий	чел.	9 945	14 453
1.4.	Организация и проведение спортивно-оздоровительной работы по развитию физической культуры и спорта среди различных групп населения	чел.	0	2 840
2	Количество потребителей, воспользовавшихся бесплатными для потребителей услугами (работами) - всего	чел.	149 818	706 055
2.1.	Обеспечение доступа к объектам спорта	чел.	139 873	688 762
2.2.	Организация и проведение официальных спортивных мероприятий	чел.		
2.3.	Участие в организации официальных спортивных мероприятий	чел.	9 945	14 453
2.4.	Организация и проведение спортивно-оздоровительной работы по развитию физической культуры и спорта среди различных групп населения	чел.	0	2 840
3	Количество потребителей, воспользовавшихся частично платными для потребителей услугами (работами) - всего	чел.	0	12 061
3.1.	Обеспечение доступа к объектам спорта	чел.	0	12 061
3.2.	Организация и проведение официальных спортивных мероприятий	чел.	0	0
3.3.		чел.		
4	Количество потребителей, воспользовавшихся полностью платными для потребителей услугами (работами) - всего	чел.	377 954	415 574
4.1.	Обеспечение доступа к объектам спорта	чел.	323 664	357 731
4.2.	Организация и проведение официальных спортивных и культурно-зрелищных мероприятий	чел.	54 290	57 843
4.3.	Организация и содействие в организации массовых мероприятий	чел.		
5	Количество жалоб потребителей	ед.		
5.1.	Меры, принятые по результатам рассмотрения жалоб			

2.7. Информация об объеме финансового обеспечения и об исполнении государственного задания

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	За предыдущий год	За отчетный год
1	Объем финансового обеспечения государственного задания	руб.	93 335 100,00	95 585 100,00
2	Исполнение государственного задания	%	100,0	95,0

2.8. Объем финансового обеспечения государственного учреждения в рамках целевых программ и программ развития

№ п/п	Объем финансового обеспечения, полученного в рамках целевых программ и программ развития, установленных для учреждения в установленном порядке	Ед. измерения	За предыдущий год	За отчетный год	Изменение по отношению к предыдущему году, в %
	Всего		96 012 900,00	184 983 600,00	192,7
	в т.ч.				
1	Государственная программа Иркутской области «Развитие физической культуры и спорта» Подпрограмма «Развитие физической культуры и массового спорта» Ведомственная целевая программа «Организация вовлечения населения в занятия физической культурой и массовым спортом»	руб.	93 962 000,00	96 185 100,00	102,4
2	Государственная программа Иркутской области «Развитие физической культуры и спорта» Подпрограмма «Управление отраслью физической культуры и спорта» Основное мероприятие «Государственная политика в сфере физической культуры, спорта»	руб.	2 050 900,00	12 711 800,00	619,8
3	Государственная программа Иркутской области «Социальная поддержка населения» Подпрограмма «Доступная среда для инвалидов и других маломобильных групп населения»	руб.		284 000,00	
4	Государственная программа Иркутской области «Развитие физической культуры и спорта» Подпрограмма «Развитие спорта высших достижений» Ведомственная целевая программа «Подготовка спортсменов высокого класса»	руб.		75 802 700,00	

№ п/п	Наименование показателя		Ед. измерения плановое значение	за отчетный 2019 год: плановое значение	за отчетный 2019 год: кассовое исполнение	исполнение по отношению к плану, в %
1	2		3	4	5	6
2.9. Поступления учреждения (2)						
1.	Поступления, всего:		руб.	263 102 999,99	251 826 367,48	95,7
	в том числе:					
1.1.	Субсидии на выполнение государственного задания	130	руб.	126 527 500,00	125 444 423,88	99,1
1.2.	Целевые субсидии	180	руб.	58 456 100,00	48 262 543,61	82,6
1.3.	Бюджетные инвестиции		руб.			
1.4.	Поступления от оказания учреждением (подразделением), услуг (выполнения работ), предоставление которых для физических и юридических лиц осуществляется на платной основе, всего	130	руб.	0,00	0,00	
	в том числе:					
1.5.	Поступления от иной приносящей доход деятельности, всего:		руб.	78 119 399,99	78 119 399,99	100,0
	в том числе:					
1.5.1.	Доходы от собственности	120	руб.	49 537 292,39	49 537 292,39	100,0
1.5.2.	Доходы от оказания платных услуг (работ) и компенсации затрат	130	руб.	27 860 908,85	27 860 908,85	100,0
1.5.3.	Штрафы, пени, неустойки, возмещения ущерба	140	руб.	209 504,75	209 504,75	100,0
1.5.4.	Прочие доходы	180	руб.	511 694,00	511 694,00	100,0
1.6.	Поступления от реализации ценных бумаг		руб.			

2.10. Выплаты учреждения (2)

№ п/п	Наименование показателя	КОСГУ	Ед. измерения	за отчетный 2019 год: плановое значение	за отчетный 2019 год: кассовое исполнение	исполнение по отношению к плану, в %
1.	Выплаты, всего		руб.	266 153 624,69	248 324 925,72	93,3
	в том числе:					
1.1	Оплата труда и начисления на выплаты по оплате труда, всего	210	руб.	119 534 470,85	116 289 313,08	97,3
	из них:					
1.1.1.	Заработная плата	211	руб.	90 146 889,40	88 428 423,14	98,1
1.1.2.	Прочие выплаты	212	руб.	23 100,00	23 100,00	100,0

1.1.3.	Начисления на выплаты по оплате труда	213	руб.	29 364 481,45	27 837 789,94	94,8
1.2.	Оплата работ, услуг, всего	220	руб.	128 711 939,36	115 424 830,99	89,7
	из них:					
1.2.1.	Услуги связи	221	руб.	717 745,70	599 374,84	83,5
1.2.2.	Транспортные услуги	222	руб.	635 410,00	526 950,00	82,9
1.2.3.	Коммунальные услуги	223	руб.	26 178 601,85	23 528 591,82	89,9
1.2.4.	Арендная плата за пользование имуществом	224	руб.	1 132 904,04	1 090 337,00	96,2
1.2.5.	Работы, услуги по содержанию имущества	225	руб.	32 213 342,79	22 721 801,43	70,5
1.2.6.	Прочие работы, услуги	226	руб.	67 833 934,98	66 957 775,90	98,7
1.4.	Социальное обеспечение, всего	260	руб.	585 718,71	526 148,75	89,8
	из них:					
1.4.3.	Прочие расходы	290	руб.	1 024 412,10	835 530,51	81,6
1.5.	Поступление нефинансовых активов, всего	300	руб.	16 882 802,38	15 775 251,14	93,4
	из них:					
1.5.1.	Увеличение стоимости основных средств	310	руб.	6 315 515,57	5 892 253,57	93,3
1.5.4.	Увеличение стоимости материальных запасов	340	руб.	10 567 286,81	9 882 997,57	93,5
2.	Выплаты за счет субсидий на выполнение государственного задания		руб.	129 633 400,60	128 550 324,48	99,2
	в том числе:					
2.1	Оплата труда и начисления на выплаты по оплате труда, всего	210	руб.	71 090 389,00	71 090 389,00	100,0
	из них:					
2.1.1.	Заработная плата	211	руб.	54 600 877,80	54 600 877,80	100,0
2.1.3.	Начисления на выплаты по оплате труда	213	руб.	16 489 511,20	16 489 511,20	100,0
2.2.	Оплата работ, услуг, всего	220	руб.	55 767 092,47	54 775 167,55	98,2
	из них:					
2.2.1.	Услуги связи	221	руб.	151 232,99	83 792,37	55,4
2.2.3.	Коммунальные услуги	223	руб.	23 518 727,27	22 686 887,13	96,5
2.2.5.	Работы, услуги по содержанию имущества	225	руб.	610 981,60	591 696,10	96,8
2.2.6.	Прочие работы, услуги	226	руб.	31 486 150,61	31 412 791,95	99,8
2.5.	Поступление нефинансовых активов, всего	300	руб.	2 775 919,13	2 684 767,93	96,7
	из них:					
2.5.4.	Увеличение стоимости материальных запасов	340	руб.	2 775 919,13	2 684 767,93	96,7
2.5.7.	Увеличение стоимости материальных запасов	343	руб.	276 836,30	185 685,10	67,1
2.5.8.	Увеличение стоимости материальных запасов	344	руб.	462 339,76	462 339,76	100,0
2.5.9.	Увеличение стоимости материальных запасов	345	руб.	235 244,38	235 244,38	100,0
2.5.10	Увеличение стоимости материальных запасов	346	руб.	1 801 498,69	1 801 498,69	100,0
3.	Выплаты за счет использования целевых субсидий		руб.	58 456 100,00	49 001 043,61	83,8
	в том числе:					
3.2.	Оплата работ, услуг, всего	220	руб.	55 224 900,00	46 239 595,61	83,7
	из них:					
3.2.2.	Транспортные услуги	222	руб.	269 000,00	269 000,00	100,0
3.2.5.	Работы, услуги по содержанию имущества	225	руб.	24 375 914,14	15 964 330,27	65,5
3.2.6.	Прочие работы, услуги	226	руб.	30 579 985,86	30 006 265,34	98,1
3.4.	Социальное обеспечение, всего	260	руб.	170 000,00	120 000,00	70,6
	из них:					
3.4.3.	Социальные пособия и компенсации персоналу в денежной форме	266	руб.	120 000,00	120 000,00	100,0
3.4.4.	Социальные компенсации персоналу в натуральной форме	267	руб.	50 000,00		
3.5.	Поступление нефинансовых активов, всего	300	руб.	3 061 200,00	2 641 448,00	86,3
	из них:					
3.5.1.	Увеличение стоимости основных средств	310	руб.	2 992 500,00	2 572 748,00	86,0
3.5.4.	Увеличение стоимости материальных запасов	340	руб.	68 700,00	68 700,00	100,0
3.5.10.	Увеличение стоимости материальных запасов	346	руб.	68 700,00	68 700,00	100,0
5.	Выплаты за счет поступлений от оказания услуг (выполнения работ), предоставление которых для потребителей осуществляется на платной основе, всего		руб.	23 706 389,59	21 485 161,00	90,6
	в том числе:					
5.1	Оплата труда и начисления на выплаты по оплате труда, всего	210	руб.	14 533 224,55	13 559 677,24	93,3
	из них:					
5.1.1.	Заработная плата	211	руб.	10 663 803,48	10 148 263,61	95,2
5.1.2.	Прочие выплаты	212	руб.	6 930,00	6 930,00	100,0
5.1.3.	Начисления на выплаты по оплате труда	213	руб.	3 862 491,07	3 404 483,63	88,1
5.2.	Оплата работ, услуг, всего	220	руб.	5 406 810,84	4 397 659,37	81,3
	из них:					
5.2.1.	Услуги связи	221	руб.	169 953,81	154 674,75	91,0
5.2.2.	Транспортные услуги	222	руб.	109 923,00	77 385,00	70,4
5.2.3.	Коммунальные услуги	223	руб.	797 962,37	252 511,41	31,6
5.2.4.	Арендная плата за пользование имуществом	224	руб.	339 871,21	327 101,10	96,2
5.2.5.	Работы, услуги по содержанию имущества	225	руб.	2 167 934,11	1 849 732,53	85,3
5.2.6.	Прочие работы, услуги	226	руб.	1 730 339,54	1 661 615,59	96,0
5.2.7.	Страхование	227	руб.	8 655,00	7 888,99	91,1
5.2.8.	Услуги, работы для целей капитальных вложений	228	руб.	82 171,80	66 750,00	81,2
5.4.	Социальное обеспечение, всего	260	руб.	124 715,61	121 844,64	97,7
	из них:					
5.4.3.	Оплата больничных листов за первые 3 дня бывшим работникам	264	руб.	215,61	215,62	100,0
5.4.4.	Социальные пособия и компенсации персоналу в денежной форме прочего персонала	266	руб.	124 500,00	121 629,02	97,7
5.4.5.	Прочие расходы	290	руб.	307 323,63	250 659,16	81,6
5.4.6.	Налоги, пошлины и сборы	291	руб.	193 961,40	147 995,47	76,3
5.4.7.	Штрафы за нарушение законодательства о налогах и сборах, законодательства о страховых взносах	292	руб.	15 000,00	4 536,30	30,2
5.4.8.	Штрафы за нарушение законодательства в сфере закупок	293	руб.	450,00	224,31	49,8
5.4.9.	Принудительное взыскание денежных средств	295	руб.	34 977,30	34 968,15	100,0
5.4.10.	Компенсация морального вреда физическим лицам на основании судебного решения	296	руб.	150,00	150,00	100,0
5.4.11.	Возмещение ущерба, вреда на основании судебного решения, НЕ учитываемое при финансовом планировании	297	руб.	62 784,93	62 784,93	100,0
5.5.	Поступление нефинансовых активов, всего	300	руб.	3 334 314,96	3 155 320,59	94,6
	из них:					
5.5.1.	Увеличение стоимости основных средств	310	руб.	996 904,67	995 851,68	99,9
5.5.4.	Увеличение стоимости материальных запасов	340	руб.	2 337 410,29	2 159 468,91	92,4
5.5.5.	Увеличение стоимости материальных запасов	341	руб.	248,10	248,10	100,0
5.5.6.	Увеличение стоимости материальных запасов	342	руб.	1 620,00	1 581,00	97,6
5.5.7.	Увеличение стоимости материальных запасов	343	руб.	260 743,12	197 094,35	75,6
5.5.8.	Увеличение стоимости материальных запасов	344	руб.	464 118,55	449 118,56	96,8
5.5.9.	Увеличение стоимости материальных запасов	345	руб.	94 134,20	94 134,21	100,0
5.5.10.	Увеличение стоимости материальных запасов	346	руб.	1 501 402,62	1 402 148,99	93,4
5.5.11.	Увеличение стоимости материальных запасов	349	руб.	15 143,70	15 143,70	100,0
6	Выплаты за счет поступлений от иной приносящей доход деятельности, всего		руб.	55 314 909,21	50 132 041,99	90,6
	в том числе:					
6.1	Оплата труда и начисления на выплаты по оплате труда, всего	210	руб.	33 910 857,30	31 639 246,84	93,3
	из них:					
6.1.1.	Заработная плата	211	руб.	24 882 208,12	23 679 281,73	95,2
6.1.2.	Прочие выплаты	212	руб.	16 170,00	16 170,00	100,0
6.1.3.	Начисления на выплаты по оплате труда	213	руб.	9 012 479,18	7 943 795,11	88,1
6.2.	Оплата работ, услуг, всего	220	руб.	12 615 892,05	10 261 205,07	81,3
	из них:					
6.2.1.	Услуги связи	221	руб.	396 558,90	360 907,72	91,0
6.2.2.	Транспортные услуги	222	руб.	256 487,00	180 565,00	70,4
6.2.3.	Коммунальные услуги	223	руб.	1 861 912,21	589 193,28	31,6
6.2.4.	Арендная плата за пользование имуществом	224	руб.	793 032,83	763 235,90	96,2
6.2.5.	Работы, услуги по содержанию имущества	225	руб.	5 058 512,94	4 316 042,53	85,3
6.2.6.	Прочие работы, услуги	226	руб.	4 037 458,97	3 877 103,02	96,0
6.2.7.	Страхование	227	руб.	20 195,00	18 407,62	91,1
6.2.8.	Услуги, работы для целей капитальных вложений	228	руб.	191 734,20	155 750,00	81,2
6.4.	Социальное обеспечение, всего	260	руб.	291 003,10	284 304,11	97,7
	из них:					
6.4.3.	Оплата больничных листов за первые 3 дня бывшим работникам	264	руб.	503,10	503,09	100,0
6.4.4.	Социальные пособия и компенсации персоналу в денежной форме прочего персонала	266	руб.	290 500,00	283 801,02	97,7
6.4.5.	Прочие расходы	290	руб.	717 088,47	584 871,35	81,6
6.4.6.	Налоги, пошлины и сборы	291	руб.	452 576,60	345 322,75	76,3
6.4.7.	Штрафы за нарушение законодательства о налогах и сборах, законодательства о страховых взносах	292	руб.	35 000,00	10 584,73	30,2
6.4.8.	Штрафы за нарушение законодательства в сфере закупок	293	руб.	1 050,00	523,37	49,8
6.4.9.	Принудительное взыскание денежных средств	295	руб.	81 613,70	81 592,33	100,0
6.4.10.	Компенсация морального вреда физическим лицам на основании судебного решения	296	руб.	350,00	350,00	100,0
6.4.11.	Возмещение ущерба, вреда на основании судебного решения, НЕ учитываемое при финансовом планировании	297	руб.	146 498,17	146 498,17	100,0
6.5.	Поступление нефинансовых активов, всего	300	руб.	7 780 068,29	7 362 414,62	94,6
	из них:					
6.5.1.	Увеличение стоимости основных средств	310	руб.	2 326 110,90	2 323 653,89	99,9
6.5.4.	Увеличение стоимости материальных запасов	340	руб.	5 453 957,39	5 038 760,73	92,4
6.5.5.	Увеличение стоимости материальных запасов	341	руб.	578,90	578,90	100,0
6.5.6.	Увеличение стоимости материальных запасов	342	руб.	3 780,00	3 689,00	97,6
6.5.7.	Увеличение стоимости материальных запасов	343	руб.	608 400,62	459 886,79	75,6
6.5.8.	Увеличение стоимости материальных запасов	344	руб.	1 082 943,31	1 047 943,30	96,8
6.5.9.	Увеличение стоимости материальных запасов	345	руб.	219 646,48	219 646,47	100,0
6.5.10.	Увеличение стоимости материальных запасов	346	руб.	3 503 272,78	3 271 680,97	93,4
6.5.11.	Увеличение стоимости материальных запасов	349	руб.	35 335,30	35 335,30	100,0

2.11. Информация о финансовом обеспечении деятельности, связанной с выполнением работ или оказанием услуг, в соответствии с обязательствами перед страховщиком по обязательному социальному страхованию (1)

1	Объем финансового обеспечения деятельности, в связи с выполнением работ или оказанием услуг, в соответствии с обязательствами перед страховщиком по обязательному социальному страхованию	x	руб.

2.12. Данные о прибыли (убытках) (1)

1	Общая сумма прибыли (убытков) после налогообложения в отчетном периоде, образовавшейся (образовавшихся) в связи с оказанием учреждением частично платных и полностью платных услуг (работ) («+»чистая прибыль, «-» убыток)	x	руб.	2 140 405,96

2.13. Кассовое исполнение бюджетной сметы и лимитов бюджетных обязательств учреждения (3)

№ п/п	Наименование показателя	КОСГУ	Ед. измерения	за отчетный 2019 год		исполнение по отношению к плану, в %
				плановое значение	кассовое исполнение	
1	Заработная плата	211	руб.			
2	Прочие выплаты	212	руб.			
3	Начисления на выплаты по оплате труда	213	руб.			
4	Услуги связи	221	руб.			
5	Транспортные услуги	222	руб.			
6	Коммунальные услуги	223	руб.			
7	Арендная плата за пользование имуществом	224	руб.			
8	Услуги по содержанию имущества	225	руб.			
9	Прочие услуги	226	руб.			
10	Пособия по социальной помощи населению	262	руб.			
11	Прочие расходы	290	руб.			
12	Увеличение стоимости основных средств	310	руб.			
13	Увеличение стоимости материальных запасов	340	руб.			

Раздел III. Об использовании имущества, закрепленного за учреждением

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	на начало отчетного периода	на конец отчетного периода
1	2	3	4	5
3.1.Общая балансовая (остаточная) стоимость недвижимого имущества учреждения				
3.1.1.	Общая балансовая стоимость недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления:			
	- первоначальная стоимость	руб.	519 237 274,25	519 237 274,25
	- остаточная стоимость	руб.	165 564 036,79	149 107 610,59
3.1.2.	Общая балансовая стоимость недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в аренду			
	- первоначальная стоимость	руб.	10 119 299,58	21 893 410,51
	- остаточная стоимость	руб.	0,00	0,00
3.1.3.	Общая балансовая стоимость недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в безвозмездное пользование			
	- первоначальная стоимость	руб.	8 922 358,41	9 277 183,41
	- остаточная стоимость	руб.	0,00	0,00
3.2. Общая балансовая (остаточная) стоимость движимого имущества учреждения				
3.2.1.	Общая балансовая стоимость движимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления			
	- первоначальная стоимость	руб.	129 622 603,16	131 162 340,72
	- остаточная стоимость	руб.	72 586 516,73	61 930 880,81
3.2.2.	Общая балансовая стоимость движимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в аренду			
	- первоначальная стоимость	руб.	0	
	- остаточная стоимость	руб.	0	
3.2.3.	Общая балансовая стоимость движимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в безвозмездное пользование			
	- первоначальная стоимость	руб.	0	
	- остаточная стоимость	руб.	0	
3.2.4.	Балансовая стоимость особо ценного движимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления (2)			
	- первоначальная стоимость	руб.	99 305 938,62	101 591 588,92
	- остаточная стоимость	руб.	65 076 857,92	56 494 802,12
3.3.	Общая площадь объектов недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления	кв.м.	107 507,4	71 673,2
	в том числе:			
1.	здания	кв. м.	19 361,1	39 436,9
2.	сооружения	кв. м.	51 246,3	31 170,5
3.	помещения	кв. м.	36 900,0	1 065,8
3.4.	Общая площадь объектов недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в аренду	кв.м.	2 225,5	3 894,7
	в том числе:			
1.	здания	кв. м.		
2.	сооружения	кв. м.	2,0	2,0
3.	помещения	кв. м.	2 223,5	3 892,7
3.5.	Общая площадь объектов недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления, и переданного в безвозмездное пользование	кв.м.	19 697,9	32 780,7
	в том числе:			
1.	здания	кв. м.		
2.	сооружения	кв. м.	17 000,0	17 748,5
3.	помещения	кв. м.	2 697,9	15 032,2
3.6.	Общая площадь земельных участков, находящихся у учреждения в постоянном бессрочном пользовании	га.	1,97	1,97
3.7.	Общее количество недвижимого имущества, находящегося у учреждения на праве оперативного управления	шт.	872	872
	в том числе:			
1.	здания	шт.	3	3
2.	сооружения	шт.	17	17
3.	помещения	шт.	852	852
3.8.	Объем средств, полученных от распоряжения в установленном порядке имуществом, находящимся на праве оперативного управления	руб.	49 537 292,39	
3.9.	Неиспользуемое недвижимое имущество учреждения			
1.	Наименование и характеристика неиспользуемого недвижимого имущества			
2.	Балансовая (остаточная) стоимость	руб.		
3.	Общая площадь неиспользованного имущества	кв.м.		
4.	**Предложения руководителя учреждения по дальнейшему использованию недвижимого имущества**			
3.10.	Общая балансовая (остаточная) стоимость имущества, приобретенного учреждением (2)	тыс. руб.	18 111,00	5 864,30
	в том числе			
3.10.1	Общая балансовая (остаточная) стоимость недвижимого имущества, приобретенного учреждением в отчетном году за счет средств, выделенных министерством учреждению на указанные цели	тыс. руб.	0	
3.10.2.	Общая балансовая (остаточная) стоимость недвижимого имущества, приобретенного учреждением в отчетном году за счет доходов, полученных от платных услуг и иной приносящей доход деятельности	тыс. руб.	0	

(1) - подразделы (пункты) дополнительно, включаемые в состав отчета государственных автономных учреждений

(2) - подразделы (пункты) дополнительно, включаемые в состав отчета государственных бюджетных и автономных учреждений

(3) - подразделы дополнительно, включаемые в состав отчета казенного учреждения

Руководитель учреждения А.А. Севергин
«_____» _____ 20__ год

Главный бухгалтер учреждения А.В. Высоких
«_____» _____ 20__ год

Исполнитель (Высоких А.В. Телефон 20-18-11)

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

29 апреля 2020 года **№ 297-пп**

Иркутск

О внесении изменений в Положение о порядке и условиях предоставления гражданам, жилые помещения которых утрачены в результате чрезвычайной ситуации, сложившейся в результате наводнения, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне - июле 2019 года на территории Иркутской области, социальной выплаты на приобретение или строительство жилого помещения

В соответствии со статьей 11 Федерального закона от 21 декабря 1994 года № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», указом Президента Российской Федерации от 3 июля 2019 года № 316 «О мерах по ликвидации последствий наводнения на территории Иркутской области», руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области

П О С Т А Н О В Л Я Е Т:

1. Внести в Положение о порядке и условиях предоставления гражданам, жилые помещения которых утрачены в результате чрезвычайной ситуации, сложившейся в результате наводнения, вызванного сильными дождями, прошедшими в июне - июле 2019 года на территории Иркутской области, социальной выплаты на приобретение или строительство жилого помещения, утвержденное постановлением Правительства Иркутской области от 17 июля 2019 года № 556-пп, следующие изменения:

1) пункт 35 изложить в следующей редакции:

«35. Министерство социального развития не позднее двух рабочих дней со дня поступления от учреждения заявления о перечислении выплаты и документов, указанных в пункте 30 настоящего Положения, обеспечивает направление запросов (межведомственных запросов) в государственные органы, органы местного самоуправления, подведомственные государственным органам и органам местного самоуправления организации в целях получения документов (сведений) о пригодности (непригодности) приобретаемого жилого помещения.»;

2) дополнить пунктом 35^1 следующего содержания:

«35^1. После получения ответов на запросы (межведомственные запросы), указанные в пункте 35 настоящего Положения, но не позднее 60 рабочих дней со дня обращения гражданина (граждан) или его (их) представителя за перечислением выплаты министерство социального развития принимает одно из следующих решений:

1) о перечислении социальной выплаты (части социальной выплаты);

2) об отказе в перечислении социальной выплаты (части социальной выплаты).»;

3) пункт 36 дополнить подпунктом 5 следующего содержания:

«5) получение министерством социального развития в порядке, предусмотренном пунктом 35 настоящего Положения, документов (сведений) о о непригодности приобретаемого жилого помещения.».

2. Настоящее постановление подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

3. Настоящее постановление вступает в силу со дня его официального опубликования.

Первый заместитель Губернатора Иркутской области –
Председатель Правительства Иркутской области
К.Б. Зайцев

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

30 апреля 2020 года **№ 299-пп**

Иркутск

О внесении изменений в Порядок определения объема и предоставления субсидий за счет средств областного бюджета социально ориентированным некоммерческим организациям в целях осуществления деятельности в сфере культуры и искусства

В соответствии с Федеральным законом от 2 августа 2019 года № 278-ФЗ «О внесении изменений в Бюджетный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации в целях совершенствования правового регулирования отношений в сфере государственных (муниципальных) заимствований, управления государственным (муниципальным) долгом и государственными финансовыми активами Российской Федерации и признании утратившим силу Федерального закона «Об особенностях эмиссии и обращения государственных и муниципальных ценных бумаг», постановлением Правительства Российской Федерации от 12 сентября 2019 года № 1188 «О внесении изменений в общие требования к нормативным правовым актам, муниципальным правовым актам, регулирующим предоставление субсидий некоммерческим организациям, не являющимся государственными (муниципальными) учреждениями», руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области

П О С Т А Н О В Л Я Е Т:

1. Внести в Порядок определения объема и предоставления субсидий за счет средств областного бюджета социально ориентированным некоммерческим организациям в целях осуществления деятельности в сфере культуры и искусства, установленный постановлением Правительства Иркутской области от 4 июля 2012 года № 370-пп, следующие изменения:

1) в пункте 3^1:

подпункт 3 изложить в следующей редакции:

«3) организация не должна находиться в процессе реорганизации, ликвидации, в отношении ее не введена процедура банкротства, деятельность организации не должна быть приостановлена в порядке, предусмотренном законодательством Российской Федерации, на день представления документов;»;

дополнить подпунктом 8 следующего содержания:

«8) организация не является иностранным и российским юридическим лицом, указанным в пункте 15 статьи 241 Бюджетного кодекса Российской Федерации, на день представления документов.»;

2) в пункте 3^2:

в абзаце первом слова «подпунктами 3, 7» заменить словами «подпунктами 3, 7, 8»;

в абзаце втором слова «в органы государственной власти Иркутской области запросы о предоставлении информации, находящейся в их распоряжении» заменить словами «запрос в орган государственной власти Иркутской области, осуществляющий учет денежных обязательств (задолженности по денежным обязательствам) перед Иркутской областью»;

3) подпункт 1 пункта 8^1 изложить в следующей редакции:

«1) недостоверность информации, содержащейся в документах, представленных организацией;».

2. Настоящее постановление подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

Первый заместитель Губернатора Иркутской области –
Председатель Правительства Иркутской области
К.Б. Зайцев

Список граждан и организаций, награжденных Благодарностью председателя Законодательного Собрания Иркутской области в марте 2020 года

1) Беляев Александр Владимирович – майор внутренней службы, заместитель начальника части (по проведению аварийно-спасательных работ) – начальник службы тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ специализированной пожарно-спасательной части федеральной противопожарной службы (г. Иркутск) Главного управления Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по Иркутской области;

2) Щигарцов Александр Иванович – младший лейтенант, начальник караула 51 пожарно-спасательной части (по охране г. Усть-Илимск) 11 пожарно-спасательного отряда федеральной противопожарной службы (г. Усть-Илимск) Главного управления Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по Иркутской области;

3) Павлов Дмитрий Николаевич – старшина внутренней службы, помощник начальника караула 22 пожарно-спасательной части (по охране г. Тайшета) 9 пожарно-спасательного отряда федеральной противопожарной службы (г. Тайшет) Главного управления Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по Иркутской области;

4) Мантропов Александр Александрович – сержант внутренней службы, старший инструктор по вождению пожарной машины – водитель 54 пожарно-спасательной части (по охране г. Нижнеудинска) 8 пожарно-спасательного отряда федеральной противопожарной службы (г. Нижнеудинск) Главного управления Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий по Иркутской области;

5) Вещева Вера Васильевна – директор муниципального общеобразовательного учреждения Иркутского районного муниципального образования «Малоголоустненская средняя общеобразовательная школа»;

6) Чупикова Наталья Евгеньевна – учитель начальных классов муниципального общеобразовательного учреждения Иркутского районного муниципального образования «Малоголоустненская средняя общеобразовательная школа»;

7) Сороковикова Анфия Семеновна – учитель математики муниципального общеобразовательного учреждения Иркутского районного муниципального образования «Малоголоустненская средняя общеобразовательная школа»;

8) Степанова Людмила Дмитриевна – учитель химии и биологии муниципального общеобразовательного учреждения Иркутского районного муниципального образования «Малоголоустненская средняя общеобразовательная школа»;

9) Туранчиева Татьяна Алексеевна – директор государственного бюджетного профессионального образовательного учреждения «Усть-Илимский техникум лесопромышленных технологий и сферы услуг», член координационного совета Усть-Илимского отделения Иркутского регионального общественного движения «Ветераны комсомола»;

10) Хроменков Олег Александрович – помощник депутата Законодательного Собрания Иркутской области Шевченко С.П.

Руководитель аппарата Законодательного Собрания
Иркутской области И.В. Леньшина

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

6 мая 20920 года **№ 27-мпр**

Иркутск

О внесении изменения в Порядок назначения государственной академической стипендии, государственной социальной стипендии, государственной стипендии обучающимся за счет бюджетных ассигнований бюджета Иркутской области

В соответствии со статьей 21 Устава Иркутской области, статьей 13 Закона Иркутской области от 12 января 2010 года № 1-оз «О правовых актах Иркутской области и правотворческой деятельности в Иркутской области», указом Губернатора Иркутской области от 18 марта 2020 года № 59-уг «О введении режима функционирования повышенной готовности для территориальной подсистемы Иркутской области единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций», руководствуясь указом Губернатора Иркутской области от 13 января 2020 года № 1-угк «О назначении на должность Апанович Е.В.», Положением о министерстве образования Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 29 декабря 2009 года № 391/170-пп,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в Порядок назначения государственной академической стипендии, государственной социальной стипендии, государственной стипендии обучающимся за счет бюджетных ассигнований бюджета Иркутской области, утвержденный приказом министерства образования Иркутской области от 27 августа 2014 года № 95-мпр, изменение, дополнив его пунктом 11^1 следующего содержания:

«11^1. В период действия режима функционирования повышенной готовности для территориальной подсистемы Иркутской области единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуации выплата назначенной государственной социальной стипендии продлевается без предоставления документов, указанных в пункте 11 настоящего Положения.».

2. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

3. Настоящий приказ вступает в силу через десять календарных дней после дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 18 марта 2020 года.

Исполняющая обязанности министра образования
Иркутской области Е.В. Апанович

ИЗВЕЩЕНИЕ О СОГЛАСОВАНИИ ГРАНИЦ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ

В соответствии со статьями 13, 13.1, 14 ФЗ от 24.07.2002 г. № 101 ФЗ «Об обороте земель сельскохозяйственного назначения» извещаем участников долевой собственности на земельный участок, расположенный по адресу: Иркутская область, Шелеховский район, АОЗТ «Ангарское», кадастровый номер 38:27:000000:217 о необходимости согласования проекта межевания земельного участка, образуемого путем выдела в счет земельных долей.

Заказчиком работ является Альшевиц Руслан Александрович, адрес: г. Иркутск, м-н Топкинский, д. 36, кв. 27, тел. 89087764040.

Кадастровый инженер: Филиппова Полина Александровна, номер квалификационного аттестата 38-11-197, почтовый адрес: 664024, г. Иркутск, Ленинский р-н, СНТ «Медик», дом 70, тел. 89501188783, эл. почта: filippova.pa-sps.zem@bk.ru,

Филиппова Екатерина Алексеевна, номер квалификационного аттестата 38-12-391, почтовый адрес: 664048, г. Иркутск, ул. Баумана, 231/1, кв. 1, тел. 89086425590, эл. почта: filippova.ea-sps.zem@bk.ru.

Ознакомиться с проектом межевания земельного участка и предоставить обоснованные возражения относительно размера и местоположения границ земельного участка можно в течение 30 дней со дня опубликования по адресу: Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Карла Маркса, 15а, ООО «СИБПРОЕКТСТРОЙ».

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

30 апреля 2020 года **№ 304-пп**

Иркутск

Об установлении срока подачи уведомления о включении медицинской организации в реестр медицинских организаций, осуществляющих деятельность в сфере обязательного медицинского страхования

В соответствии с частью 2.1 статьи 15 Федерального закона от 29 ноября 2010 года № 326-ФЗ «Об обязательном медицинском страховании в Российской Федерации», пунктом 103 Правил обязательного медицинского страхования, утвержденных приказом Министерства здравоохранения Российской Федерации от 28 февраля 2019 года № 108н, руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области

П О С Т А Н О В Л Я Е Т:

1. Установить в условиях чрезвычайной ситуации и (или) при возникновении угрозы распространения заболеваний, представляющих опасность для окружающих, для медицинских организаций, намеренных осуществлять деятельность в сфере обязательного медицинского страхования в 2020 году, а также для медицинских организаций, намеренных осуществлять деятельность в сфере обязательного медицинского страхования в 2021 году, срок подачи в Территориальный фонд обязательного медицинского страхования Иркутской области уведомления о включении медицинской организации в реестр медицинских организаций, осуществляющих деятельность в сфере обязательного медицинского страхования, – до 1 ноября 2020 года.

2. Настоящее постановление подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

3. Настоящее постановление вступает в силу со дня его официального опубликования.

Первый заместитель Губернатора Иркутской области – Председатель Правительства Иркутской области К.Б. Зайцев

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

30 апреля 2020 года **№ 301-пп**

Иркутск

О внесении изменения в преамбулу постановления Правительства Иркутской области от 14 октября 2011 года № 313-пп

В соответствии с Законом Иркутской области от 30 марта 2020 года № 28-ОЗ «О внесении изменения в часть 1 статьи 4 Закона Иркутской области «О Правительстве Иркутской области», руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области

П О С Т А Н О В Л Я Е Т:

1. Внести в преамбулу постановления Правительства Иркутской области от 14 октября 2011 года № 313-пп «Об установлении требований и ограничений в сфере розничной продажи алкогольной продукции на территории Иркутской области» изменение, дополнив после слов «Об ограничениях розничной продажи и потребления (распития) пива и напитков, изготавливаемых на его основе»,» словами «пунктом 17 части 1 статьи 4 Закона Иркутской области от 18 ноября 2009 года № 82/48-оз «О Правительстве Иркутской области»,».

2. Настоящее постановление подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

Первый заместитель Губернатора Иркутской области – Председатель Правительства Иркутской области К.Б. Зайцев

ПРАВИТЕЛЬСТВО ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

29 апреля 2020 года **№ 298-пп**

Иркутск

О внесении изменения в подпункт 3 пункта 1 приложения к Положению о государственном регулировании тарифов на перевозки пассажиров воздушным транспортом на местных авиалиниях на территории Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 18 февраля 2020 года № 21-ФЗ «О внесении изменений в Воздушный кодекс Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений статьи 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности», руководствуясь частью 4 статьи 66, статьей 67 Устава Иркутской области, Правительство Иркутской области

П О С Т А Н О В Л Я Е Т:

1. Внести в подпункт 3 пункта 1 приложения к Положению о государственном регулировании тарифов на перевозки пассажиров воздушным транспортом на местных авиалиниях на территории Иркутской области, утвержденному постановлением Правительства Иркутской области от 28 декабря 2016 года № 839-пп, изменение, изложив его в следующей редакции:

«3) документ, подтверждающий соответствие перевозчика требованиям федеральных авиационных правил (сертификат (свидетельство) эксплуатанта);».

2. Настоящее постановление подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

Первый заместитель Губернатора Иркутской области –
Председатель Правительства Иркутской области К.Б. Зайцев

СООБЩЕНИЕ О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ТОРГИ

АО «Российский аукционный дом» (ОГРН 1097847233351, ИНН 7838430413, 190000, Санкт-Петербург, пер. Гривцова, д. 5, лит.В, (812)334-26-04, 8(800) 777-57-57, ungur@auction-house.ru), действующее на основании договора поручения с Государственной корпорацией «Агентство по страхованию вкладов» (109240, г. Москва, ул. Высоцкого, д. 4), являющейся на основании решения Арбитражного суда Иркутской области от 27 мая 2019 г. по делу №А19-27176/2018 конкурсным управляющим (ликвидатором) Акционерным обществом «Восточно-Сибирский транспортный коммерческий банк» (АО «ВостСибтранскомбанк»), (ОГРН 1023800000047, ИНН 3808000590, адрес регистрации: 664025, г. Иркутск, ул. Бурлова, д. 2) (далее – финансовая организация), сообщает о приостановке с 18 мая 2020 г. электронных торгов в форме аукциона открытых по составу участников с открытой формой представления предложений о цене, имуществом финансовой организации (сообщение №02030020072 в газете «Коммерсантъ» от 04.04.2020 №61(6782)) по лотам №№1-22, 24-48 на срок по 01.07.2020 г. включительно по причине исполнения определения АС Иркутской области по делу №А19-27176/2018 от 15.05.2020 г.

Общественно-политическая газета «Областная» зарегистрирована управлением федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций по Иркутской области. Регистрационное свидетельство ПИ № ТУ 38-00167 от 17 сентября 2009 г.

Рукописи, рисунки и фотографии не рецензируются и не возвращаются. Мнение авторов может не совпадать с мнением редакции. Материалы на таком фоне в разделе «Официальная информация» и в рубрике «Корпоративное управление» публикуются на платной основе. Перепечатка и любое использование материалов возможны только с письменного разрешения редакции.

Редакция и издатель: ОГАУ «Редакция газеты «Областная»

Юридический и фактический адрес: 664025 г. Иркутск, ул. Российская, 12

Почтовый адрес: 664011 г. Иркутск, а/я 177

Телефон для справок: ОГАУ «Редакция газеты «Областная» (3952)-200-628, 200-638, факс 200-674
e-mail: og@ogirk.ru, reklama@ogirk.ru

Подписные индексы: П7531 – пн, ср, пт
П7537 – ср
Распространяется бесплатно и по подписке

Учредители: Правительство Иркутской области
Законодательное Собрание Иркутской области

Главный редактор Люстрицкий Д.Г.

Редакторская группа: Хлебникова О.А., Кулыгина Ю.О.

Издательская группа: Полякова О.А., Ткачук Е.В.

Газета подписана в печать: 21.05.2020 г. в 21.00

Отпечатано в Отделе по оказанию полиграфических услуг ОГАУ «Редакция газеты «Областная», 669001 п. Усть-Ордынский, ул. Буденного, д. 5.

Тираж 1250 экз.

Заказ

Следующий номер газеты выйдет 27.05.2020 г.

ogirk.ru

12+