

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Реконструкция ЛЭП – 110 кВ г. Сызрани»

Студент(ка)

О.Н. Павлова

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Научный
руководитель
Консультанты

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

_____ (И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

_____ (И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Содержание

Введение	4
1 Общие сведения	8
1.1 Характеристика действующего узла энергосистемы.....	8
1.2 Электропотребление, электрические нагрузки и баланс мощности ...	11
1.2.1 Электропотребление и электрические нагрузки энергосистемы Самарской области на период до 2020 г.	11
1.2.2 Электропотребление и электрические нагрузки Сызранского энергетического узла на период до 2020 г.....	12
1.2.3 Электрические нагрузки и баланс мощности на шинах Сызранской ТЭЦ на перспективу до 2020 г.....	15
2 Выбор схемы выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ.....	17
2.1 Существующая схема выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ	17
2.2 Анализ возможности дополнительной выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ.....	18
2.3 Расчет режимов работы электрических сетей района расположения Сызранской ТЭЦ.....	24
2.4 Расчет токов короткого замыкания района расположения Сызранской ТЭЦ.....	29
3 Реализация схемы выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ.....	32
3.1 Климатические условия района проведения реконструкции.....	33
3.2 Общие данные об объемах реконструкции.....	34
3.3 Участок реконструкции № 1	35
3.4 Участок реконструкции № 2.....	39
3.5 Участок реконструкции № 3.....	43
3.6 Участок реконструкции № 4.....	48
3.7 Участок реконструкции № 5.....	57
3.8 Участок реконструкции № 6.....	62
3.9 Участок реконструкции № 7.....	67

3.10 Участок реконструкции № 8.....	71
3.11 Характеристики организуемых воздушных линий 110 кВ	76
4 Технико-экономический расчет	80
Заключение	89
Список использованных источников.....	Ошибка! Закладка не определена.

Введение

Российская энергетика – одна из крупнейших в мире, ей принадлежит четвертое место после США, Китая и Японии, по данным Международного энергетического агентства. Россия обеспечивает 5,8 % мировой суммарной установленной электрической мощности. Кроме того Россия обеспечивает 4,9 % мирового экспорта электричества, занимая по этому показателю 6 место в мире после Франции, Германии, Парагвая, Канады и Швейцарии [28].

Потенциал российской электроэнергетики полностью обеспечивает потребности российских товаропроизводителей и населения в электрической энергии и выполнение договорных обязательств по экспортным поставкам электрической энергии. Современный электроэнергетический комплекс России включает почти 600 электростанций единичной мощностью свыше 5 МВт. Общая установленная мощность электростанций России составляет 220 ГВт. Установленная мощность парка действующих электростанций по типам генерации имеет следующую структуру: 21% – это объекты гидроэнергетики, 11% – атомные электростанции и 68% – тепловые электростанции. Протяженность линий электропередачи всех классов напряжений составляет 2,67 млн. км, в том числе свыше 150,69 тыс. км основных системообразующих ЛЭП напряжением свыше 220 кВ.

Тем не менее, в энергетике России существует ряд крупных проблем, требующих принятия кардинальных мер для их скорейшего решения. В отрасли увеличивается количество оборудования, сроки эксплуатации которого превышают проектные [29].

К 2012 г. на электростанциях России выработают свой ресурс 90 млн кВт, в том числе, 76 млн кВт на ТЭС, а это более половины современной мощности тепловых электростанций. Даже при существующих технологиях продления паркового ресурса ситуация сводится к его реальному истощению.

Проблема физического износа генерирующих мощностей усугубляется высоким уровнем их морального износа. Генерирующие мощности в России в

основном представляют собой электростанции с паросиловым циклом, КПД которых на 40-45% ниже парогазовых или газотурбинных электростанций, используемых в большинстве развитых стран.

Однако в настоящее время Министерство энергетики России для удовлетворения растущего спроса на электроэнергию и обновления парка генерирующего оборудования планирует к 2030 г. ввести 173 ГВт новых генерирующих мощностей (в базовом варианте). В том числе 43,4 ГВт на АЭС; 11,8 ГВт на ГЭС; 112,1 ГВт на ТЭС; 6,1 ГВт с использованием возобновляемых источников энергии. Ранее к 2020 г. планировался ввод 186,1 ГВт генерирующих мощностей, в скорректированной Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики к 2020 г. планируется к вводу 78 ГВт.

Указанный объем вводов генерирующих мощностей позволит также реализовать задачу модернизации электроэнергетической отрасли, основная идея которой состоит в выводе из эксплуатации устаревшего генерирующего оборудования с заменой его на новые современные образцы.

В рамках реализации Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики Российской Федерации предусматривается и проведение реконструкции Сызранской ТЭЦ. Проектом реконструкции принята установка энергоблока ПГУ-ТЭЦ-200 МВт, что приведет к увеличению мощности ТЭЦ на 130,2 МВт до 385,2 МВт. Предварительный анализ существующей схемы выдачи мощности показывает, что пропускная способность системных воздушных линий электропередачи (ВЛ) 110 кВ, отходящих от шин Сызранской ТЭЦ, недостаточна, и не позволяет организовать выдачу дополнительно вводимых объемов мощности.

Таким образом, целью диссертации является реконструкция ЛЭП – 110 кВ, прилегающих к Сызранской ТЭЦ, для обеспечения выдачи дополнительно вводимой мощности.

В ходе проведения реконструкции ЛЭП – 110 кВ, прилегающих к Сызранской ТЭЦ, необходимо решение ряда задач. Прежде всего, следует учитывать требования обеспечения максимально возможной надежности

передачи электроэнергии в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах, при отключении части элементов схемы.

Схема выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ так же должна обладать достаточной степенью функциональной гибкости и быть удобной в эксплуатации. Должна быть обеспечена возможность безболезненного вывода из работы части элементов схемы для осуществления их технического обслуживания и ремонта или по требованиям ведения режима сети.

Кроме того, следует стремиться к минимизации капитальных вложений при строительстве ЛЭП, а также к достижению минимума эксплуатационных затрат издержек при их техническом обслуживании и ремонте. Целесообразно максимально возможное использование существующей инфраструктуры сети.

Проведение реконструкции ЛЭП следует осуществлять с применением последних разработок в сфере строительства ВЛ, учитывая накопленный передовой отечественный и мировой опыт.

Принятые к реализации технические решения должны удовлетворять требованиям нормативно технической документации и нормам проектирования электроустановок.

Таким образом, целью исследования является обеспечение выдачи дополнительно вводимой мощности Сызранской ТЭЦ через прилегающие к ней ЛЭП – 110 кВ.

В соответствии с указанной целью поставлены следующие задачи исследования:

1) выполнение требований обеспечения максимально возможной надежности передачи электроэнергии в нормальном, ремонтных и послеаварийных режимах, при отключении части элементов схемы;

2) обеспечение достаточной функциональной гибкости и удобства в эксплуатации. Должна быть обеспечена возможность безболезненного вывода из работы части элементов схемы для осуществления их технического обслуживания и ремонта или по требованиям ведения режима сети;

3) минимизация капитальных вложений при строительстве ЛЭП, а также достижение минимума эксплуатационных издержек при техническом обслуживании и ремонте ВЛ. Целесообразно максимально возможное использование существующей инфраструктуры сети;

4) применение последних разработок в сфере строительства ВЛ, учитывая накопленный передовой отечественный и мировой опыт;

5) выполнение требований нормативно технической документации и норм проектирования электроустановок.

1 Общие сведения

1.1 Характеристика действующего узла энергосистемы

Сызранская ТЭЦ (СТЭЦ) расположена в г. Сызрань Самарской области, и является частью Сызранского энергетического узла энергосистемы Самарской области. В свою очередь энергосистема Самарской области входит в состав Объединенной Энергетической Системы (ОЭС) Средней Волги, консолидирующей девять субъектов Российской Федерации: четыре республики – Татарстан, Мордовия, Марий Эл, Чувашская и пять областей – Саратовская, Нижегородская, Самарская, Пензенская и Ульяновская. По данным 2008 г. электропотребление ОЭС Средней Волги составило 108,03 млрд. кВтч [30]. Совмещенный максимум нагрузки ОЭС Средней Волги в 2008 г. составил 17 557 МВт, собственный же максимум потребления ОЭС Средней Волги отмечен в 17 часов 11 января и составил 17 636 МВт [30].

Сызранский энергетический узел является дефицитным по мощности и электроэнергии. Связь Сызранского энергетического узла с источниками мощности энергосистемы Самарской области и ОЭС Средней Волги осуществляется по ВЛ – 220 - 110 кВ через ПС 220 кВ Сызрань и Кубра, расположенные на севере-востоке и западе г. Сызрани. На ПС 220 кВ Сызрань установлены два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью по 250 МВА, на ПС 220 кВ Кубра установлены два АТ 220/110 кВ мощностью по 200 МВА. ПС 220 кВ Сызрань и Кубра, от которых осуществляется покрытие дефицита мощности энергоузла, присоединяется к энергосистеме двумя ВЛ – 220 кВ Жигулевская ГЭС - Сызрань (78,4 км) и одной ВЛ – 220 кВ Саратовская ГЭС - Кубра (148,8 км).

ПС Сызрань и Кубра соединены между собой ВЛ – 220 кВ протяженностью 15,55 км для взаимного резервирования. Распределение электроэнергии от ПС – 220 кВ Сызрань и Кубра до центров питания промышленных и городских потребителей осуществляется через подстанции 110 кВ.

По ВЛ – 220 кВ Сызрань - Кременки, ВЛ – 110 кВ Сызрань - Барыш, ВЛ – 110 кВ Сызрань - Ключики осуществляется передача мощности в смежные районы дефицитной энергосистемы Ульяновской области.

Электроснабжение г. Сызрань осуществляется от Сызранской ТЭЦ и энергосистемы. Основными потребителями электрической энергии и тепла Сызранской ТЭЦ являются нефтеперерабатывающий завод, завод «Пластик», железная дорога и коммунально-бытовой сектор.

Сызранская ТЭЦ была пущена в эксплуатацию в 1951 г. В настоящее время большая часть оборудования ТЭЦ выработала нормативный ресурс. Характеристика оборудования Сызранской ТЭЦ приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Характеристика оборудования Сызранской ТЭЦ

Ст. №	Тип	Год ввода	Срок службы, лет		Год достижения ресурса
			норматив	Факт на 01.01.09г.	
№ 2	П-17-29/15М	1951	30	57	1981
№ 3	Р-16-90-18	1959	30	49	1989
№ 4,5	ПР-25-90/10/0,9	1965, 1966	30	43, 42	1995, 1996
№ 6	Р-12-90/31	1970	30	38	2000
№ 7Р	Р-50-130/18	1986	30	22	2016
№ 8Т	Т-110-130	1991	30	17	2021

Установленная мощность Сызранской ТЭЦ на 01.01.2010 г. составляла 255 МВт. Выдача мощности с СТЭЦ осуществляется на напряжении 6, 10, 35 и 110 кВ. На напряжении 35 кВ мощность выдается на ПС 35 кВ Больничная, Новая Рачейка, Заборовка, Город-2, Балашейка, Сердовино. На напряжении 110 кВ мощность станции выдается по тупиковой ВЛ – 110 кВ на ПС 110 кВ Пластик, по двум ВЛ – 110 кВ на ПС 220/110 кВ Кубра (Кубра - 1, 2) и двум ВЛ – 110 кВ на ПС 220/110 кВ Сызрань (Сызрань-3, 5). Схема электрической сети представлена на рисунке 1.

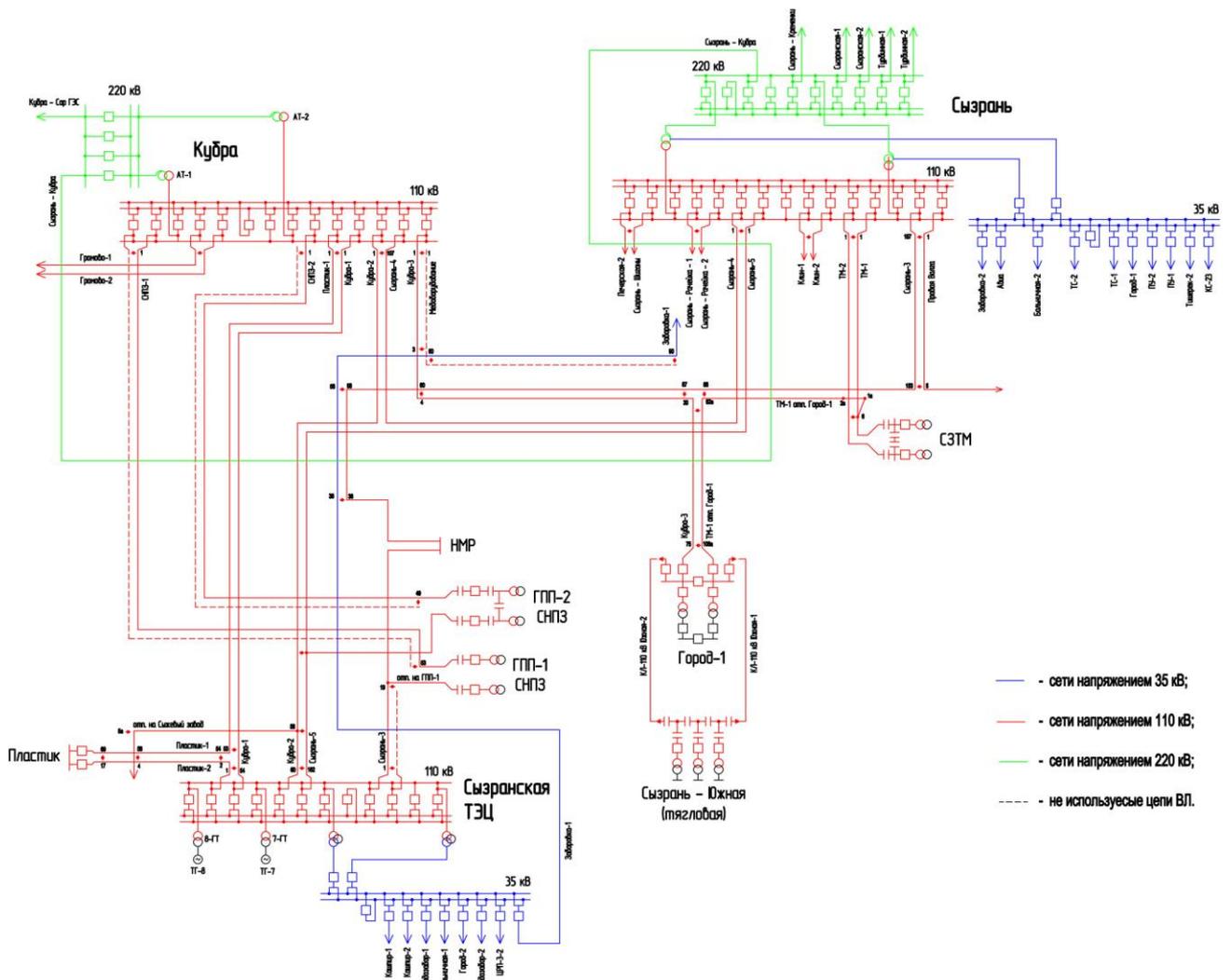


Рисунок 1 – Схема Сызранского энергетического узла

Анализ потокораспределения мощности в дни контрольных замеров зимой и летом 2009 г. показал, что нагрузка ВЛ 110 кВ находится в пределах нормируемых значений во все периоды года. Выдача мощности Сызранской ТЭЦ осуществлялась в пределах рабочей и составляла: летом 60 МВт в максимум нагрузок и 54 МВт в минимум нагрузок (23,5 % и 21,2 % соответственно от установленной мощности); зимой рабочая мощность в максимум нагрузок составляла 98 МВт и 75 МВт в минимум нагрузок (38,4 % и 29,4 % соответственно от установленной мощности). Анализ возможности выдачи всей установленной мощности Сызранской ТЭЦ до ввода нового блока, за вычетом нагрузки собственных нужд и потребителей на шинах 6, 10, 35, 110 кВ показал, что нагрузка существующих ВЛ 110 кВ в 2,2 раза превышает

нормируемые значения и находится в пределах длительно допустимой по нагреву проводов при отключении одной из четырех ВЛ 110 кВ. Существующая схема выдачи СТЭЦ с установленной мощностью 255 МВт является достаточной для нормальных и послеаварийных режимов.

1.2 Электропотребление, электрические нагрузки и баланс мощности

1.2.1 Электропотребление и электрические нагрузки энергосистемы Самарской области на период до 2020 г.

Электрические нагрузки энергосистемы Самарской области определены исходя из фактически достигнутого уровня, заявок потребителей на технологическое присоединение и уровней, принятых в «Сценарных условиях развития электроэнергетики в период до 2030 г.» [9], с учетом современных условий развития народного хозяйства в условиях спада производства и выхода из экономического кризиса.

Электропотребление и максимум нагрузки энергосистемы Самарской области приведены в таблице 2 и на рисунке 2.

Таблица 2 - Электропотребление и максимум нагрузки энергосистемы Самарской области

Наименование	2008г. (отчет)	2010г.	2011г.	2015г.	2020г.
Электропотребление, млн. кВт*час	24499	22940	23714	26536	30817
Годовой темп прироста, %		-7,5	3,4	2,6	2,3
Максимум нагрузки совмещенный с ОЭС, МВт	3844	3498	3641	4179	4742
Годовой темп прироста. %		-3,8	1,04	3,5	2,5

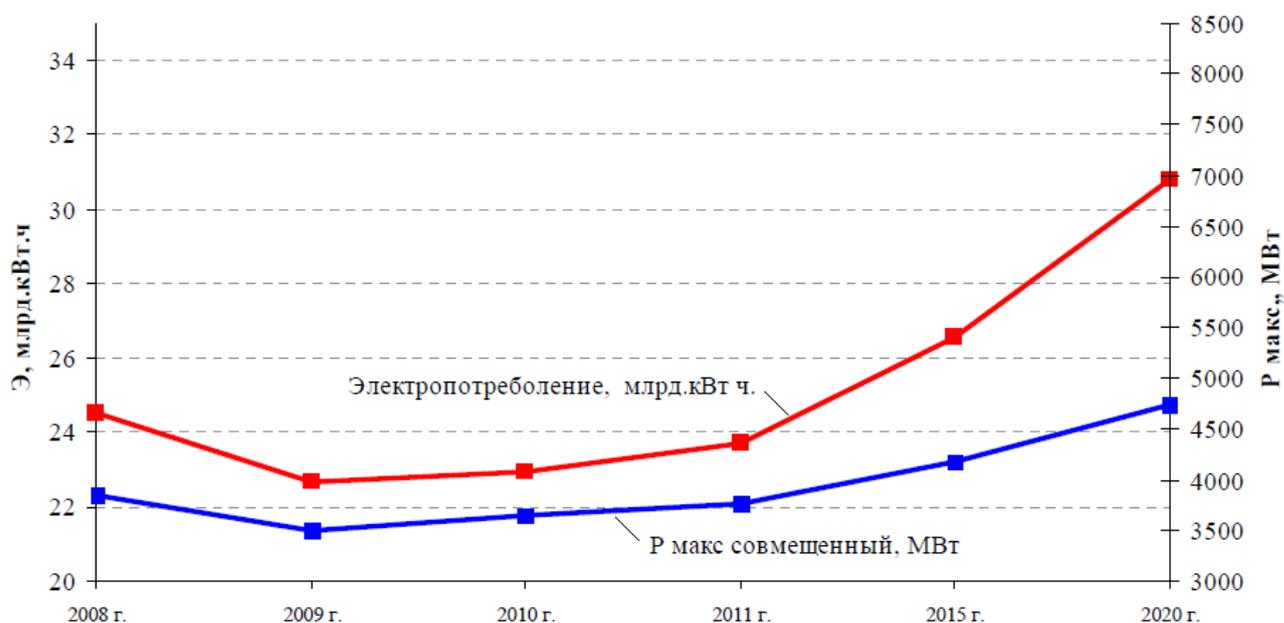


Рисунок 2 – Динамика изменения электропотребления и максимума нагрузки Самарской области на 2008 – 2020 г.г.

1.2.2 Электропотребление и электрические нагрузки Сызранского энергетического узла на период до 2020 г.

Определение энергопотребления и электрических нагрузок Сызранского энергетического узла так же осуществлено исходя из фактически достигнутого уровня, заявок потребителей на технологическое присоединение и уровней, принятых в «Сценарных условиях развития электроэнергетики в период до 2030 г.» [9], с учетом современных условий развития народного хозяйства в условиях спада производства и выхода из экономического кризиса.

Электропотребление и максимум нагрузки Сызранского энергетического узла приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Электропотребление и максимум нагрузки Сызранского энергетического узла

Наименование	2008г. (отчет)	2010г.	2011г.	2015г.	2020г.
Электропотребление, млн. кВт*час	1766,2	1650,6	1710,0	1911,4	2188,8
Годовой темп прироста, %		-3,5	3,6	2,8	2,75
Максимум нагрузки, МВт	280,0	262,0	271,0	301,0	342,0
Годовой темп прироста. %		-3,35	3,4	3,55	2,6

Кроме того, руководствуясь так же отчетными данными филиала ОАО «СО ЕЭС» Самарское РДУ, произведен расчет мощности Сызранского энергетического района, представленный в таблице 4.

Таблица 4 – Баланс активной мощности Сызранского энергетического района

Наименование	2008 г. (отчет)				2010 г.				2015 г.				2020 г.			
	Лето		Зима		Лето		Зима		Лето		Зима		Лето		Зима	
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
1. Потребность																
1.1. Нагрузка района, МВт	194	152	280	202	183	145	262	220	210	166	301	252	238	189	342	286
1.2. Передача в другие области, МВт	5	5	63	8												
Итого	199	157	343	210	183	145	262	220	210	166	301	252	238	189	342	286
2. Покрытие																
Установленная мощность СТЭЦ	255				385,2				385,2				385,2			
Располагаемая мощность СТЭЦ	128	128	217	217	385,2				385,2				385,2			
Рабочая мощность СТЭЦ	90	72	125	124												
Итого с учетом рабочей мощности СТЭЦ, дефицит (-), избыток (+)	-109	-85	-218	-86												
Итого с учетом располагаемой мощности СТЭЦ, дефицит (-), избыток (+)	-71,0	-29,0	-126,0	7,0	202,2	240,2	123,2	165,2	175,2	219,2	84,2	133,2	147,2	196,2	43,2	99,2

Как видно из таблицы, баланс мощности Сызранского энергетического узла в отчетном 2008 г. складывается с дефицитом при фактическом участии Сызранской ТЭЦ в размере 72-90 МВт (56-70 %) летом и 125 МВт (57,6 %) зимой. С учетом ввода мощности на Сызранской ТЭЦ (225 МВт) в период 2010-2020 г. г. баланс мощности характеризуется как избыточный на весь

рассматриваемый период, величина которого имеет наибольшие значения в летний период минимальных нагрузок.

Далее представлен баланс реактивной мощности Сызранского энергетического узла на год ввода энергоблока, в виде таблицы 5.

Таблица 5 – Баланс реактивной мощности Сызранского энергетического узла

Статья баланса	2010 г.	2015 г.	2020 г.
1. Потребность, МВАр			
1.1. Нагрузка потребителей с учетом собственных нужд электростанций	111,9	122,5	127,8
1.2. Потери в сети 110 кВ	41	30,5	34,9
1.3. Выдача в другие энергетические районы	10,1	9,9	5
Итого потребность (необходимая располагаемая мощность источников реактивной мощности)	163	162,9	167,7
2. Покрытие, МВАр			
2.1. Электростанции			
Генераторы СТЭЦ с $\cos F_{\text{ном}}$	252	252	252
Участие генераторов	96,6	96,6	87,5
2.2. Зарядная мощность ВЛ 110 кВ	6	13,9	15,4
Итого собственное покрытие	102,6	110,5	102,9
3. Прием из других энергетических районов	62,9	53,3	66,4
Итого покрытие	168,5	163,8	169,3
Избыток (+), дефицит (-)	5,5	0,9	1,6

Из таблицы 5 следует, что установка дополнительных источников мощности в Сызранском узле в период до 2020 г. не требуется.

1.2.3 Электрические нагрузки и баланс мощности на шинах Сызранской ТЭЦ на перспективу до 2020 г.

В рамках проведения реконструкции Сызранской ТЭЦ предусмотрена установка энергоблока ПГУ-ТЭЦ-200 МВт, в состав которого входят две газовые турбины единичной мощностью 75,4 МВт и одна паровая турбина мощностью 74,4 МВт. Суммарная мощность агрегатов энергетического блока ПГУ-200 МВт составляет 225,2 МВт. Срок ввода энергоблока ПГУ-ТЭЦ-200 и выхода на проектную мощность – конец 2010 г. Динамика изменения установленной мощности Сызранской ТЭЦ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Динамика изменения установленной мощности Сызранской ТЭЦ

Наименование	Установленная мощность, МВт		Примечание
	2009 г.	2010 г.	
Вывод мощности существующих энергоблоков	0	95,0	Суммарная мощность энергоблоков (№№ 2, 3, 4, 5, 6), выводимых из эксплуатации
Ввод мощности нового энергоблока	0	225,2	Суммарная мощность энергоагрегатов, входящих в состав энергоблока ПГУ-ТЭЦ-200
Установленная мощность на конец года	255,0	385,2	

Основываясь на данных ОАО «МРСК Волги» и ОАО «ВоТГК», используя «Сценарные условия развития электроэнергетики в период до 2030 г.» [9], произведен расчет баланса мощности Сызранской ТЭЦ, который представлен в виде таблицы 7.

Анализируя приведенный в таблице 7 баланс мощности Сызранской ТЭЦ, можно прийти к выводу, что шины 110 кВ ТЭЦ являются избыточными в отчетном году как по рабочей мощности, так, естественно, и по располагаемой. На перспективу до 2020 г. шины 110 кВ Сызранской ТЭЦ так же останутся избыточными. Величина избытка мощности, в зависимости от времени года, в период 2011 – 2020 г.г. составит 290 - 330 МВт.

Таблица 7 – Баланс мощности Сызранской ТЭЦ

Название	2008 г. (отчет)				2009 г. (отчет)				2010 г.		2011 г.		2015 г.				2020 г.			
	Зима		лето		зима		лето		зима		Лето		зима		лето		зима		Лето	
	max	Min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	Max	Min
<i>Потребность, МВт</i>	44,0	40,0	33,0	28,0	61,2	48,7	20,3	15,5	85,5	69,3	69,4	58,4	89,1	72,0	75,5	62,9	92,2	74,4	81,0	66,6
1. Шины 6-10 кВ, в т.ч.:	16,3	16,0	9,9	8,3	28,3	26,6	12,7	9,1	30,1	26,1	21,8	18,8	30,1	26,1	25,0	20,7	30,1	26,1	28,5	22,5
1.1. с.н. ПГУ	-	-	-	-	-	-	-	-	14,3	11,9	12,0	11,3	14,3	11,9	13,7	11,3	14,3	11,9	15,7	12,5
2. Шины 35 кВ	19,8	16,4	15,9	14,1	22,6	14,1	0,9	0,3	44,4	34,2	40,1	32,6	46,0	35,4	41,5	33,7	47,1	36,3	42,5	34,6
3. Шины 110 кВ	8,0	7,6	7,3	5,6	10,3	8,0	6,7	6,1	11,0	9,0	7,5	7,0	13,0	10,5	9,0	8,5	15,0	12,0	10,0	9,5
<i>Покрытие, МВт</i>																				
Установленная мощность, $P_{уст}$	255,0				255,0				385,2				385,2				385,2			
Располагаемая мощность, $P_{расп}$	217	217	128,0	128,0	н.д.				385,2				385,2				385,2			
Рабочая мощность, $P_{раб}$	125	124	90,0	72,0	159,1	123,4	80,7	69,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Итого, с учетом $P_{раб}$, дефицит (-), избыток (+)</i>	117	116	82,7	66,4	97,9	74,7	60,4	53,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Итого, с учетом $P_{расп}$, дефицит (-), избыток (+)</i>	173	177	95,0	100,0	-	-	-	-	299,7	315,9	315,8	326,8	296,1	313,3	309,7	322,3	293	310,8	304,2	318,6

2 Выбор схемы выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ

2.1 Существующая схема выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ

В настоящее время выдача мощности с шин Сызранской ТЭЦ осуществляется на напряжении 6, 10, 35 и 110 кВ.

Открытое распределительное устройство 35 кВ реализовано по схеме 2 рабочие системы шин [24]. К системам шин 35 кВ подключены воздушные линии 35 кВ:

- Кашпир-1, Кашпир-2 – до ПС «Новокашпировская», принадлежащей ОАО «Сызранская горэлектросеть»;
- Заборовка-1 – до ПС «Заборовка», через проходную ПС «Сердовино» с отпайкой на ПС «Новая Рачейка»;
- Больничная-1 – до ПС «Больничная» с отпайкой на ПС «Новая Рачейка»;
- Город-2 – до ПС «Город 2»;
- Водозабор-1 – до ПС «Водозабор 1»;
- Водозабор-2 – до ПС «Водозабор 2»;
- ЦРП-3-2 – до ПС ЦРП СНПЗ.

Открытое распределительное устройство 110 кВ реализовано по схеме 2 рабочие системы шин с обходной [24]. К системам шин 110 кВ подключены воздушные линии 110 кВ:

- Кубра-1, Кубра-2 – до ПС «Кубра»;
- Сызрань-3 – до ПС «Сызрань» через проходную ПС «НМР» с отпайкой на ПС «ГПП-1 СНПЗ»;
- Сызрань-5 – до ПС «Сызрань» с отпайкой на ПС «ГПП-2 СНПЗ»;
- Пластик-2 – до ПС «Пластик».

2.2 Анализ возможности дополнительной выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ

Выдачу дополнительной электрической мощности, полученной в ходе реализации проекта по вводу энергоблока ПГУ-ТЭЦ-200 МВт, с шин Сызранской ТЭЦ целесообразно осуществить на напряжении 110 кВ. Это обусловлено потребностью наиболее рационального использования существующей сети 35-110 кВ и необходимостью минимизации затрат.

Питание нагрузок подстанций 35 кВ Сызранского энергетического узла осуществляется по схемам летнего и зимнего режимов, с шин Сызранской ТЭЦ и ПС «Сызрань». Полученные по результатам замерных дней данные по загрузке основных ВЛ – 35 кВ, отходящих с шин Сызранской ТЭЦ, приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Загрузка основных ВЛ – 35 кВ Сызранской ТЭЦ

Наименование ВЛ – 35 кВ	Летний максимум		Зимний максимум	
	МВт	МВар	МВт	МВар
Больничная-1 (+ Больничная-2)	7,0	0,0	8,1	3,8
Заборовка-1 (+ Заборовка-2, Тишерек-2)	8,0	0,0	12,7	1,0
Город-2 (+ Город-1)	6,0	0,0	10,3	4,4
Кашпир-1	0,5	0,6	0,9	0,7
Кашпир-2	0,4	0,3	1,0	0,6
ИТОГО	29,1	1,0	33,1	10,5

Для реализации дополнительной выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ рационально осуществление перевода питания ряда потребителей с шин 35 кВ ПС «Сызрань», а так же ПС 110 кВ «ГПП-1 СНПЗ», «ГПП-2 СНПЗ», «НМР» на шины Сызранской ТЭЦ. Перевод питания потребителей 35 кВ с ПС «Сызрань» на Сызранскую ТЭЦ не предполагает внесения изменений в схему

сети, и в случае необходимости, осуществляется путем производства операций с коммутационными аппаратами.

Для обоснования возможности выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ на напряжении 110 кВ по существующим воздушным линиям при ее увеличении на 130,2 МВт произведем анализ пропускной способности ВЛ – 110 кВ, отходящих от ЗРУ-110 кВ Сызранской ТЭЦ.

Характеристика существующих ВЛ 110 кВ, отходящих от Сызранской ТЭЦ приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика существующих ВЛ – 110 кВ, отходящих от Сызранской ТЭЦ

№ п/п	Наименование ВЛ – 110 кВ (конечная ПС)	Марка, сечение провода, длина, км	Пропускная способность, МВт/А		Год ввода в экспл.	Приме- чание	
			Нормир. (эконом.)	Длительно допустимая			
				+ 25 °С			- 5 °С
1	Кубра-1 (Кубра)	АС-150/ 8,6	23,8	80,9/450	104,4/580,5	1990	системная
2	Кубра-2 (Кубра)	АС-150/ 8,1	23,8	80,9/450	104,4/580,5	1969	системная
3	Сызрань-3 (Сызрань)	АС-150/ 20,2	23,8	80,9/450	104,4/580,5	1951	системная
4	Сызрань-5 (Сызрань)	АС-150/ 22	23,8	80,9/450	104,4/580,5	1969	системная
5	Пластик-2 (Пластик)	АС-150/ 2,7	23,8	80,9/450	104,4/580,5	1990	тупиковая
	Итого всех ВЛ- 110 кВ, в т.ч.:		119	404,5	522,0		
	системных ВЛ- 110 кВ		92,2	323,6	417,6		

Как видно из таблицы 9, суммарная пропускная способность системных ВЛ-110 кВ, отходящих с шин Сызранской ТЭЦ, без учета нагрузок

собственных нужд Сызранской ТЭЦ и нагрузок на шинах 6, 10, 35, 110 кВ, достаточна для передачи вводимых 385,2 МВт мощности в летний период времени (323,6 МВт), но недостаточна в зимний период (417,6 МВт).

Организация дополнительной выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ возможна с использованием ряда вариантов реконструкции существующей сети 110 кВ. Рассмотрим наиболее подходящие.

а) Строительство новой двухцепной ВЛ – 110 кВ от Сызранской ТЭЦ до ПС «Сызрань». Т.к. существующие коридоры прохождения трасс ВЛ – 110 и 220 кВ максимально загружены, то строительство новой ВЛ – 110 кВ возможно лишь в новом коридоре, в обход застройки г. Сызрань. Длина новой ВЛ – 110 кВ будет составлять около 40 км. Используемый провод – АС-240. Данный вариант предполагает существенные материальные вложения и необходимость получения ряда согласований и разрешений в части землеустроительного вопроса.

б) Реконструкция существующих системных ВЛ – 110 кВ с заменой сталеалюминиевого провода на композитный неизолированный типа ЗМ АССР. Реализация данного варианта предполагает замену провода системных ВЛ 110 кВ (Кубра-1, Кубра-2, Сызрань-3, Сызрань-5) на провод типа Hawk ЗМ АССР 477-T16. Указанный провод обладает повышенной прочностью по сравнению со сталеалюминиевыми проводами и выдерживает токовую нагрузку в 1187 А при температуре $t=25^{\circ}\text{C}$.

Провод ЗМ™ АССР является неизолированным проводом, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил. Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой чистоты, в который внедрены более 25 000 микрометровых непрерывных продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность. Провод представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Структура неизолированного композитного провода 3M ACCR

Внешне композитный сердечник выглядит также, как обыкновенный стальной, но его механические и физические свойства значительно превосходят стальные и алюминиевые аналоги:

- прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого;
- масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия;
- электропроводность композитного сердечника в 4 раза выше стального;
- коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального;
- жесткость - в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Внешние токоведущие жилы провода 3M™ ACCR состоят из температуроустойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Сплав Al-Zr имеет прочность аналогичную стандартному алюминию, но его микроструктура сформулирована так, чтобы он сохранял эту прочность при

высоких температурах. Если обычный алюминий при температуре 120-150 °С отжигается и резко теряет прочность, то сплав Al-Zr сохраняет свои свойства до 210 °С, с пиковыми нагрузками до 240 °С. Провод ЗМ™ ACCR производится с сечением от 120 до 1600 мм² и с разным соотношением сечений сердечника к алюминию.

Сравнение провода Hawk ЗМ ACCR 477-T16 со стандартным сталеалюминиевым проводом АС-240/32 представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Сравнение сталалюминиевого и композитного проводов

Тип провода	Диаметр, мм	Прочность, Н	Вес, кг/м	Токовая нагрузка, А	Тип опоры
АС-240/32	21,6	75050	921	610	110 кВ
Hawk ЗМ ACCR 477-T16	21,6	85348	793	1167	110 кВ

Для осуществления данного варианта схемы выдачи мощности требуется замена около 59 км провода, что приведет к значительным капиталовложениям.

в) Организация 4-х новых ВЛ – 110 кВ с максимальным использованием существующих воздушных линий Сызранского энергетического узла:

1. ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Сызрань». Для организации этой линии используются ВЛ – 110 кВ Кубра-1 и Сызрань-4 с отключением их с ОРУ 110 кВ ПС «Кубра».

2. ВЛ – 110 кВ ТМ-1* – от ПС «Кубра» до ПС «Сызрань». Эта ВЛ – 110 кВ образуется за счет ВЛ – 110 кВ ТМ-1, отпайки от ВЛ – 110 кВ ТМ-1 на ПС «Город-1» и использования свободной цепи двухцепной ВЛ – 110 кВ Медоборудование. На ПС «Кубра» присоединение вновь образованной ВЛ осуществляется в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Кубра-3, а ВЛ – 110 кВ Кубра-3, в свою очередь, присоединяется в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Сызрань-4.

3. ВЛ – 110 кВ Кубра-4* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра». Для организации этой линии используются свободные вторые цепи двухцепных ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и СНПЗ.

4. ВЛ – 110 кВ Кубра-1* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра». Эта ВЛ – 110 кВ образуется в результате объединения ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и Пластик-2. При этом питание ПС 110 кВ «Пластик» будет осуществляться ответвлениями от существующей ВЛ – 110 Кубра-2 и образованной ВЛ 110 кВ Кубра-1*.

Таким образом, предложенный вариант предполагает использование только существующих двухцепных опор ВЛ – 110 кВ. Строительство новых опор не требуется, за исключением переходов между ВЛ – 110 кВ, благодаря чему достигается требуемый минимум капиталовложений и исключается урегулирование вопросов с оформлением прав собственности на землю. Следовательно, из представленных предложений наиболее рациональна реализация варианта под пунктом В.

Характеристика вновь образованных и существующих ВЛ – 110 кВ, используемых в рассмотренном варианте схемы выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ, приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика ВЛ – 110 кВ схемы выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ

№ п/п	Наименование ВЛ-110 кВ (начальная - конечная ПС)	Марка, сечение провода, длина, км	Пропускная способность, МВт/А			Примечание
			Нормир. (эконом.)	Длительно допустимая		
				+ 25 °С	- 5 °С	
1	Сызрань-4* (СТЭЦ - Сызрань)	АС-150/22,65	23,8	80,9/450	104,4/580,5	Вновь образ.
2	Кубра-4* (СТЭЦ - Кубра)	АС-150/7,35	23,8	80,9/450	104,4/580,5	Вновь образ.
3	Кубра-1* (СТЭЦ - Кубра)	АС-150/8,6	23,8	80,9/450	104,4/580,5	Вновь образ.
4	Кубра-2 (СТЭЦ - Кубра)	АС-150/8,1	23,8	80,9/450	104,4/580,5	Сущест.
5	Сызрань-5 (СТЭЦ – Сызрань)	АС-150/22	23,8	80,9/450	104,4/580,5	Сущест.
6	Сызрань-3 (СТЭЦ – Сызрань)	АС-150/20,2	23,8	80,9/450	104,4/580,5	Сущест.
	ИТОГО для всех системных ВЛ 110 кВ от СТЭЦ			485,4/	626,4/	
7	ТМ-1* (Кубра – Сызрань)	АС-240/13,16	38,8	109,2/610	140,8/787	Вновь образ.

Таким образом, из таблицы 11 видно, что пропускная способность всех системных ВЛ – 110 кВ рассматриваемого варианта достаточна для выдачи 385,2 МВт вводимой мощности с шин Сызранской ТЭЦ и составляет в летний период времени 485,4 МВт, в зимний период – 624,4 МВт.

Схема выдачи мощности представлена на рисунке 4.

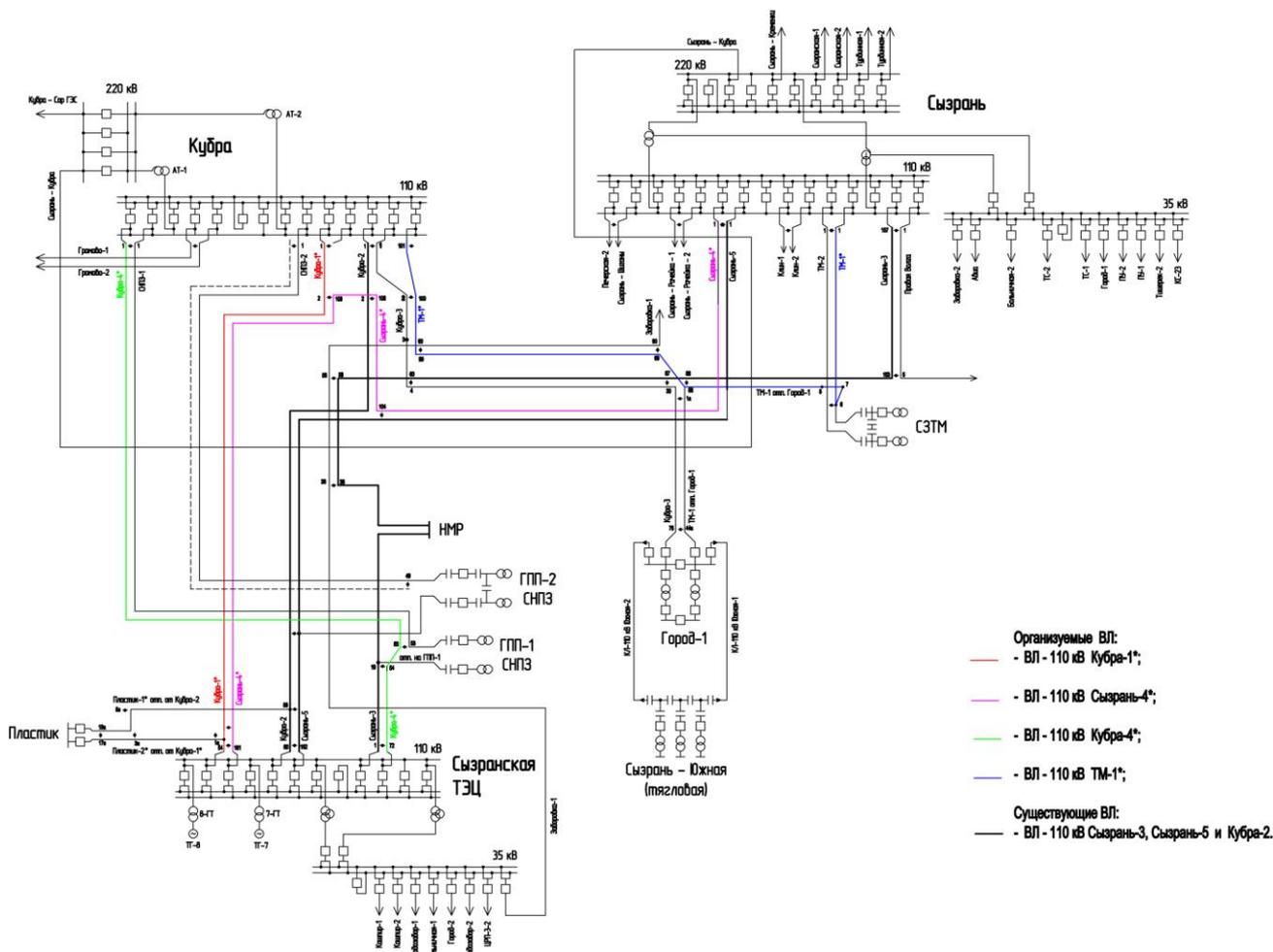


Рисунок 4 – Схема выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ

2.3 Расчет режимов работы электрических сетей района расположения Сызранской ТЭЦ

С целью проверки выбранного варианта схемы выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ по пропускной способности организуемой сети и надежности электроснабжения потребителей Сызранского энергетического района

необходимо проведение расчетов нормальных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов для максимальных и минимальных нагрузок лета 2011 г., максимальных и минимальных прогнозируемых нагрузок зимы и лета 2015, 2020 г.г. [9].

Расчет потокораспределения мощности и уровней напряжения выполнен основываясь на «Сценарных условиях развития электроэнергетики в период до 2030 г.» [9] и данных, предоставленных ОАО «МРСК Волги», ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги и ОАО «ВоТГК». Расчет произведен для нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети.

Анализ проведенных расчетов показывает, что во всех нормальных режимах работы электрической сети загрузка ВЛ – 110 кВ и подстанций, а также уровни напряжений на шинах 110 кВ находятся в пределах нормируемых значений.

Проверка послеаварийных режимов работы электрической сети рассматриваемого района производилась моделированием отключения одного из элементов сети.

Расчеты режимов зимнего максимума и минимума 2011 г. показали, что уровни напряжения на шинах 110 кВ, загрузка ВЛ – 110 кВ и подстанций находится в пределах нормируемых значений. Расчет летнего максимума и минимума 2011 г. приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет режимов работы сети рассматриваемого энергетического узла в летний максимум и минимум 2011 г.

Режим	Наименование воздушной линии 110 кВ						
	Сызрань -4*	ТМ-1*	Кубра-2	Кубра- 1*	Сызрань -5	Кубра- 4*	Сызрань -3
P _{доп} , МВт /I _{доп} , А	80,9/450	109,2/610	80,9/450	80,9/450	80,9/450	80,9/450	80,9/450
Летний максимум (t=+25 ⁰ С)							
Норм. режим	54,4/267	79,4/397	46,1/217	43,8/206	62,4/308	47/242	68,7/339
Отк. С-5	67,4/330	95,3/475	59,1/282	56,1/257	-	61,5/313	78,3/384
Отк. С-4*	-	95,6/476	56,8/270	53,9/255	75,1/370	58,9/300	77,6/380
Отк. Кубра-2	57,2/281	73,6/368	-	62,8/283	65,3/323	65,1/323	71,9/355
Отк. ТМ-1*	69,3/340	-	32,3/155	30,7/147	77,8/383	31,7/173	80,5/395
Отк. ВЛ-220кВ Кубра-Сызрань	74,3/364	130,2/654	25,5/113	24,3/107	<u>82,9/408</u>	24,2/126	<u>91,1/448</u>
Летний минимум (t=+25 ⁰ С)							
Норм. режим	53,3/259	72,4/353	50,6/231	50,8/230	60,4/294	52,3/256	65,4/319
Отк. С-5	65,9/319	88,9/433	61,5/284	61,7/283	-	64,4/315	79,4/385
Отк. С-4*	-	89/433	59,5/274	59,7/273	72,7/352	62,2/304	78,7/382
Отк. Кубра-2	56,5/274	66,3/324	-	71,9/316	63,6/310	71,9/351	68,9/336
Отк. ТМ-1*	67,5/328	-	37,5/162	37,6/165	75/366	37,8/183	77,3/375
Отк. ВЛ-220кВ Кубра-Сызрань	74,8/363	125,8/613	28,9/122	28,9/121	<u>82,6/401</u>	28,2/135	<u>89,4/435</u>
Примечание: - утолщенным шрифтом выделены потоки мощности и токи, превышающие длительно допустимые значения; - подчеркиванием выделены потоки мощности, превышающие длительно допустимые значения.							

Из таблицы 12 видно, что отключение ВЛ – 220 кВ Кубра – Сызрань приводит к увеличению по ВЛ – 110 кВ ТМ-1* потоков мощности и токов выше длительно допустимых значений. Таким образом, при аварийной ситуации требуется разгрузка указанной ВЛ – 110 кВ до нормируемых величин при принятых уровнях нагрузки.

Расчеты режимов зимнего максимума и минимума 2015 г. показали, что уровни напряжения на шинах 110 кВ, загрузка ВЛ – 110 кВ и подстанций находится в пределах нормируемых значений. Расчет летнего максимума и минимума 2015 г. приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Расчет режимов работы сети рассматриваемого энергетического узла в летний максимум и минимум 2015 г.

Режим	Наименование воздушной линии 110 кВ						
	Сызрань -4*	ТМ-1*	Кубра-2	Кубра- 1*	Сызрань -5	Кубра- 4*	Сызрань -3
P _{доп} , МВт /I _{доп} , А	80,9/450	109,2/610	80,9/450	80,9/450	80,9/450	80,9/450	80,9/450
Летний максимум (t=+25 ⁰ С)							
Норм. режим	52,1/257	79,2/397	47/215	44,7/203	60,2/298	47,2/239	66,4/328
Отк. С-5	64,4/317	95,2/475	58,2/270	55,3/256	-	59,7/300	80,1/395
Отк. С-4*	-	95,5/477	55,9/258	53,1/244	72,3/357	57,1/287	79,3/392
Отк. Кубра-2	55/271	73,5/368	-	64,5/280	63,2/312	65,3/329	69,6/344
Отк. ТМ-1*	65,7/324	-	34,9/160	33,3/152	74,3/367	33,8/178	75,7/373
Отк. ВЛ-220кВ Кубра-Сызрань	71,4/351	128,7/646	27,4/115	25,8/109	80,2/395	25,1/128	<u>88/433</u>
Летний минимум (t=+25 ⁰ С)							
Норм. режим	55,5/270	82,5/408	48,3/221	46/209	62,8/306	49/246	68,4/334
Отк. С-5	68,7/334	99/488	61,2/284	58,1/269	-	63,3/316	78,6/383
Отк. С-4*	-	99,1/489	59,2/274	59,7/273	75,8/369	61/304	77,9/379
Отк. Кубра-2	58,5/285	76,6/379	-	56,2/259	65,9/321	67,7/339	71,8/350
Отк. ТМ-1*	70,5/343	-	34,4/158	66,1/288	78,3/381	33,5/176	80,6/392
Отк. ВЛ-220кВ Кубра-Сызрань	75,3/365	133,2/660	27,9/122	32,7/150	<u>83,2/404</u>	26,4/135	<u>90,5/440</u>
Примечание: - утолщенным шрифтом выделены потоки мощности и токи, превышающие длительно допустимые значения; - подчеркиванием выделены потоки мощности, превышающие длительно допустимые значения.							

Из таблицы 13 видно, что отключение ВЛ – 220 кВ Кубра – Сызрань приводит к увеличению по ВЛ – 110 кВ ТМ-1* потоков мощности и токов выше длительно допустимых значений. Таким образом, при аварийной ситуации требуется разгрузка указанной ВЛ – 110 кВ до нормируемых величин при принятых уровнях нагрузки.

Расчеты режимов зимнего максимума и минимума 2020 г. показали, что уровни напряжения на шинах 110 кВ, загрузка ВЛ – 110 кВ и подстанций находится в пределах нормируемых значений. Расчет летнего максимума и минимума 2020 г. приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Расчет режимов работы сети рассматриваемого энергетического узла в летний максимум и минимум 2020 г.

Режим	Наименование воздушной линии 110 кВ						
	Сызрань -4*	ТМ-1*	Кубра-2	Кубра- 1*	Сызрань -5	Кубра- 4*	Сызрань -3
$P_{\text{доп}}$, МВт $I_{\text{доп}}$, А	80,9/450	109,2/610	80,9/450	80,9/450	80,9/450	80,9/450	80,9/450
Летний максимум ($t=+25^{\circ}\text{C}$)							
Норм. режим	50,5/250	76,4/386	47,1/221	44,9/209	58,7/292	46,8/245	65,4/326
Отк. С-5	62,4/308	91,8/462	58,1/274	55,2/260	-	59/305	78,8/391
Отк. С-4*	-	92,1/464	55,7/262	52,9/248	70,4/349	56,3/291	78/387
Отк. Кубра-2	53,3/264	70,7/357	-	65,1/287	61,6/307	64,9/337	68,5/342
Отк. ТМ-1*	63,3/313	-	33,9/160	32,3/152	72/357	32,1/179	79,7/396
Отк. ВЛ-220кВ Кубра-Сызрань	68,4/338	121,5/622	28,7/123	27,4/117	77,2/384	26,3/137	<u>85,4/425</u>
Летний минимум ($t=+25^{\circ}\text{C}$)							
Норм. режим	52,2/256	75,5/376	50,8/232	48,3/219	59,5/292	51,1/258	65,4/321
Отк. С-5	64,5/315	91,5/455	61,7/285	58,6/270	-	63,3/317	79,1/388
Отк. С-4*	-	91,7/456	59,6/275	56,7/260	71,5/350	61/305	78,4/384
Отк. Кубра-2	55,3/271	69,2/345	-	69,7/302	62,7/308	70,7/355	68,9/338
Отк. ТМ-1*	65,4/320	-	37,1/168	35,3/159	73,2/359	36/187	80,2/393
Отк. ВЛ-220кВ Кубра-Сызрань	66,3/324	<u>111,3/558</u>	36,2/157	34,5/149	74,1/363	34,9/175	<u>81,2/398</u>
Примечание: - утолщенным шрифтом выделены потоки мощности и токи, превышающие длительно допустимые значения; - подчеркиванием выделены потоки мощности, превышающие длительно допустимые значения.							

Из таблицы 14 видно, что отключение ВЛ – 220 кВ Кубра – Сызрань приводит к увеличению по ВЛ – 110 кВ ТМ-1* потоков мощности и токов выше длительно допустимых значений. Таким образом, при аварийной ситуации требуется разгрузка указанной ВЛ – 110 кВ до нормируемых величин при принятых уровнях нагрузки.

При рассмотрении режимов работы электрической сети так же были рассмотрены, но не приведены в таблицах 12 – 14, значения потоков мощности и токов для послеаварийных режимов при отключении ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и Кубра-4*, т.к. отключение ВЛ – 110 кВ Кубра-4* аналогично отключению ВЛ 110 кВ Кубра-2, а режим отключения ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 менее тяжел по сравнению с отключением ВЛ – 110 кВ Сызрань-5.

Таким образом, можно сделать вывод, что предлагаемая схема выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ удовлетворяет условиям режимов нормальной и послеаварийной работы рассматриваемого района расположения Сызранской ТЭЦ. Превышение потоков мощности и токов выше допустимых значений наблюдается лишь по ВЛ – 110 кВ ТМ-1* при отключении ВЛ – 220 кВ Сызрань – Кубра. Для обеспечения соблюдения нормируемых условий эксплуатации ВЛ – 110 кВ ТМ-1* при отключении ВЛ – 220 кВ Сызрань – Кубра требуется осуществление мероприятий по разгрузке первой ВЛ.

2.4 Расчет токов короткого замыкания района расположения Сызранской ТЭЦ

С целью проверки на отключающую способность существующих и планируемых к установке коммутационных аппаратов на подстанциях Сызранского энергетического узла необходимо производство расчетов токов короткого замыкания на шинах и каждом из присоединений подстанций.

Расчет выполнен для 2011, 2015 и 2020 г.г., основываясь на «Сценарных условиях развития электроэнергетики в период до 2030 г. [9] и данных, предоставленных ОАО «МРСК Волги», ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги и ОАО «ВоТГК».

При расчете были определены однофазный ($I_{кз}^1$) и трехфазный ($I_{кз}^3$) токи короткого замыканий. Было определено, что значения токов короткого замыкания 2011, 2015 и 2020 г.г. различны лишь на десятки ампер. Данные расчетов представлены в таблице 15. Для удобства, в таблице 15 указаны существующие на данный момент наименования присоединений.

Таблица 15 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Подстанция/ присоединени е	Характеристика установленных выключателей			Токи короткого замыкания			
	Тип	Год ввода	I _{откл} , кА	Существующие		Расчетные	
				I _{кз} ³	I _{кз} ¹	I _{кз} ³	I _{кз} ¹
1. Сызранская ТЭЦ							
Шины 110 кВ				17,8	14,1	23,1	26,1
С-1Г	ММО-110	1986	31,5			22,8	24,7
ОМВ	ММО-110	1984	31,5			23,1	26,1
Сызрань-3	ММО-110	1987	31,5			20,5	25,2
ШСВ	ММО-110	1990	31,5			23,1	26,1
5 ГТ	ММО-110	1986	31,5			22,8	24,7
Сызрань-5	ММО-110	1986	31,5			20,8	25,2
Кубра-2	ММО-110	1986	31,5			23,5	24,3
7 ГТ	ММО-110	1986	31,5			21,6	23,9
Кубра-1	ММО-110	1986	31,5			20,9	25,4
Пластик-1	ММО-110	1988	31,5			20,6	24,4
8 ГТ	ММО-110	1981	31,5			20,8	21,7
10 ГТ	элегазовый	2011	40			21,3	21,7
11 ГТ	элегазовый	2011	40			21,3	21,7
Кубра-4*						20,2	24,1
2. ПС «Сызрань»							
Шины 110 кВ				21,8	23,4	25,5	27,5
АД1Г	ВВБМ-110	1987	31,5			21,1	22,9
АД2Г	ВВБМ-110	1986	31,5			21,1	22,9
ШСВВ	ВВБМ-110	1987	31,5			25,5	27,5
ОВВ-110	ВВБМ-110	1987	31,5			25,5	27,5
Сызрань-3	ВВН-110-6	1971	18,9			23,5	24,3
Сызрань-4	ВВН-110-6	1969	18,9			23,7	26,5
Сызрань-5	ВВН-110	1978	31,5			23,6	26,5
ТМ-1	ВЭБ-110/11	2009	40			22,3	25,7
ТМ-2	ВВН-110-6	1970	18,9			25,5	27,5
Правая Волга	ВВН-110-6	1968	18,9			23,8	26,7
Рачейка-1	ВВН-110-6	1971	18,9			24,4	27,1
Рачейка-2	ВВН-110-6	1971	18,9			24,4	27,1
Шигоны	ВВН-110-6	1968	18,9			25,0	26,9
Клин-1	ВВН-110-6	1964	18,9			24,3	27,0
Клин-1	ВВН-110-6	1964	18,9			24,3	27,0
3. ПС «Кубра»							
Шины 110 кВ				18,2	19,0	22,0	23,4
АТ-1	ВМТ-110/25	1991	25			18,4	20,5
АТ-2	ВМТ-110/25	1991	25			18,4	20,5
ШСВ-110	ВГТ-110	2008	40			22,0	23,4
ОВ-110	ВГТ-110	2008	40			22,0	23,4
Сызрань-4	ВМТ-110/25	1992	25			-	-
Кубра-1	ВМТ-110/25	1992	25			-	-
Кубра-2	ВМТ-110/25	1992	25			18,6	22,1
СНПЗ-1	ВМТ-110/25	1995	25			22,0	23,4
СНПЗ-2	ВМТ-110/25	1995	25			22,0	23,4

Кубра-3	ВЭБ-110/11	2009	40			17,6	21,4
Громово-1	ЛТВ-14501/В	2009	40			22,0	23,4
Громово-2	ЛТВ-14501/В	2009	40			22,0	23,4
4. ПС «Сызрань-Южная» (тягловая)							
1 с.ш. 110 кВ				6,5	4,7	8,1	5,4
2 с.ш. 110 кВ				7,2	5,4	9,7	6,3
Южная-1	ВГТ-110		40			9,7	5,1
Южная-2	ВГТ-110		40			8,1	4,2
5. ПС «Город-1»							
1 с.ш. 110 кВ				7,1	5,1	8,7	5,7
2 с.ш. 110 кВ				7,9	5,9	10,5	6,9
ТМ-1	ВГП-110	2008	20	10,5	6,9	10,5	5,8
Кубра-3	ВГП-110	2008	20	8,7	4,6	8,7	4,6
6. ПС «Пластик»							
1 с.ш. 110 кВ				8,2	6,9	18,9	18,9
2 с.ш. 110 кВ				14,3	10,6	18,9	16,8
Пластик-1	ВМТ-110		40			18,9	16,8
Пластик-2	ВМТ-110		40			18,9	16,8
7. ПС «ГПП-1 СНПЗ»							
1 с.ш. 110 кВ				14,2	11,3	18,6	15,5
2 с.ш. 110 кВ				10,4	8,0	11,6	9,0
СНПЗ-1						11,6	9,0
Сызрань-3						18,6	15,5
8. ПС «ГПП-2 СНПЗ»							
1 с.ш. 110 кВ				12,5	9,9	17,6	13,9
2 с.ш. 110 кВ				10,7	8,4	12,0	9,5
СНПЗ-2	МКП-110М		20			12,0	9,5
Сызрань5	МКП-110М		20			17,6	13,9
9. ПС «НМР»							
Шины 110 кВ				12,5	9,1	16,9	12,7
Сызрань-3	ОД - КЗ						
10. ПС «СЗТМ»							
1 с.ш. 110 кВ				16,5	13,9	18,6	14,4
2 с.ш. 110 кВ				16,5	13,9	17,9	13,5

Анализируя полученные результаты, приходим к выводу, что расчетные токи короткого замыкания на Сызранской ТЭЦ не превышают отключающую способность соответствующих установленных выключателей. По подстанциям Сызранского энергетического узла выявлено не соответствие отключающей способности установленных воздушных выключателей ВВН-110-6 на ПС «Сызрань». Для реализации предложенной схемы выдачи мощности требуется замена указанных выключателей, либо выполнение иных мероприятий, направленных на ограничение токов короткого замыкания до допустимых значений.

3 Реализация схемы выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ

В ходе рассмотрения возможных вариантов схемы выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ был выбран и проверен по режимам работы и токам короткого замыкания вариант под пунктом В, предполагающий организацию 4-х новых ВЛ – 110 кВ с максимальным использованием существующих воздушных линий Сызранского энергетического узла:

1. ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Сызрань». Для организации этой линии используются ВЛ – 110 кВ Кубра-1 и Сызрань-4 с отключением их с ОРУ 110 кВ ПС «Кубра».

2. ВЛ – 110 кВ ТМ-1* – от ПС «Кубра» до ПС «Сызрань». Эта ВЛ – 110 кВ образуется за счет ВЛ – 110 кВ ТМ-1, отпайки от ВЛ – 110 кВ ТМ-1 на ПС «Город-1» и использования свободной цепи двухцепной ВЛ – 110 кВ Медоборудование. На ПС «Кубра» присоединение вновь образованной ВЛ осуществляется в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Кубра-3, а ВЛ – 110 кВ Кубра-3, в свою очередь, присоединяется в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Сызрань-4.

3. ВЛ – 110 кВ Кубра-4* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра». Для организации этой линии используются свободные вторые цепи двухцепных ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и СНПЗ-1.

4. ВЛ – 110 кВ Кубра-1* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра». Эта ВЛ – 110 кВ образуется в результате объединения ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и Пластик-2. При этом питание ПС – 110 кВ «Пластик» будет осуществляться ответвлениями от существующей ВЛ – 110 кВ Кубра-2 и образованной ВЛ – 110 кВ Кубра-1*.

Реализация выбранного варианта требует проведения реконструкции существующих линий 110 кВ, а так же замену выключателей ВВН-110 на ПС «Сызрань». Так как темой диссертации является реконструкция ЛЭП – 110 кВ,

прилегающих к Сызранской ТЭЦ, то более предметно остановимся на рассмотрении реконструкции воздушных линий.

3.1 Климатические условия района проведения реконструкции

Вновь организуемые ВЛ – 110 кВ расположены на территории городского округа Сызрань. Климат района умеренно-континентальный. Расположение в долине реки Волга. Расчетно-климатические условия района реконструкции представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Расчетно-климатические условия района реконструкции

Наименование	Обозначение	Единица измерения	Величина
Максимальная толщина стенки гололеда	b_{\max}	см	20
Максимальная скорость ветра	V_{\max}	м/с	29
Скорость ветра при гололеде	V_r	м/с	16
Сейсмичность		балл	6
Расчетная температура воздуха:			
- максимальная	t_{\max}	$^{\circ}\text{C}$	+40
- минимальная	T_{\min}	$^{\circ}\text{C}$	-40
- среднегодовая	$t_{\text{э}}$	$^{\circ}\text{C}$	+3,8
- при гололеде и максимальном ветре	$t_{\text{вг}}$	$^{\circ}\text{C}$	-5

Максимумы выпадения осадков достигаются в июне, июле и сентябре. Среднегодовое количество атмосферных осадков равно 376 мм. Согласно ПУЭ 7-го издания [6], по среднегодовой продолжительности гроз в часах район отнесен к V классу, что составляет 60 – 80 часов. Вес снегового покрова составляет 180 кг/м^2 , что соответствует III снеговому району.

Нормативная глубина промерзания грунтов составляет 154 см для суглинков и глин, и 188 см – для супесей, песков мелких и сыпеватых. Подземные воды слабоагрессивные по отношению к железобетонным и бутобетонным фундаментам.

3.2 Общие данные об объемах реконструкции

Для реализации выбранного варианты схемы выдачи мощности с шин Сызранской ТЭЦ с организацией 4-х новых ВЛ – 110 кВ требуется проведение ряда реконструкций существующих линий. Было проведено инженерное обследование существующих воздушных линий на предмет их технического состояния. В ходе обследования осмотру подверглись фундаменты, опоры, провода и тросы совместно с элементами их подвески. В целом состояние существующих воздушных линий удовлетворительное, однако, имеются и дефекты. Найденные отклонения, угрожающие нормальной эксплуатации вновь организуемых ВЛ, подлежат устранению в ходе проведения реконструкции.

Проведение серьезной реконструкции линий требуется на восьми участках. Участки реконструкции представлены на рисунке 5.

Рассмотрим более подробно реконструируемые участки воздушных линий.

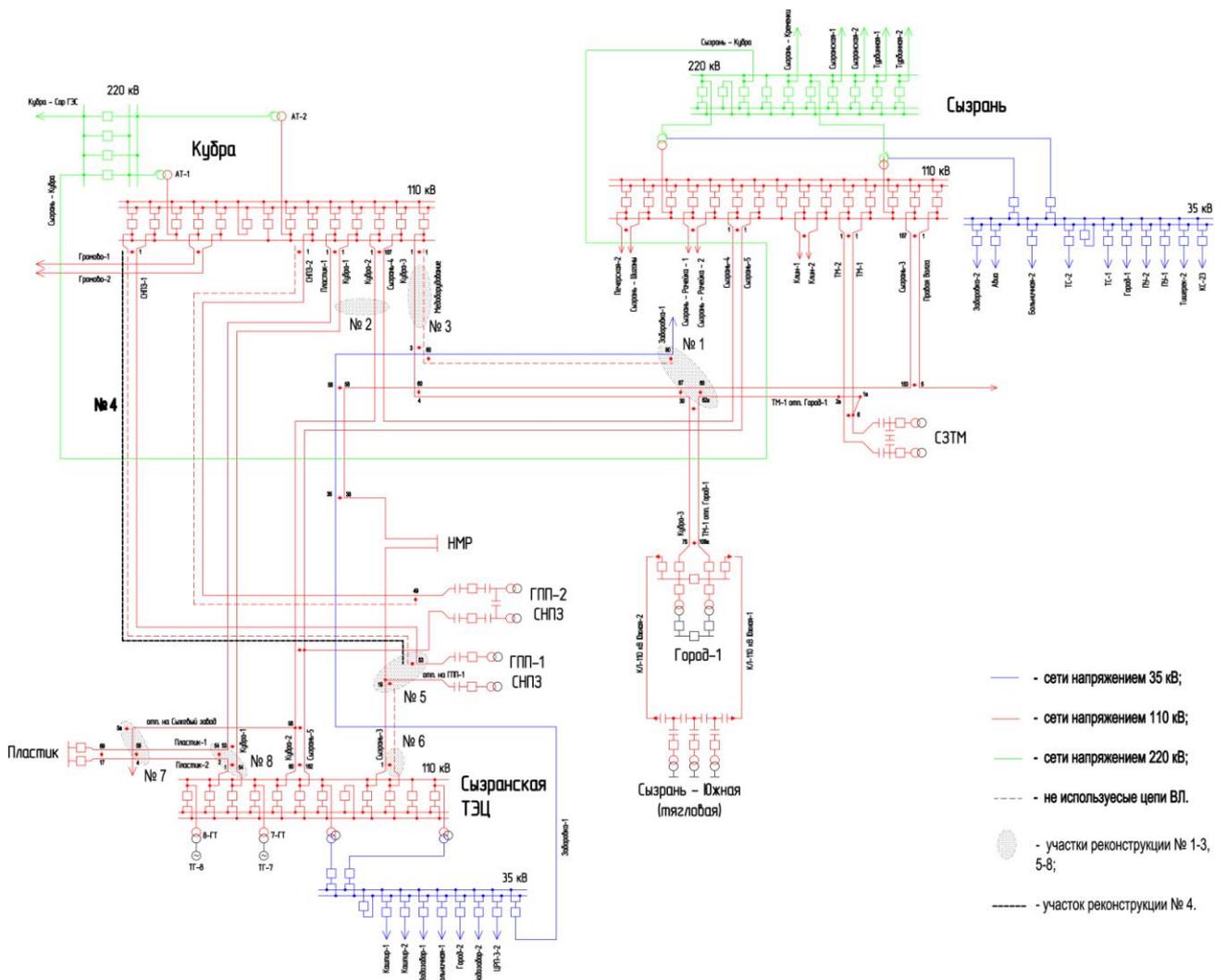


Рисунок 5 – Участки проведения реконструкции

3.3 Участок реконструкции № 1

Для организации ВЛ – 110 кВ ТМ-1* – от ПС «Кубра» до ПС «Сызрань» требуется соединение ВЛ – 110 кВ ТМ-1 через отпайку от ВЛ – 110 кВ ТМ-1 на ПС «Город-1» с неиспользуемой ВЛ – 110 кВ Медоборудование (совместная подвеска с ВЛ – 110 кВ Кубра-3 в пролете опор 1 – 3, далее совместная подвеска с ВЛ – 35 кВ «Заборовка-1» в пролете опор 60 - 90 в габарите 110 кВ). На ПС «Кубра» присоединение вновь образованной ВЛ осуществляется в освобожденную ячейку ВЛ – 110 кВ Кубра-3, а ВЛ – 110 кВ Кубра-3, в свою очередь, присоединяется в освобожденную ячейку ВЛ – 110 кВ Сызрань-4.

На участке реконструкции № 1 предусматривается соединение ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка на ПС «Город-1» с неиспользуемой ВЛ – 110 кВ Медоборудование от опоры № 90 по недействующей цепи (в габарите 110 кВ) ВЛ – 35 кВ Заборовка-1 до опоры № 62а ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка на ПС «Город-1». Длина образуемого участка составляет 79 м.

Реконструируемый участок № 1 расположен в южной части г.о. Сызрань, по ул. 20-я линия. Местность характеризуется городской застройкой и сетью автомобильных дорог.

Существующие опоры № 90 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1 /ВЛ – 110 кВ Медоборудование и № 62а ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка на ПС «Город-1» / № 88ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 являются анкерными, башенного типа, решетчатые, пространственной конструкции с четырехгранным стволом переменного сечения. Опоры установлены на железобетонные фундаменты типа ФЗ-У. Опоры представлены на рисунках 6 и 7.



Рисунок 6 – Опора № 62а ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка на ПС «Город-1»



Рисунок 7 – Опора № 90 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1

В ходе проведенного инженерного обследования выяснено, что существующие опоры № 62а ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка на ПС «Город-1» тип УС 110-8 и № 90 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1 тип У 110-2 совместно с фундаментами тип Ф-3У утратили не значительную часть требуемых эксплуатационных характеристик. Для дальнейшей эксплуатации требуется лишь проведение усиления части нижних секций опоры № 90 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1, антикоррозионной обработки металлоконструкций и защитной обработки железобетонных конструкций фундаментов обоих опор.

Проектируемый участок № 1 ВЛ – 110 кВ ТМ-1* в пролете опор 62а – 90 пересекает существующую волоконно-оптическую линию (ВОЛС) связи, подвешенную в пролете между опорой № 61а ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка на ПС «Город-1» и опорой № 91 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1. Для соблюдения допустимого габарита при пересечении проектируемой ВЛ – 110 кВ с кабельной линией ВОЛС не менее 3-х метров по вертикали [6] требуется

снижение высоты подвеса кабеля ВОЛС на опоре № 91 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1 до 10 м от уровня земли.

Объем реконструкции участка № 1 включает следующие виды работ:

- демонтаж с последующим монтажом верхних секций металлической анкерной опоры № 62а ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка до ПС «Город-1» типа УС 110-8 (высота 35,7 м). Во время демонтажа выполняется установка дополнительной траверсы типа У 17 (1 шт.) и кронштейнов с фасонками для ответвлений (2 шт.). Производится антикоррозийная защита металлоконструкций опоры путем окраски. Так же железобетонные конструкции фундаментов опоры обрабатываются полицементным раствором и битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4]. Заземление опоры остается существующее;

- реконструкция анкерной опоры № 90 ВЛ - 35 кВ Заборовка (ВЛ – 110 кВ Медоборудование) типа У 110-2 (высота 24,7 м) – усиление нижней секции металлическим уголком 70*6 (4 шт. по 4.3 м). Производится антикоррозийная защита металлоконструкций опоры путем окраски. Так же железобетонные конструкции фундаментов опоры обрабатываются полицементным раствором и битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4]. Заземление опоры остается существующее;

- проведение работы по снижению точки крепления натяжного зажима существующего самонесущего кабеля ВОЛС тип ОКЛЖ-01-6-16-10/125-0,36/0,22-3,5/18-20,0 на опоре № 91 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1 до 10 метров от уровня земли;

- раскатка и натяжение проводов между опорами № 90 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1 и № 62а ВЛ – 110 кВ ТМ-1 отпайка на ПС «Город-1». Длина вновь монтируемого пролета составляет 79 м. Используется сталеалюминиевый провод АС 240/32 с сечением алюминиевой части 240 мм², стального сердечника 32 мм².

На реконструируемом участке ВЛ в натяжных и поддерживающих гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в поддерживающих гирляндах с

помощью зажимов поддерживающих глухих ПГН-5-3(8-16), в натяжных - с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. Для присоединения ответвлений применяются аппаратные зажимы типа А2А-150Т-2А. Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01, обладающие рядом преимуществ:

- простота и полная совместимость с проводом;
- быстрота монтажа без применения специальной оснастки;
- исключение концентраций усилий сдавливания;
- надежное крепление провода, предохраняющее его от опасных изгибов, перетираания, вибрации и других механических повреждений.

Для предотвращения механических повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5].

Для защиты ВЛ – 110 кВ ТМ-1* на участке № 1 от прямых ударов молнии используется существующий грозозащитный трос марки С-50, обеспечивающий требуемую защиту ВЛ в период грозовой активности [6].

В пролете имеется одно пересечение с кабелем ВОЛС. Расчетное расстояние по вертикали между рассматриваемым участком ВЛ – 110 кВ ТМ-1* и кабелем ВОЛС составляет 3,37 м. Таким образом, обеспечивается соблюдение требуемых расстояний регламентируемых ПУЭ [6].

3.4 Участок реконструкции № 2

Для организации ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Сызрань» требуется соединение ВЛ – 110 кВ Кубра-1 и ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 с отключением их с ОРУ 110 кВ ПС «Кубра». Соединение указанных ВЛ – 110 кВ рациональнее всего осуществить от опоры № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-1 до опоры № 106 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4. На рассматриваемом участке № 2

соединение ВЛ осуществляется с помощью порталного перехода под пересекаемой ВЛ – 110 кВ Кубра-2, подвешенной совместно с ВЛ – 110 кВ Сызрань-4. Портальный переход организуется путем установки двух порталных опор на железобетонных фундаментах.

Реконструируемый участок № 2 расположен в южной части г.о. Сызрань, вблизи ПС «Кубра». Местность характеризуется застройкой жилыми домами, промышленными зданиями, гаражами, с сетью дорог.

Существующие опоры №№ 2 и 106 являются анкерными, башенного типа, решетчатые, пространственной конструкции с четырехгранным стволom переменного сечения. Опоры установлены на железобетонные фундаменты типа Ф2-У. Существующие ВЛ – 110 кВ двухцепные: ВЛ – 110 кВ Кубра-1 подвешена совместно с ВЛ – 110 кВ Пластик-1, ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 – совместно с ВЛ – 110 кВ Кубра-2. Опоры представлены на рисунках 8 и 9.



Рисунок 8 - Опоры № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-1



Рисунок 9 - Опора № 106 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4

В ходе проведенного инженерного обследования выяснено, что существующие металлические анкерные опоры № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-1 тип У6-М и № 106 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 тип У6-М-2 совместно с железобетонными фундаментами тип Ф2-У утратили не значительную часть требуемых эксплуатационных характеристик. Для дальнейшей эксплуатации требуется проведение антикоррозионной обработки металлоконструкций и защитной обработки железобетонных конструкций фундаментов обоих опор.

Проектируемый участок ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* совпадает с прохождением трассы ВЛ – 6 кВ фидер № 1 от ПС «Больничная». Для устройства portalного перехода требуется произвести вынос существующей ВЛ – 6 кВ в пролете опор 100/41 – 45. Длина выносимого участка составляет 205 м. Применяются железобетонные стойки типа С 110 и сталеалюминиевый провод АС 50.

Объем реконструкции участка № 2 включает следующие виды работ:

- демонтаж существующих проводов ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 в пролете опор №№ 106 – 107 и ВЛ – 110 кВ Кубра-1 от опоры 2 до приемного портала ячейки 110 кВ № 5 ПС «Кубра» (2 пролета);

- антикоррозийная защита металлоконструкций анкерных опор № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-1 тип У6-М (высота 24,7 м) и № 106 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 тип У6-М-2 (высота 29,6 м) путем окраски. Так же железобетонные конструкции фундаментов тип Ф-2У опор обрабатываются полицементным раствором и битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4]. Заземление опор существующее;

- монтаж двух стальных шинных порталов типа ПС-110Ш, выполненных в виде свободностоящих плоских П-образных конструкций (высота 8 м) с заземленными на фундаментах стойками и шарнирным соединением стоек с траверсами. В качестве фундаментов применены железобетонные буровые сваи диаметром 620 мм. Стойки и траверсы выполнены в виде решетчатой пространственной металлической конструкции сечением 500х500 мм. Стойки и траверсы изготавливаются на заводе и при изготовлении защищаются от коррозии горячей оцинковкой и полимерным покрытием в соответствии со СНиП [4]. Металлические конструкции опор ВЛ – 110 кВ соответствуют требованиям ПУЭ [6]. Железобетонные сваи фундаментов обрабатываются битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4].

Предусматривается заземление устанавливаемых порталов. Заземляющее устройство порталов выполняется пятью вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м, горизонтальным заземлителем из полосовой стали 4х40 мм длиной 20 м. Соединение заземляющего устройства с арматурой опоры предусматривается сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей порталных опор, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на одноцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 10 Ом;

- раскатка и натяжение проводов от опоры № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-1 через шинные порталы к опоре № 106 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4. Используется

сталеалюминиевый провод АС 150/24 с сечением алюминиевой части 150 мм², стального сердечника 24 мм². Длина вновь монтируемого пролета составляет 97 м.

На реконструируемом участке ВЛ в гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в натяжных гирляндах изоляторов с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01. Для предотвращения механических повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5];

На рассматриваемом участке № 2 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* имеется пересечение с ВЛ – 110 кВ Кубра-2. Расчетное расстояние по вертикали между проводами ВЛ – 110 кВ составляет 2,71 м, т.е. обеспечивается соблюдение регламентируемых расстояний согласно требований ПУЭ [6].

3.5 Участок реконструкции № 3

Для организации ВЛ – 110 кВ ТМ-1* – от ПС «Кубра» до ПС «Сызрань» требуется присоединение указанной ВЛ на шины ПС «Кубра» в ячейку на ОРУ - 110 кВ. Присоединение ВЛ – 110 кВ ТМ-1* на ОРУ – 110 кВ ПС «Кубра» осуществляется в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Кубра-3, а ВЛ – 110 кВ Кубра-3, в свою очередь, присоединяется в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Сызрань-4.

На реконструируемом участке № 3 предусмотрен подвес провода от опоры № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / №2 ВЛ – 110 кВ Медоборудование до опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 1 ВЛ – 110 кВ Медоборудование (переход с цепи Медоборудование на цепь Кубра-3) и присоединение организуемой ВЛ – 110

кВ ТМ-1* на ПС «Кубра» в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Кубра-3. Также предусмотрен подвес провода от опоры № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 2 ВЛ – 110 кВ Медооборудование до опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 (переход с цепи Кубра-3 на цепь Сызрань-4) и присоединение ВЛ – 110 кВ Кубра-3 на ПС «Кубра» в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Сызрань-4.

Реконструируемый участок № 3 расположен в южной части г.о. Сызрань, вблизи ПС «Кубра». Местность характеризуется застройкой жилыми домами, промышленными зданиями, гаражами, с сетью дорог.

Существующие опоры №№ 1, 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / №№ 1, 2 ВЛ – 110 кВ Медооборудование, № 3 ВЛ – 110 кВ Кубра-3, № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 являются анкерными, башенного типа, решетчатые, пространственной конструкции с четырехгранным стволом переменного сечения. Опоры установлены на железобетонные фундаменты типа ФЗ-У. Опоры представлены на рисунках 10, 11 и 12.



Рисунок 10 – Опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 и № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 1 ВЛ – 110 кВ Медооборудование (слева на право)



Рисунок 11 – Опора № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / ВЛ – 110 кВ Медоборудование



Рисунок 12 – Опора № 3 ВЛ 110 кВ Кубра-3

В ходе проведенного инженерного обследования выяснено, что существующие опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4, № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 1 ВЛ – 110 кВ Медооборудование и № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 2 ВЛ – 110 кВ Медооборудование в ходе продолжительной эксплуатации утратили часть требуемых прочностных характеристик и подлежат замене. На существующих фундаментах указанных опор так же имеются значительные трещины, промоины и выколы железобетонных конструкций, ввиду чего требуется проведение их замены. Опора № 3 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 за период эксплуатации так же пострадала от негативных воздействий окружающей среды и нагрузок тяжений проводов, однако в меньшей степени. Достаточно осуществление защиты указанной опоры от коррозии путем окрашивания.

Таким образом, объем реконструкции участка № 3 включает следующие виды работ:

- демонтаж совместно с фундаментами опор № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4, № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 1 ВЛ – 110 кВ Медооборудование и № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 2 ВЛ – 110 кВ Медооборудование. Тип демонтируемых опор У-110-2+5 (высота 26,9 м), тип фундаментов – Ф3-У;

- установка новых опор № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4, № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 1 ВЛ – 110 кВ Медооборудование и № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 2 ВЛ – 110 кВ Медооборудование совместно с фундаментами. Тип устанавливаемых опор У-110-2+5 (высота 26,9 м), тип фундаментов – сборные железобетонные подножки Ф4-А. Металлические опоры изготавливаются на специализированном заводе и защита их поверхности выполняется в заводских условиях горячей оцинковкой в соответствии со СНиП [4]. Металлические конструкции опор ВЛ – 110 кВ соответствуют требованиям ПУЭ [6].

В качестве фундамента для вновь устанавливаемых металлических опор принимаются грибовидные железобетонные подножки тип Ф4-А с

металлическими ростверками. Подножки устанавливаются в рытые котлованы на песчано-гравийную подушку и засыпаются местным грунтом с послойным уплотнением. Металлоконструкции фундаментов и крепежные детали, заглубленные в грунт, окрашиваются краской БТ-177. Железобетонные изделия фундаментов обрабатываются битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4].

Предусматривается заземление вновь устанавливаемых опор. Заземляющее устройство выполняется вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой предусматривается с помощью круглой стали диаметром 16 мм² длиной 2,0 м, болтовое и сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей на участке № 3, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на двухцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 5 Ом.

- реконструкция существующей опоры № 3 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 тип У 110-1+14 (высота 34,7 м). Производится антикоррозийная защита металлоконструкций опоры путем окраски. Так же железобетонные конструкции фундаментов опоры обрабатываются полицементным раствором и битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4]. Заземление опоры существующее;

- раскатка и натяжение проводов между опорами № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / №2 ВЛ – 110 кВ Медоборудование и № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 1 ВЛ – 110 кВ Медоборудование (переход с цепи Медоборудование на цепь Кубра-3). Длина монтируемого пролета составляет 84 м. Так же предусмотрено присоединение организуемой ВЛ – 110 кВ ТМ-1* на ПС «Кубра» в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Кубра-3.

- раскатка и натяжение проводов между опорами № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 2 ВЛ – 110 кВ Медоборудование и № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4 (переход с цепи Кубра-3 на цепь Сызрань-4). Длина монтируемого пролета составляет 80 м. Так же предусмотрено присоединение

ВЛ – 110 кВ Кубра-3 на ПС «Кубра» в освободившуюся ячейку ВЛ – 110 кВ Сызрань-4.

В обоих случаях используется сталеалюминиевый провод АС 240/32 с сечением алюминиевой части 240 мм², стального сердечника 32 мм². В натяжных и поддерживающих гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в поддерживающих гирляндах с помощью зажимов поддерживающих глухих ПГН-5-3(8-16), в натяжных - с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01. Для предотвращения механических повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5];

- раскатка и натяжение грозозащитного троса между опорами № 2 ВЛ – 110 кВ Кубра-3 / № 2 ВЛ – 110 кВ Медоборудование и № 1 ВЛ – 110 кВ Кубра-2 / № 107 ВЛ – 110 кВ Сызрань-4. Длина монтируемого пролета составляет 80 м. В качестве грозотроса используется стальной трос марки МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р, обеспечивающий требуемую защиту ВЛ в период грозовой активности [6]. Крепление грозозащитного троса на опорах выполняется изолированным с установкой перемишки, шунтирующей клиновой зажим типа НКК-1-1Б.

Для защиты остальных линий на участке № 3 от прямых ударов молнии используется существующий грозозащитный трос марки С-5.

3.6 Участок реконструкции № 4

Для организации ВЛ – 110 кВ Кубра-4* – от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра» требуется соединение свободных вторых цепей двухцепных ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и СНПЗ-1. Соединение недействующих вторых цепей

осуществляется от опоры № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 до опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Присоединение вновь организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-4* на шины ПС «Кубра» осуществляется в резервную ячейку № 16 на ОРУ 110 кВ. На шины Сызранской ТЭЦ ВЛ – 110 кВ Кубра-4* присоединяется в резервную ячейку № 3 ЗРУ – 110 кВ.

На реконструируемом участке № 4 предусмотрен подвес провода по недействующей цепи ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 от опоры № 1 до опоры № 51. Протяженность трассы реконструируемого участка ВЛ – 110 кВ составляет 6228 м. Начало трассы реконструируемого участка №4 ВЛ – 110 кВ находится на портале ПС «Кубра». Затем трасса проходит вдоль дачных участков, далее – по полям, и заканчивается около ОАО «СНПЗ». Расположен участок № 4 в южной части г.о. Сызрань. Местность характеризуется застройкой дачами, жилыми домами, гаражами, промышленными зданиями, с сетью дорог и инженерных сооружений.

На реконструируемом участке № 4 для организации ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 использованы различные типы опор: промежуточные железобетонные центрифугированные, трубчатые, конические опоры; металлические анкерные, башенного типа, решетчатые, пространственной конструкции с четырехгранным стволom переменного сечения; железобетонные порталные опоры с металлическими траверсами решетчатой пространственной конструкции. Ведомость примененных опор представлена в таблице 17.

На проектируемом участке № 4 организуемая ВЛ – 110 кВ Кубра-4* пересекает множество существующих коммуникаций: существующие дороги и трассу «Сызрань - Саратов - Волгоград», тепловые сети Сызранской ТЭЦ, технологические трубопроводы ОАО «СНПЗ», наземный газопровод, воздушные линии 6 – 220 кВ. Ведомость пересечений представлена в таблице 18.

Таблица 17 – Ведомость используемых опор ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 (№№ 1 - 50)

№ п/п	Номер опоры	Тип используемой опоры	Материал изготовления опоры	Примечание
1.	1, 29	У 110-2+5	металл	
2.	2, 4, 8–10, 13, 23, 24, 35, 41, 44, 46,	У 110-2	металл	
3.	3, 5–7, 11, 12, 14–22, 25–28, 30–34, 45, 47–49	ПБ 110-8	ж/б	
4.	42	П 110-6 ПГ+4	металл	
5.	43	У 110-2+14	металл	
6.	50	1 П 110-6	металл	
7.	36–40	ПЖТ 110-Я	ж/б + металл	порталы

В ходе проведенного инженерного обследования выяснено, что часть существующих опор ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 в ходе продолжительного периода эксплуатации, в результате негативных воздействий окружающей среды и нагрузок тяжелей проводов получили дефекты, угрожающие дальнейшей нормальной эксплуатации. Так, часть железобетонных опор нуждается в заделке сколов бетона в теле опоры и уплотнении мест установки опоры в грунт. На части металлических же опор требуется реконструкция некоторых элементов металлоконструкций, подвергшихся значительной коррозии и нагрузке.

Таблица 18 – Ведомость пересечений ВЛ 110 кВ Кубра-4* в пролетах опор 1-50

№ п/п	Пролет опор №№	Пересекаемая коммуникация	Расстояние от коммуникации до ВЛ, м	Примечание
1.	1 - 2	ВЛ – 110 кВ	3,41	
2.	3 - 4	ВЛ – 6 кВ	4,53	
3.	8 - 9	Автомобильная дорога	8,05	
4.	8 - 9	ВЛ – 220 кВ	5,16	
5.	28 - 29	ВЛ – 35 кВ	4,81	
6.	29 - 30	ВЛ – 35 кВ	4,40	
7.	30 - 31	ВЛ – 6 кВ	3,97	
8.	36 - 37	ВЛ – 110 кВ	5,18	порталы
9.	37 - 38	ВЛ – 110 кВ	3,46	порталы
10.	38 - 39	ВЛ – 35 кВ	4,81	порталы
11.	39 - 40	ВЛ – 110 кВ	3,69	порталы
12.	41 - 42	ВЛ – 6 кВ	3,85	
13.	42 - 43	ВЛ – 35 кВ	3,48	
14.	43 - 44	ВЛ – 110 кВ	12,05	
15.	43 - 44	теплопровод	6,14	
16.	44 - 45	теплопровод	7,60	
17.	48 - 49	теплопровод	6,80	
18.	48 - 49	газопровод	7,21	

Ввиду появления значительных вертикальных трещин в телах опор по всей их длине, с нарушением бетонного покрытия и оголением несущих металлоконструкций требуется полная замена железобетонных стоек промежуточных опор №№ 16 и 20 тип ПБ 110-8.

Так же требуется замена металлической переходной промежуточной опоры № 50 тип 1 П 110-6. Большой пролет линии от опоры № 50 к опоре № 51

подвешен над балкой, выходящий в долину реки. Поэтому над балкой возможно дополнительное увеличение скоростей ветра. В связи с большим пролетом (297 м) и большой разницей в расчетных пролетах (297/101 м), при реконструкции сети с одноцепной на двухцепную, под действием опасного сочетания гололедной и ветровой нагрузок, действующих перпендикулярно пролетам, возможна непроектная схема нагружения в виде изгиба с кручением относительно вертикальной оси опоры. Это может привести к потере устойчивости поясов в средней части опоры и перегрузе раскосов.

Опоры, подлежащие замене, представлены на рисунках 13, 14 и 15.



Рисунок 13 - Опора № 16 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1



Рисунок 14 - Опора № 20 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1



Рисунок 15 - Опора № 50 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1

Таким образом, объем реконструкции участка № 4 включает следующие виды работ:

- демонтаж двух промежуточных железобетонных опор № 16 и № 20 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1. Тип демонтируемых опор ПБ 110-8 (высота 22,7 м);

- демонтаж металлической переходной промежуточной опоры № 50 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1. Тип демонтируемой опоры 1 П 110-6 (высота 34,5 м). Демонтаж фундаментов опоры не предусматривается;

- установка опор № 16 и № 20 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1. Устанавливаются опоры такого же типа (ПБ 110-8) на основе конических центрифугированных стоек СК-26. Железобетонные стойки на высоту деятельного слоя (но не менее 2 метров) и ниже отметки земли обрабатываются битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4].

Предусматривается заземление устанавливаемых опор. Заземляющее устройство железобетонных опор выполняется пятью вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м, горизонтальным заземлителем из полосовой стали 4х40 мм длиной 20 м. Соединение заземляющего устройства с арматурой опоры предусматривается сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей опор, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на двухцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 7 Ом;

- обработка железобетонных конструкций существующих фундаментов опоры № 50 (тип Ф-3У) полицементным раствором и битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4];

- установка опоры № 50 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1. Устанавливается металлическая опора такого же типа (1 П 110-6) на реконструированные фундаменты. Металлическая опора изготавливается на специализированном заводе и защита ее поверхности выполняется в заводских условиях горячей оцинковкой в соответствии со СНиП [4]. Металлические конструкции опоры № 50 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 соответствуют требованиям ПУЭ [6].

Предусматривается заземление вновь устанавливаемой опоры. Заземляющее устройство выполняется вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой предусматривается с помощью круглой стали диаметром 16 мм² длиной 2,0 м, болтовое и сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей опоры, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на двухцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 7 Ом;

- приведение эксплуатационных характеристик остальных опор реконструируемого участка № 4 к требуемым нормам. Необходимость проведения и объем реконструкции опор определяется исходя из их фактического состояния. На железобетонных опорах должна быть произведена антикоррозионная защита металлоконструкций окраской, стабилизация и усиление опор, заделка трещин, промоин и сколов. На металлических опорах должна быть произведена частичная реконструкция элементов опор, утративших требуемые эксплуатационные свойства. Все металлические опоры должны быть защищены от коррозии окрашиванием. Железобетонные и металлические конструкции порталов (пролеты №№ 36 – 40) так же подвергаются реконструкции.

Металлоконструкции фундаментов и крепежные детали (оттяжки железобетонных опор), заглубленные в грунт, окрашиваются краской БТ-177. Железобетонные изделия фундаментов обрабатываются битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4].

Заземление опор на реконструируемом участке существующее;

- осуществление заземления пересекаемых трубопроводов и газопроводов, принадлежащих ОАО «СНПЗ» и ОАО «ВоТГК», в местах пересечения с ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1. Величина сопротивления искусственных заземлителей для трубопроводов на участке №4 должна быть не более 10 Ом, согласно требований ПУЭ [6]. Заземляющие устройства для трубопроводов выполняются вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16

мм² длиной 3 м и горизонтальными заземлителями из угловой стали 4х40 мм длиной 5 м. Соединение трубопровода с заземлителем и стойкой трубопровода выполняется из круглой стали диаметром 10 мм². Заземляющее устройство выполняется с 2-х сторон от мест пересечений. Соединение элементов заземляющего устройства с трубами и между собой предусматривается сваркой;

- раскатка и натяжение проводов между опорами № 1 и № 50 организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-4*. Длина монтируемого участка составляет 6228 м. Так же предусмотрено присоединение организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-4* на ПС «Кубра» в резервную ячейку № 16 на ОРУ – 110 кВ. Используется сталеалюминиевый провод АС 150/24 с сечением алюминиевой части 150 мм², стального сердечника 24 мм². В натяжных и поддерживающих гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в поддерживающих гирляндах с помощью зажимов поддерживающих глухих ПГН-5-3(8-16), в натяжных - с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. На угловых анкерных опорах для обводки шлейфов применяются зажимы поддерживающие глухие ПГН-5-3(8-16). Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01. Для предотвращения механических повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5];

Для защиты ВЛ – 110 кВ Кубра-4* / СНПЗ-1 на участке № 4 от прямых ударов молнии используется существующий грозозащитный трос марки С-50, обеспечивающий требуемую защиту ВЛ в период грозовой активности [6].

В местах пересечения ВЛ – 110 кВ Кубра-4* / СНПЗ-1 на участке № 4 с существующими дорогами и автомобильной трассой «Сызрань - Саратов - Волгоград», тепловыми сетями Сызранской ТЭЦ, технологическими

трубопроводами ОАО «СНПЗ», наземным газопроводом, воздушными линиями 6 – 220 кВ обеспечивается соблюдение требуемых расстояний (таблица 18), согласно требований ПУЭ [6].

3.7 Участок реконструкции № 5

Для организации ВЛ – 110 кВ Кубра-4* – от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра» требуется соединение свободных вторых цепей двухцепных ВЛ 110 кВ Сызрань-3 и СНПЗ-1. Соединение недействующих вторых цепей осуществляется от опоры № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 до опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Присоединение вновь организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-4* на шины ПС «Кубра» осуществляется в резервную ячейку № 16 на ОРУ 110 кВ. На шины Сызранской ТЭЦ ВЛ – 110 кВ Кубра-4* присоединяется в резервную ячейку № 3 ЗРУ 110 кВ.

На реконструируемом участке № 5 предусмотрено соединение недействующих вторых цепей от опоры № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 до опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Так же предусмотрен подвес провода от опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 до опоры № 1а ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – отпайка на ПС «СНПЗ».

Реконструируемый участок № 5 ВЛ – 110 кВ Кубра-4* расположен вблизи территории нефтеперерабатывающего завода ОАО «СНПЗ» в г.о. Сызрань. Местность характеризуется застройкой промышленными зданиями, с сетью дорог и инженерных сооружений.

Существующие опоры № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 и № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 являются анкерными, башенного типа, решетчатые, пространственной конструкции с четырехгранным стволom переменного сечения. Опоры установлены на железобетонные фундаменты типа Ф-5У. Опоры представлены на рисунках 16 и 17.



Рисунок 16 – Опора № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3



Рисунок 17 – Опора № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ (слева)

На проектируемом участке № 5 организуемая ВЛ – 110 кВ Кубра-4* и существующая ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – отпайка на ПС «СНПЗ» пересекает существующие коммуникации: ВЛ – 6 кВ, двухцепную ВЛ – 35 кВ Больничная-2 / Город-2, ВЛ – 35 кВ Водозабор СНПЗ, надземные тепловые сети Сызранской ТЭЦ (2 шт.) Подвес ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – отпайка на ПС «СНПЗ» предусматривается на нижнюю траверсу опоры № 51 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3, а ВЛ – 110 кВ Кубра-4* - на верхнюю траверсу, в связи с чем расстояния до пересекаемых коммуникация от организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-4* больше. Ведомость пересечений представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Ведомость пересечений ВЛ – 110 кВ на участке № 5

№ п/п	Пересекаемая коммуникация	Расстояние до ВЛ – 110 кВ Кубра-4*, м	Расстояние до ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – отпайка на СНПЗ, м
1.	ВЛ – 6 кВ	15,61	8,88
2.	ВЛ - 35 кВ Больничная-2 / Город-2	10,43	6,02
3.	ВЛ - 35 кВ Водозабор СНПЗ	5,51	3,08
4.	Теплотрубопровод № 1	21,02	22,68
5.	Теплотрубопровод № 2	21,01	23,42

Для проведение реконструкции на участке № 5 необходима замена существующей металлической опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 тип У 110-2+14 на опору типа УС 110-8+14 с дополнительным комплектом траверс. Установка новой опоры возможна на существующие фундаменты после предварительно их усиления. В ходе проведенного инженерного обследования так же выяснено, что существующая опора № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 тип У 110-2+9 совместно с фундаментами Ф-5У не утратила требуемых эксплуатационных характеристик. Необходимо проведение усиления части

нижних секций опоры, антикоррозионной обработки металлоконструкций и защитной обработки железобетонных конструкций фундаментов.

Таким образом, объем реконструкции участка № 5 включает следующие виды работ:

- демонтаж провода от опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 до опоры № 1а ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – отпайка на ПС «СНПЗ»;

- демонтаж металлической анкерной опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Тип демонтируемой опоры У 110-2+14 (высота 38,7 м). Демонтаж фундаментов опоры не предусматривается;

- заделка трещин, промоин и выколов железобетонных конструкций существующих фундаментов опоры № 19 (тип Ф-5У) полицементным раствором. Так же предусматривается усиление фундаментов железобетонной конструкцией, в связи с установкой новой опоры. Затем производится защитная обработка железобетонных конструкций битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4];

- установка опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Устанавливается металлическая опора УС 110-8+14 высотой 49,7 м. на реконструированные фундаменты. Металлическая опора изготавливается на специализированном заводе и защита ее поверхности выполняется в заводских условиях горячей оцинковкой в соответствии со СНиП [4]. Металлические конструкции опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 соответствуют требованиям ПУЭ [6].

Предусматривается заземление вновь устанавливаемой опоры. Заземляющее устройство выполняется вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой предусматривается с помощью круглой стали диаметром 16 мм² длиной 2,0 м, болтовое и сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей опоры, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на двухцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 7 Ом;

- реконструкция металлической анкерной опоры № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 тип У 110-2+9 (высота 33,7 м) – усиление нижней секции металлическим уголком 110*8 (8 шт. по 7,8 м). Производится антикоррозийная защита металлоконструкций опоры путем окраски. Так же железобетонные конструкции фундаментов опоры обрабатываются полицементным раствором и битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4]. Заземление опоры существующее;

- осуществление заземления пересекаемых теплопроводов ОАО «ВоТГК», в местах пересечения с ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 и ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – на ПС «СНПЗ». Величина сопротивления искусственных заземлителей для трубопроводов на участке № 5 должна быть не более 10 Ом, согласно требований ПУЭ [6]. Заземляющие устройства для трубопроводов выполняются вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² длиной 3 м и горизонтальными заземлителями из угловой стали 4x40 мм длиной 5 м. Соединение трубопровода с заземлителем и стойкой трубопровода выполняется из круглой стали диаметром 10 мм². Заземляющее устройство выполняется с 2-х сторон от мест пересечений. Соединение элементов заземляющего устройства с трубами и между собой предусматривается сваркой;

- раскатка и натяжение проводов между опорами № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 и № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3, и № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и № 1а ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – отпайка на ПС «СНПЗ». Длина монтируемых участка составляет по 114 м. Используется сталеалюминиевый провод АС 150/24 с сечением алюминиевой части 150 мм², стального сердечника 24 мм². В натяжных и поддерживающих гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в поддерживающих гирляндах с помощью зажимов поддерживающих глухих ПГН-5-3(8-16), в натяжных - с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01. Для присоединения ответвлений применяются аппаратные зажимы А2А-150Т-2А. Для предотвращения механических

повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5];

- раскатка и натяжение грозозащитного троса между опорами № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1. Длина монтируемого пролета составляет 114 м. В качестве грозотроса используется стальной трос марки МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р, обеспечивающий требуемую защиту ВЛ в период грозовой активности [6]. Крепление грозозащитного троса на опорах выполняется изолированным с установкой перемычки, шунтирующей клиновой зажим типа НКК-1-1Б.

В местах пересечения ВЛ – 110 кВ Кубра-4* и существующая ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 – отпайка на ПС «СНПЗ» с ВЛ 6 и 35 кВ, тепловыми сетями Сызранской ТЭЦ обеспечивается соблюдение требуемых расстояний (таблица 19), согласно требований ПУЭ [6].

3.8 Участок реконструкции № 6

Для организации ВЛ – 110 кВ Кубра-4* – от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра» требуется соединение свободных вторых цепей двухцепных ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и СНПЗ-1. Соединение недействующих вторых цепей осуществляется от опоры № 51 ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 до опоры № 19 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Присоединение вновь организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-4* на шины ПС «Кубра» осуществляется в резервную ячейку № 16 на ОРУ 110 кВ. На шины Сызранской ТЭЦ ВЛ – 110 кВ Кубра-4* присоединяется в резервную ячейку № 3 ЗРУ 110 кВ.

На реконструируемом участке № 6 предусмотрено присоединение организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-4* от опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 на шины Сызранской ТЭЦ в резервную ячейку № 3 ЗРУ 110 кВ.

Реконструируемый участок № 6 ВЛ – 110 кВ Кубра-4* расположен вблизи территории Сызранской ТЭЦ в г.о. Сызрань. Местность характеризуется застройкой промышленными зданиями, с сетью дорог и инженерных сооружений.

Существующая опора № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 являются анкерной, башенного типа, решетчатой, пространственной конструкции с четырехгранным стволom переменного сечения. Опора установлена на железобетонные фундаменты типа Ф-2У. Опора представлена на рисунке 18.



Рисунок 18 – Опора № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-1

На рассматриваемом участке № 6 ВЛ – 110 кВ Кубра-4* при присоединении к ЗРУ – 110 кВ Сызранской ТЭЦ пересекает надземный теплопровод, принадлежащий Сызранской ТЭЦ, и существующую волоконно-оптическую линию связи, подвешенную от той же опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 до ЗРУ 110 кВ Сызранской ТЭЦ. Для соблюдения габарита при

пересечении проектируемой ВЛ – 110 кВ с кабельной линией ВОЛС не менее 3-х метров [6] требуется снижение высоты подвеса кабеля ВОЛС на опоре № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 (на 4 м) до 11,5 м от уровня земли. Кроме того, требуется установка дополнительной стойки высотой 11 м для поддержки кабеля ВОЛС.

В ходе проведенного инженерного обследования выяснено, что существующая металлическая анкерная опора № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 тип АМ+5 в ходе продолжительного периода эксплуатации, в результате негативных воздействий окружающей среды и нагрузок тяжелей проводов получила дефекты, угрожающие дальнейшей нормальной эксплуатации и требует замены. На существующих фундаментах так же имеются значительные трещины, промоины и выколы железобетонных конструкций, ввиду чего требуется проведение их замены.

Таким образом, объем реконструкции участка № 6 включает следующие виды работ:

- демонтаж совместно с железобетонными фундаментами металлической угловой анкерной опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Тип демонтируемой опоры АМ+5, тип фундаментов – Ф2-У;

- установка новой анкерной металлической опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 на вновь устанавливаемые железобетонные фундаменты. Тип устанавливаемой опоры У-110-2+5 (высота 29,6 м), тип фундаментов – сборные подножки Ф4-А. Металлическая опора изготавливается на специализированном заводе и защита ее поверхности выполняется в заводских условиях горячей оцинковкой в соответствии со СНиП [4]. Металлические конструкции опоры ВЛ – 110 кВ соответствуют требованиям ПУЭ [6].

В качестве фундамента для вновь устанавливаемой металлической опоры принимаются грибовидные железобетонные подножки с металлическими ростверками. Подножки устанавливаются в рытые котлованы на песчано-гравийную подушку и засыпаются местным грунтом с послойным уплотнением. Металлоконструкции фундаментов и крепежные детали,

заглубленные в грунт, окрашиваются краской БТ-177. Железобетонные изделия фундаментов обрабатываются битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4].

Предусматривается заземление вновь устанавливаемой опоры. Заземляющее устройство выполняется вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой предусматривается с помощью круглой стали диаметром 16 мм² длиной 2,0 м, болтовое и сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей на участке № 6, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на двухцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 5 Ом.

- переустройство захода ВОЛС от вновь установленной опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 в здание ЗРУ – 110 кВ Сызранской ТЭЦ самонесущим волоконно-оптическим кабелем типа ОКЛЖ-01-6-32-10/125-0,36/0,22-3,5/18-20,0. Для этого натяжное крепление кабеля на опоре № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 спускается ниже до высоты 11,5 м от уровня земли. Между ЗРУ – 110 кВ Сызранской ТЭЦ и опорой № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 дополнительно устанавливается железобетонная стойка типа СВ 110-5 на железобетонных приставках типа ПТ 45. На стойке монтируется соединительная муфта марки МТОК 96/48-01-IV. Длина кабеля ВОЛС от опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 до устанавливаемой стойки СВ 110-5 составляет 39,4 м, от стойки до ЗРУ – 110 кВ Сызранской ТЭЦ – 21 м. Крепление кабеля ВОЛС осуществляется с помощью спиральной арматуры;

- осуществление заземления пересекаемого теплопровода ОАО «ВоТГК», в месте пересечения с ВЛ – 110 кВ Сызрань-3. Величина сопротивления искусственных заземлителей для трубопровода на участке № 6 должна быть не более 10 Ом, согласно требований ПУЭ [6]. Заземляющие устройства для трубопровода выполняются вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² длиной 3 м и горизонтальными заземлителями из угловой стали 4х40 мм длиной 5 м. Соединение трубопровода с заземлителем и стойкой

трубопровода выполняется из круглой стали диаметром 10 мм². Заземляющее устройство выполняется с 2-х сторон от мест пересечений. Соединение элементов заземляющего устройства с трубами и между собой предусматривается сваркой;

- раскатка и натяжение проводов между опорой № 1 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 и проходными изоляторами ЗРУ – 110 кВ Сызранской ТЭЦ. Длина монтируемого участка составляет 60 м. Используется сталеалюминиевый провод АС 150/24 с сечением алюминиевой части 150 мм², стального сердечника 24 мм². В натяжных и поддерживающих гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в поддерживающих гирляндах с помощью зажимов поддерживающих глухих ПГН-5-3(8-16), в натяжных - с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01. Для предотвращения механических повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5].

Для защиты ВЛ – 110 кВ Кубра-4* / ВЛ – 110 кВ Сызрань-3 на участке № 6 от прямых ударов молнии используется существующий грозозащитный трос марки С-50, обеспечивающий требуемую защиту ВЛ в период грозовой активности [6].

В месте пересечения ВЛ – 110 кВ Кубра-4* на участке № 6 с кабелем ВОЛС расстояние по вертикали до проводов ВЛ составляет 3,32 м, а в месте пересечения с теплопроводом Сызранской ТЭЦ - 9,74 м. Таким образом, обеспечивается соблюдение требуемых расстояний регламентируемых ПУЭ [6].

3.9 Участок реконструкции № 7

Для организации ВЛ – 110 кВ Кубра-1* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра» требуется объединение ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и Пластик-2. Соединение ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и Пластик-2 осуществляется от опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Пластик-2 до опоры № 53 ВЛ – 110 кВ Пластик-1. При этом питание ПС 110 кВ «Пластик» будет осуществляться по двум ВЛ – 110 кВ:

- Пластик-2*, получаемой путем отпайки от опоры № 54 организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-1*;
- Пластик-1*, получаемой путем соединения ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод от опоры № 5а до опоры № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1.

На реконструируемом участке № 7 предусмотрена организация ВЛ – 110 кВ Пластик-1* путем соединения ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод от опоры № 5а до опоры № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1.

Реконструируемый участок № 7 расположен вблизи территории Сажевого завода в г.о. Сызрань. Местность характеризуется застройкой промышленными зданиями, с сетью дорог.

Существующие опоры № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод являются анкерными, башенного типа, решетчатые, пространственной конструкции с четырехгранным стволom переменного сечения. Опоры установлены на железобетонные фундаменты типа Ф-3У. Опоры представлены на рисунках 19 и 20.



Рисунок 19 – Опора № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод



Рисунок 20 - Опора № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1

В ходе проведенного инженерного обследования выяснено, что существующая металлическая анкерная опора № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1 тип АМ в ходе продолжительного периода эксплуатации, в результате негативных воздействий окружающей среды и нагрузок тяжелей проводов получила дефекты, угрожающие дальнейшей нормальной эксплуатации. На существующих фундаментах тип ФЗ-У так же имеются значительные трещины, промоины и выколы железобетонных конструкций, ввиду чего требуется проведение их замены. Опора же № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод тип У 110-1+14 пострадала значительно меньше, и достаточно лишь проведение усиления существующих фундаментов с антикоррозионной обработкой металлоконструкций опоры и фундаментов.

Таким образом, объем реконструкции участка № 7 включает следующие виды работ:

- демонтаж провода от опоры № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод до приемного портала недействующей ПС «Сажевый завод»;

- демонтаж совместно с железобетонными фундаментами металлической анкерной опоры № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1. Тип демонтируемой опоры АМ (высота 24,7 м), тип фундаментов – ФЗ-У;

- установка новой анкерной металлической опоры № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1 на вновь устанавливаемые железобетонные фундаменты. Тип устанавливаемой опоры У 110-2 (высота 24,7 м), тип фундаментов – сборные подножки Ф4-А. Металлическая опора изготавливается на специализированном заводе и защита ее поверхности выполняется в заводских условиях горячей оцинковкой в соответствии со СНиП [4]. Металлические конструкции опоры ВЛ – 110 кВ соответствуют требованиям ПУЭ [6].

В качестве фундамента для вновь устанавливаемой металлической опоры принимаются грибовидные железобетонные подножки с металлическими ростверками. Подножки устанавливаются в рытые котлованы на песчано-гравийную подушку и засыпаются местным грунтом с послойным уплотнением. Металлоконструкции фундаментов и крепежные детали,

заглубленные в грунт, окрашиваются краской БТ-177. Железобетонные изделия фундаментов обрабатываются битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4].

Предусматривается заземление вновь устанавливаемой опоры. Заземляющее устройство выполняется вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой предусматривается с помощью круглой стали диаметром 16 мм² длиной 2,0 м, болтовое и сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей на участке № 7, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на двухцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 5 Ом;

- заделка трещин, промоин и выколов железобетонных конструкций существующих фундаментов опоры № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод (тип Ф-3У) полицементным раствором. Так же предусматривается усиление фундаментов железобетонной конструкцией, в связи с присоединением нового провода и грозозащитного троса. Затем производится защитная обработка железобетонных конструкций битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4];

- реконструкция существующей опоры № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод тип У 110-1+14 (высота 34,7 м). Производится антикоррозийная защита металлоконструкций опоры путем окраски. Так же предусмотрен монтаж кронштейна и фасонки для ответвления на верхнюю траверсу опоры. Заземление опоры не изменяется;

- раскатка и натяжение проводов между опорами № 5б ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод. Длина монтируемого участка составляет 77 м. Используется сталеалюминиевый провод АС 150/24 с сечением алюминиевой части 150 мм², стального сердечника 24 мм². В натяжных и поддерживающих гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в поддерживающих гирляндах с помощью зажимов

поддерживающих глухих ПГН-5-3(8-16), в натяжных - с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01. Для присоединения ответвлений применяются аппаратные зажимы А2А-150Т-2А. Для предотвращения механических повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5];

- раскатка и натяжение грозозащитного троса между опорами № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и № 5а ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод. Длина монтируемого пролета составляет 77 м. В качестве грозотроса используется стальной трос марки МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р, обеспечивающий требуемую защиту ВЛ в период грозовой активности [6]. Крепление грозозащитного троса на опорах выполняется изолированным с установкой перемычки, шунтирующей клиновой зажим типа НКК-1-1Б.

3.10 Участок реконструкции № 8

Для организации ВЛ – 110 кВ Кубра-1* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра» требуется объединение ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и Пластик-2. Соединение ВЛ – 110 кВ Пластик-1 и Пластик-2 осуществляется от опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Пластик-2 до опоры № 53 ВЛ – 110 кВ Пластик-1. При этом питание ПС 110 кВ «Пластик» будет осуществляться по двум ВЛ – 110 кВ:

- Пластик-2*, получаемой путем отпайки от опоры № 54 организуемой ВЛ – 110 кВ Кубра-1*;

- Пластик-1*, получаемой путем соединения ВЛ – 110 кВ Кубра-2 – отпайка на Сажевый завод от опоры № 5а до опоры № 56 ВЛ – 110 кВ Пластик-1.

На реконструируемом участке № 8 предусмотрено соединение ВЛ – 110 кВ Пластик-2 от опоры № 1 до опоры № 53 ВЛ – 110 кВ Пластик-1.

Реконструируемый участок № 8 ВЛ – 110 кВ Кубра-1* расположен вблизи территории Сызранской ТЭЦ в г.о. Сызрань. Местность характеризуется застройкой промышленными зданиями, с сетью дорог и инженерных сооружений.

Существующие опоры № 2 ВЛ – 110 кВ Пластик-2 / № 54 ВЛ – 110 кВ Кубра-1 и № 53 ВЛ – 110 кВ Пластик-1 / № 53 ВЛ – 110 кВ Кубра-1 являются анкерными, башенного типа, решетчатыми, пространственной конструкции с четырехгранным стволom переменного сечения. Опоры установлены на железобетонные фундаменты типа. Опоры представлены на рисунках 21 и 22.



Рисунок 21 – Опора № 1 ВЛ – 110 кВ Пластик-2



Рисунок 22 – Опора № 52 ВЛ – 110 кВ Пластик-1

На проектируемом участке № 8 организуемая ВЛ – 110 кВ Кубра-1* (совместный подвес с ВЛ – 110 кВ Сызрань-4*) пересекает существующие коммуникации: ВЛ – 35 кВ, надземные теплотрубопроводы Сызранской ТЭЦ (3 шт.) Ведомость пересечений представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Ведомость пересечений ВЛ – 110 кВ на участке № 8

№ п/п	Пересекаемая коммуникация	Расстояние до ВЛ, м
1.	ВЛ - 35 кВ	4,39
2.	Теплопровод № 1	16,79
3.	Теплопровод № 2	16,20
4.	Теплопровод № 3	16,00

В ходе проведенного инженерного обследования выяснено, что существующая металлическая анкерная опора № 1 ВЛ – 110 кВ Пластик-2 тип АМ+5 в ходе продолжительного периода эксплуатации, в результате

негативных воздействий окружающей среды и нагрузок тяжений проводов получила дефекты, угрожающие дальнейшей нормальной эксплуатации. На существующих фундаментах тип ФЗ-А так же имеются значительные трещины, промоины и выколы железобетонных конструкций, ввиду чего требуется проведение их замены. Опора же № 53 ВЛ – 110 кВ Платик-1 тип У 110-2+14 пострадала значительно меньше, однако требуется усиление части нижних секций опоры металлическим уголком, усиление существующих фундаментов железобетонными обоймами, а так же антикоррозионная обработка металлоконструкций опоры и фундаментов.

Таким образом, объем реконструкции участка № 8 включает следующие виды работ:

- демонтаж провода от опоры № 53 до опоры № 54 ВЛ – 110 кВ Пластик-1;

- демонтаж совместно с железобетонными фундаментами металлической анкерной опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Пластик-2. Тип демонтируемой опоры АМ+5 (высота 29,7 м), тип фундаментов – ФЗ-А;

- установка новой анкерной металлической опоры № 1 ВЛ – 110 кВ Пластик-2 на вновь устанавливаемые железобетонные фундаменты. Тип устанавливаемой опоры У 110-2+5 (высота 29,7 м), тип фундаментов – сборные подножки ФП 5-А. Металлическая опора изготавливаются на специализированном заводе и защита ее поверхности выполняется в заводских условиях горячей оцинковкой в соответствии со СНиП [4]. Металлические конструкции опоры ВЛ – 110 кВ соответствуют требованиям ПУЭ [6].

В качестве фундамента для вновь устанавливаемой металлической опоры принимаются грибовидные железобетонные подножки с металлическими ростверками. Подножки устанавливаются в рытые котлованы на песчано-гравийную подушку и засыпаются местным грунтом с послойным уплотнением. Металлоконструкции фундаментов и крепежные детали, заглубленные в грунт, окрашиваются краской БТ-177. Железобетонные изделия

фундаментов обрабатываются битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4].

Предусматривается заземление вновь устанавливаемой опоры. Заземляющее устройство выполняется вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² и длиной 5,0 м. Соединение заземляющего устройства с металлической опорой предусматривается с помощью круглой стали диаметром 16 мм² длиной 2,0 м, болтовое и сваркой. Величина сопротивления искусственных заземлителей на участке № 8, в зависимости от удельного сопротивления грунтов, на двухцепных опорах в соответствии с п.2.5.129 ПУЭ [6] должна быть не более 5 Ом;

- заделка трещин, промоин и выколов железобетонных конструкций существующих фундаментов опоры № 53 ВЛ – 110 кВ Платик-1 (тип Ф 2-А) полицементным раствором. Так же предусматривается усиление фундаментов железобетонными обоймами, в связи с присоединением новой цепи ВЛ. Затем производится защитная обработка железобетонных конструкций битумной мастикой типа МБР-75 в соответствии со СНиП [4];

- реконструкция металлической анкерной опоры № 53 ВЛ – 110 кВ Пластик-1 тип У 110-2+14 – усиление части нижних секций металлическим уголком 140*9 (8 шт. по 9,2 м) и 90*7 (2 шт. по 5,7 м). Так же производится антикоррозийная защита металлоконструкций опоры путем окраски. Заземление опоры существующее;

- осуществление заземления 3-х пересекаемых теплотрубопроводов ОАО «ВоТГК», в местах пересечения с ВЛ – 110 кВ Кубра-1* / ВЛ – 110 кВ Сызрань-4*. Величина сопротивления искусственных заземлителей для трубопроводов на участке № 8 должна быть не более 10 Ом, согласно требований ПУЭ [6]. Заземляющие устройства для трубопроводов выполняются вертикальными заземлителями из круглой стали диаметром 16 мм² длиной 3 м и горизонтальными заземлителями из угловой стали 4x40 мм длиной 5 м. Соединение трубопровода с заземлителем и стойкой трубопровода выполняется из круглой стали диаметром 10 мм². Заземляющее устройство выполняется с 2-

х сторон от мест пересечений. Соединение элементов заземляющего устройства с трубами и между собой предусматривается сваркой;

- раскатка и натяжение проводов между опорами № 1 ВЛ – 110 кВ Пластик-2 и № 53 ВЛ – 110 кВ Пластик-1. Длина монтируемого участка составляет по 114 м. Используется сталеалюминиевый провод АС 150/24 с сечением алюминиевой части 150 мм², стального сердечника 24 мм². В натяжных и поддерживающих гирляндах изоляторов используются стеклянные изоляторы типа ПСД-70Е. Крепление провода предусматривается в поддерживающих гирляндах с помощью зажимов поддерживающих глухих ПГН-5-3(8-16), в натяжных - с помощью зажимов натяжных болтовых НБ-3-6. Для соединения проводов в шлейфе используются спиральные шлейфовые соединители типа ШС-16,8-01. Для присоединения ответвлений применяются аппаратные зажимы А2А-150Т-2А. Для предотвращения механических повреждений от колебаний применяются универсальные многочастотные гасители вибрации ГВУ-1,2-1,6, в соответствии с «Рекомендациями по применению многочастотных гасителей вибрации ГВП и унифицированных гасителей вибрации ГВУ на воздушных линиях электропередачи напряжением 35-750 кВ» [5];

Для защиты ВЛ – 110 кВ Кубра-1* на участке № 8 от прямых ударов молнии используется существующий грозозащитный трос марки С-50, обеспечивающий требуемую защиту ВЛ в период грозовой активности [6].

В местах пересечения ВЛ – 110 кВ Кубра-1* / ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* на участке № 8 с тепловыми сетями Сызранской ТЭЦ и воздушной линией 35 кВ обеспечивается соблюдение регламентируемых расстояний (таблица 20), согласно требований ПУЭ [6].

3.11 Характеристики организуемых воздушных линий 110 кВ

Таким образом, реализация схемы выдачи мощности с Сызранской ТЭЦ предполагает организацию 4-х новых ВЛ – 110 кВ с максимально возможным

использованием существующих воздушных линий Сызранского энергетического узла. Объемы проведения необходимой реконструкции существующих ВЛ детально рассмотрены в разделах 3.3 – 3.10.

Рассматриваемые линии совместно подвешены:

- ВЛ – 110 кВ Кубра-1* - в пролете опор №№ 2–54 с ВЛ – 110 кВ Сызрань-4*;
- ВЛ – 110 кВ ТМ-1* - в пролете опор №№ 1–6 с ВЛ – 110 кВ ТМ-2, №№ 6–68 – ВЛ – 110 кВ Сызрань-3, №№ 69–99 ВЛ – 35 кВ Заборовка-1 и № 100 – ВЛ – 110 кВ Кубра-3;
- ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* - в пролете опор №№ 1–104 с ВЛ – 110 кВ Сызрань-5 и №№ 109–161 ВЛ – 110 кВ Кубра-1*;
- ВЛ – 110 кВ Кубра-4* - в пролете опор №№ 1–51 с ВЛ – 110 кВ СНПЗ-1 и №№ 52–70 ВЛ – 110 кВ Сызрань-3.

Рассматриваемые линии имеют отпайки:

- ВЛ – 110 кВ Кубра-1* - от опоры № 54 на ПС «Пластик» – 18 пролетов протяженностью 2,125 км;
- ВЛ – 110 кВ ТМ-1* - от опоры № 6 на ПС «Тяжмаш» – 10 пролетов протяженностью 1,796 км и от опоры № 68 на ПС «Город-1» – 45 пролетов протяженностью 6,534 км.

Более детально организуемые ВЛ – 110 кВ рассмотрены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристика организуемых воздушных линий 110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ – 110 кВ	ПС начала и окончания	Длина, км	Кол-во пролетов проводов	Тип используемого провода	Тип используемого грозотроса	Тип используемых опор	Пересечения с коммуникациями	Кол-во отпаек
1	Кубра-1*	Кубра – СТЭЦ	8,3	55	АС-150	С-50	У 110-2 – 19 шт; ПБ 110-8 – 32 шт; ПМ 110-4 – 3 шт.	ВЛ 0,4-10 кВ – 3 шт; ВЛ-35 кВ – 4 шт; ВЛ-110 кВ – 2 шт; ВЛ-220 кВ – 1 шт; ж/д – 1 шт; автодорога – 2 шт; теплопровод – 3 шт.	1
2	Сызрань-4*	Сызрань - СТЭЦ	22,144	162	АС-150	С-50	У 110-2+9 – 14 шт; ПБ 110-4 – 106 шт; У 110-4+5 – 7 шт; ПС 110-6Н – 4 шт; ПС 110-4 – 5 шт; У 110-2 – 10 шт; У 110-2+5 – 1 шт; У 35-2+5 – 1 шт; УБ 35 – 2 шт; ПМ 110-4 – 10 шт; У 110-4 – 1 шт.	ВЛ 0,4-10кВ – 11 шт; ВЛ-35 кВ – 7 шт; ВЛ-110 кВ – 5 шт; ВЛ-220 кВ – 4 шт; ж/д – 3 шт; автодорога – 13 шт; теплопровод – 3 шт; линия связи – 4 шт.	0
3	Кубра-4*	Кубра - СТЭЦ	8,252	71	АС-150	С-50	У 110-2+5 – 2 шт; У 110-2 – 12 шт; ПБ 110-8 - 29 шт; П 110-6 ПГ+4 – 1 шт; У 110-2+14 – 1 шт; 1 П 110-6 – 1 шт;	ВЛ 0,4-10кВ – 3 шт; ВЛ-35 кВ – 5 шт; ВЛ-110 кВ – 5 шт; ВЛ-220 кВ – 1 шт; ж/д – 1 шт; автодорога – 1 шт; теплопровод – 4 шт;	0

							ПЖТ 110-Я – 5 шт; АМ – 2 шт; У 2М – 1 шт; ПМ – 1 шт; ПБ 30 – 7 шт; ПБ 2К – 8 шт.	газопровод – 1 шт; линия связи – 1 шт.	
4	ТМ-1*	Сызрань – Кубра	12,845	102	АС-240	С-50	У 110-4 – 8 шт; У 110-2+5 – 3 шт; ПБ 110-4 – 40 шт; У 110-1 – 1 шт; УБ 110 – 1 шт; ПС 110-2Н – 1 шт; У 110-2+14 – 3 шт; У 110-2 – 12 шт; У 110-2+9 – 1 шт; У 110-8 – 1 шт; У 35-4 – 2 шт; ПБ 35-4 – 26 шт; У 35-4+9 – 1 шт; У 35-4+5 – 1 шт.	ВЛ 0,4-10кВ – 14 шт; ВЛ-35 кВ – 8 шт; ВЛ-110 кВ – 2 шт; ВЛ-220 кВ – 1 шт; ж/д – 1 шт; автодорога – 17 шт; газопровод – 8 шт; линия связи – 6 шт.	2

4 Техничко-экономический расчет

Основой для разработки данного раздела являются технические решения, такие как выбор электрооборудования, проводов и линейной арматуры, величина потерь энергии, электрическая нагрузка, объем электропотребления и др.

Необходимо четкое обоснование проекта с точки зрения конкурентоспособности, надежности, капитальных дополнительных вложений и источников их финансирования, обеспечения финансирования экономичности проекта и прибыли на предприятии.

Целесообразно проведение расчета объема капитальных вложений, требуемых для реализации схемы выдачи мощности, по усредненной методике. Решение о выборе методики продиктовано исходя из невозможности производства более точного сметно-финансового расчета с применением специализированных программных комплексов и средств.

Первоначально требуется определить стоимость необходимых для проведения реконструкции оборудования и материалов. Расчет капитальных затрат на оборудование и материалы с разбивкой по участкам реконструкции представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Сметный расчет капитальных затрат на оборудование и материалы

№ п/п	Наименование	Тип, марка, обозначение документа	Ед. изм.	Кол-во	Цена, руб.	Стоимость, руб	Примечание
Участок реконструкции № 1							
1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-240/32	км	0,28	77000	21560	$L_{стр.} = 0,079$ км
2	Гаситель вибрации с глухим креплением на проводе	ГВУ-1,2-1,6	шт.	6	300	1800	
3	Подвеска натяжная изолирующая		компл.	6	3000	18000	
4	Подвеска поддерживающая изолирующая		компл.	1	2000	2000	
5	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	9	500	4500	

6	Зажим разъемный ответвительный прессуемый	РОА-240-1	шт.	3	300	900	
7	Зажим аппаратный прессуемый	A2A-240Т-2А	шт.	3	300	900	
8	Траверса У17	ТП № 3078-67а	шт.	1	34000	34000	
9	Кронштейн	ТП № 3078ТМ-Т.8-3	шт.	1	3200	3200	
10	Фасонки для ответвлений	ТП № 3078ТМ-Т.8-3	шт.	2	1000	2000	
11	Уголок L70x70x6	ГОСТ 8509-93	м	17,20	200	3440	
ИТОГО по участку № 1						92 300	
Участок реконструкции № 2							
1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-150/24	км	0,301	77000	23177	L _{стр.} = 0,098 км
2	Подвеска натяжная изолирующая,		компл.	18	3000	54000	
3	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	6	500	3000	
4	Гаситель вибрации с глухим креплением на проводе	ГВУ-1,2-1,6	шт.	6	300	1800	
5	Ж/б конструкции фундаментов	железобетон	м3	4,5	7000	31500	
6	Порталы металлические ПС-110Ш	с. 3.407.2-162	шт.	2	110000	220000	
7	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ² , полоса 4x40	шт.	4	1000	4000	
ИТОГО по участку № 2						337 477	
Участок реконструкции № 3							
1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-240/32	км	0,921	77000	70917	L _{стр.} = 0,164 км
2	Грозозащитный трос, стальной	МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р	км	0,085	46000	3910	L _{стр.} = 0,08 км
3	Гаситель вибрации с глухим креплением на проводе	ГВУ-1,2-1,6	шт.	14	300	4200	
4	Подвеска натяжная изолирующая		компл.	12	3000	36000	
5	Подвеска поддерживающая изолирующая		компл.	2	2000	4000	
6	Натяжное изолированное крепление грозотроса		компл.	2	1000	2000	
7	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	12	100	1200	
8	Фундамент Ф4-А	с. 3.407-115, в.2	шт.	12	35000	420000	
9	Анкерно-угловая металлическая опора У110-2+5	ТП № 3078ТМ-126а	шт.	3	350000	1050000	
10	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ²	шт.	3	1000	3000	
ИТОГО по участку № 3						1 592 227	
Участок реконструкции № 4							
1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-150/24	км	19,8	77000	1524600	L _{стр.} = 6,228 км
2	Гаситель вибрации с	ГВУ-1,2-1,6	шт.	306	300	91800	

	глухим креплением на проводе						
3	Подвеска натяжная изолирующая		компл.	126	3000	378000	
4	Подвеска поддерживающая изолирующая		компл.	113	2000	226000	
5	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	18	100		
6	Промежуточная металлическая опора ПП110-6	с.3.407.2-170, в.2	шт.	1	390000	390000	
7	Промежуточная ж/б опора ПБ 110-8 с комплектом траверс	с. 3.407-175.1-2	шт.	2	210000	420000	
8	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ² , полоса 4x40	шт.	2	1000	2000	
9	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ²	шт.	1	1000	1000	
10	Комплект металлических изделий для заземления пересекаемых трубопроводов	круг 10 и 16 мм ² , полоса 4x40	шт.	8	1200	9600	
	ИТОГО по участку № 4					3 043 000	
Участок реконструкции № 5							
1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-150/24	км	0,37	77000	28490	L _{стр.} = 0,121 км
2	Грозозащитный трос, стальной	МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р	км	0,13	46000	5980	L _{стр.} = 0,14 км
3	Гаситель вибрации с глухим креплением на проводе	ГВУ-1,2-1,6	шт.	8	300	2400	
4	Подвеска натяжная изолирующая		компл.	6	3000	18000	
5	Подвеска поддерживающая изолирующая		компл.	3	2000	6000	
6	Натяжное изолированное крепление грозотроса		компл.	2	1000	2000	
7	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	9	500	4500	
8	Зажим разъемный ответвительный прессуемый	РОА-240-1	шт.	3	300	900	
9	Зажим аппаратный прессуемый	А2А-240Т-2А	шт.	3	300	900	
10	Анкерная металлическая опора УС 110-8+14	ТП № 3079ТМ-Т8-12	шт.	1	440000	440000	
11	Ж/б конструкции фундаментов	железобетон	м3	2,1	7000	14700	
12	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ²	шт.	1	1000	1000	
13	Комплект металлических изделий для заземления пересекаемых трубопроводов	круг 10 и 16 мм ² , полоса 4x40	шт.	2	1200	2400	
14	Уголок L110x110x8	ГОСТ 8509-93	м	62,40	310	19344	
	ИТОГО по участку № 5					546 614	
Участок реконструкции № 6							

1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-150/24	км	0,195	77000	15015	L _{стр.} =0,06 км
2	Гаситель вибрации с глухим креплением на проводе	ГВУ-1,2-1,6	шт.	6	300	1800	
3	Подвеска натяжная изолирующая		компл.	6	3000	18000	
4	Подвеска поддерживающая изолирующая		компл.	2	2000	4000	
5	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	3	500	1500	
6	Зажим аппаратный прессуемый	А2А-240Т-2А	шт.	3	300	900	
7	Оптический кабель для воздушной прокладки с допустимой растягивающей нагрузкой 20,0 кН	ОКЛЖ-01-6-32- 10/125-0,36/0,22-3,5/18-20,0	км	0,1	30000	3000	
8	Муфта малогабаритная	МТОК 96/48-01-IV	шт	1	9000	9000	
9	Шкаф типа ШПМЗ для подвески муфты типа МТОК и запаса оптического кабеля	ШПМЗ	шт	1	7000	7000	
10	Стойка железобетонная	СВ 110-5-А	шт	1	13000	13000	
11	Приставка железобетонная	ПТ45	шт	2	6000	12000	
12	Фундамент Ф4-А	с. 3.407-115, в.2	шт	4	35000	140000	
13	Анкерно-угловая металлическая опора У110-2+5	ТП №3078ТМ-126а	шт.	1	350000	350000	
14	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ²	шт.	1	1000	1000	
15	Комплект металлических изделий для заземления пересекаемых трубопроводов	круг 10 и 16 мм ² , полоса 4х40	шт.	2	1200	2400	
ИТОГО по участку № 6						578 615	
Участок реконструкции № 7							
1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-150/24	км	0,25	77000	19250	L _{стр.} =0,077 км
2	Грозозащитный трос, стальной	МЗ-9,2-В-ОЖ-Н-Р	км	0,09	46000	4140	L _{стр.} =0,081 км
3	Гаситель вибрации с глухим креплением на проводе	ГВУ-1,2-1,6	шт.	8	300	2400	
4	Подвеска натяжная изолирующая		компл.	6	3000	18000	
5	Подвеска поддерживающая изолирующая		компл.	2	2000	4000	
6	Натяжное изолированное крепление грозотроса		компл.	2	1000	2000	
7	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	9	500	4500	
8	Зажим разъемный ответвительный прессуемый	РОА-240-1	шт.	6	300	1800	
9	Зажим аппаратный прессуемый	А2А-240Т-2А	шт.	6	300	1800	
10	Фундамент Ф4-А	с. 3.407-115,	шт	4	35000	140000	

		в.2					
11	Анкерно-угловая опора У110-2	ТП № 3078 _{ТМ} -126а	шт.	1	310000	310000	
12	Кронштейн для ответвлений	ТП № 3079 _{ТМ} -т.8-3	шт.	1	3200	3200	
13	Фасонка для ответвлений	ТП № 3079 _{ТМ} -т.8-3	шт.	2	1000	2000	
14	Ж/б конструкции фундаментов	железобетон	м3	2,1	7000	14700	
15	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ²	шт.	1	1000	1000	
ИТОГО по участку № 7						528 790	
Участок реконструкции № 8							
1	Провод неизолированный, сталеалюминиевый	АС-150/24	км	0,37	77000	28490	L _{стр.} = 0,114 км
2	Гаситель вибрации с глухим креплением на проводе	ГВУ-1,2-1,6	шт.	6	300	1800	
3	Подвеска натяжная изолирующая		компл.	6	3000	18000	
4	Подвеска поддерживающая изолирующая		компл.	2	2000	4000	
5	Зажим соединительный шлейфовый	ШС-16,8-01	шт.	9	500	4500	
6	Зажим разъемный ответвительный прессуемый	РОА-240-1	шт.	3	300	900	
7	Зажим аппаратный прессуемый	А2А-240Т-2А	шт.	3	300	900	
8	Фундамент ФП5-А	с. 3.407-115, в.2	шт	4	40000	160000	
9	Анкерно-угловая опора У110-2+5	ТП № 3078 _{ТМ} -126а	шт.	1	350000	350000	
10	Ж/б конструкции фундаментов	железобетон	м3	2,1	7000	14700	
11	Комплект металлических изделий для заземления опоры	круг 16 мм ²	шт.	1	1000	1000	
12	Комплект металлических изделий для заземления пересекаемых трубопроводов	круг 10 и 16 мм ² , полоса 4х40	шт.	3	1200	3600	
13	Уголок L140x140x9	ГОСТ 8509-93	м	73,6	370	27232	
14	Уголок L90x90x7	ГОСТ 8509-93	м	11,40	250	2850	
ИТОГО по участку № 8						568 590	
Не предвиденные затраты(10%)						728 761	
ВСЕГО по смете:						8 016 374	

После получения стоимости затрат на приобретение оборудования и материалов требуется произвести расчет стоимости строительно-монтажных и проектно-изыскательских работ. При использовании усредненной методики

расчета объема капитальных вложений, размер затрат на строительномонтажные работы принимается равным 50% от сметной стоимости затрат на оборудование и материалы. Стоимость проектно изыскательских работ ориентировочно принимают равной 10% от суммы капитальных затрат на приобретение оборудования и материалов и затрат на производство строительномонтажных работ.

Окончательная стоимость реализации проекта складывается с учетом налога на добавочную стоимость в размере 18%.

Расчет полной стоимости реализации проекта приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Сметный расчет стоимости реализации проекта

№ п/п	Наименование затрат	Стоимость, руб.	Примечание
1	Оборудование и материалы	8 016 374	
2	Строительно-монтажные работы	4 008 187	50%
3	Проектно-изыскательские работы	1 202 456	10%
	Итого без НДС	13 227 017	
	НДС	2 380 863	18%
	Стоимость реализации проекта (с НДС)	15 607 880	

Таким образом, стоимость реализации проекта по организации схемы выдачи дополнительной мощности с шин Сызранской ТЭЦ требует осуществления капитальных вложений для реконструкции существующей сети 110 кВ Сызранского энергетического узла на сумму порядка 15,6 миллионов рублей.

До реализации проекта установки нового энергоблока установленная мощность СТЭЦ составляла 255 МВт. После окончания монтажных и пусконаладочных работ установленная мощность возрастет до 385,2 МВт.

Таким образом, реконструкция ЛЭП-110 кВ прилегающих к СТЭЦ позволяет организовать передачу дополнительных 130,2 МВт мощности.

Годовой объем дополнительно переданной электроэнергии может максимально составить: $W_{\text{э/сист}} = 130,2 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 1\,140\,552 \cdot 10^3$ кВт·ч.

Технические потери электроэнергии в сети 35-110 кВ в среднем составляют около 2 % (потери на корону, транзитные потери и т.д.). Таким образом, $W_{\text{потерь}} = 1\,140\,552 \cdot 10^3 \cdot 0,02 = 22\,811\,040$ кВт·ч.

Отсюда полезно переданная электроэнергия составляет:
 $W_{\text{полезн}} = 1\,140\,552 \cdot 10^3 - 22\,811\,040 = 1\,117\,740\,960$ кВт·ч.

Оплата за транспорт электрической энергии по сетям ОАО «МРСК Волги» производится согласно тарифов, разработанных управлением по государственному регулированию и контролю в электроэнергетике Самарской области. Расчет производится по формуле (1):

$$C_{\text{э/сист}} = \beta \cdot W_{\text{э/сист}}, \text{ руб.}, \quad (1)$$

где $\beta = 0,719$ руб./кВт·ч - ставка тарифа за каждый кВт·ч активной электроэнергии, согласно Приказу Управления по государственному регулированию и контролю в электроэнергетике Самарской области № 81 от 27.12.2010 г. «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям Самарской области».

Получаем: $C_{\text{э/сист}} = 0,719 \cdot 1\,117\,740\,960 = 803\,655\,750$ руб.

Издержки, связанные с передачей и распределением энергии внутри предприятия ($I_{\text{экспл}}$) включают:

- амортизационные отчисления ($I_{\text{ам}}$);
- затраты на оплату труда ($I_{\text{фот}}$);
- стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах ($I_{\text{потерь}}$);
- ремонтный фонд ($I_{\text{рф}}$);
- охрана труда и техника безопасности ($I_{\text{тб}}$).

Ввиду того, что реконструкция ЛЭП - 110 кВ, прилегающих к СТЭЦ, не предполагает строительства новых линий и опор а использует уже существующее оборудование и коммуникации, число условных единиц

оборудования не изменяется. Вследствие этого не изменяется и количество обслуживающего ремонтного и эксплуатационного персонала, и, следовательно, не увеличиваются затраты на оплату труда и выполнение мероприятий по охране труда и технике безопасности.

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле (2):

$$I_{\text{ам}} = (K_{\text{обор}} \cdot N_{\text{а}} + K_{\text{каб}} \cdot N_{\text{а}} + K_{\text{стр. часть}} \cdot N_{\text{а}}) / 100, \quad (2)$$

где $K_{\text{обор}}$, $K_{\text{каб}}$, $K_{\text{стр. часть}}$ – первоначальная стоимость основных фондов (элементов схемы), руб;

$N_{\text{а}}$ – норма амортизации, соответственно по видам оборудования, %.

$$\text{Получаем: } I_{\text{ам}} = 15\,607\,880 \cdot 4,4 / 100 = 624\,315 \text{ руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется исходя из тарифных ставок на электроэнергию, и составляет: $I_{\text{потерь}} = 0,719 \cdot 22811040 = 16\,401\,137$ руб.

Издержки на ремонтный фонд ($I_{\text{р.ф.}}$) включают расход запасных частей, вспомогательных материалов и т.д. и практически определяются косвенно, например сложившимся на предприятии процентом от заработной платы рабочих в электрохозяйстве или от суммы капитальных затрат по формуле (3):

$$I_{\text{р.ф.}} = \frac{K \cdot B_{\text{РЕМ}}}{100}, \quad (3)$$

где $B_{\text{рем}} = 3$ процент на ремонт электрооборудования на предприятии.

$$\text{Получаем: } I_{\text{р.ф.}} = 15\,607\,880 \cdot 3 / 100 = 468\,236 \text{ руб.}$$

Суммарные издержки на эксплуатацию и ремонт элементов схемы составляют: $\sum I_{\text{ЭКСПЛ}} = 624\,315 + 16\,401\,137 + 468\,236 = 17\,493\,688$ руб.

Зная сумму доходов за дополнительно переданный объем электроэнергии ($C_{\text{э/сист}}$), а также сумму годовых издержек ($I_{\text{экспл}}$) можно рассчитать внутрисетевую себестоимость передачи 1 кВт·ч из выражения (4):

$$S_{\text{в.с.}} = \left(\frac{C_{\text{э/сист}}}{W_{\text{ПОЛ.ПЕР}}} \right) - \left(\frac{\sum I_{\text{ЭКСП}}}{W_{\text{ПОЛ.ПЕР}}} \right), \quad (4)$$

$$\text{Получаем: } S_{\text{в.с.}} = \left(\frac{803\,655\,750}{1\,117\,740\,960} \right) - \left(\frac{17\,493\,688}{1\,117\,740\,960} \right) = 0,703 \text{ руб/кВт·ч.}$$

Ожидаемая прибыль (условно-годовая экономия) от транспорта энергии определяется из выражения (5):

$$P_{P.OЖ} = \mathcal{E}_{У.Г.} = S_{В.С} \cdot W_{П.ПЕР}, \quad (5)$$

и составляет: $P_{P.OЖ} = 0,703 \cdot 1\,117\,740\,960 = 785\,771\,894$ руб.

За вычетом налога на прибыль в размере 18 % :

$$N_{ПРИБ} = 785\,771\,894 \cdot 0,18 = 141\,438\,941 \text{ руб.}$$

чистая ожидаемая прибыль составит:

$$P_{P.ЧИСТ} = 785\,771\,894 - 141\,438\,941 = 644\,332\,952 \text{ руб.}$$

Расчетный срок окупаемости капитальных вложений определяется из выражения (6)

$$T_{ОК.РАСЧ} = \frac{K_{ВВ.ПР}}{P_{P.ЧИСТ}}, \quad (6)$$

где $K_{ВВ.ПР}$ – инвестиции необходимые для приобретения вновь вводимого дорогостоящего оборудования, составит:

$$T_{ОК.РАСЧ} = \frac{15\,607\,880}{644\,332\,952} < 1 \text{ года.}$$

Указанный срок окупаемости определен исходя из максимально возможной передачи электроэнергии по организуемым ЛЭП-110 кВ в районе Сызранской ТЭЦ. В реальности же объемы энергопотребления Сызранского энергетического узла, и, следовательно, объемы передачи электроэнергии по организуемой сети 110 кВ, определить проблематично.

Заключение

В работе рассмотрены вопросы реконструкция ЛЭП – 110 кВ, прилегающих к Сызранской ТЭЦ. Произведен анализ Сызранского энергетического узла в целом и места Сызранской ТЭЦ в его инфраструктуре. Затем выполнен анализ электропотребления, электрических нагрузок и баланса мощности Сызранского энергоузла и всей энергосистемы Самарской области. Детально рассмотрена существующая схема выдачи электрической мощности с шин Сызранской ТЭЦ и сделан вывод о необходимости проведения ее реконструкции ввиду ввода новых 130,2 МВт генераторной мощности.

В ходе рассмотрения альтернативных вариантов возможных схем выдачи мощности к исполнению принят вариант, предполагающий организацию 4-х новых ВЛ – 110 кВ между подстанциями Сызранской ТЭЦ, «Кубра» и «Сызрань»:

- ВЛ – 110 кВ Сызрань-4* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Сызрань»;
- ВЛ – 110 кВ ТМ-1* – от ПС «Кубра» до ПС «Сызрань»;
- ВЛ – 110 кВ Кубра-4* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра»;
- ВЛ – 110 кВ Кубра-1* - от Сызранской ТЭЦ до ПС «Кубра».

Вариант выбран исходя из расчета максимально возможных использования существующих ВЛ и минимизации уровня ожидаемых капитальных затрат. Принятый к исполнению вариант проверен на расчет нормальных и послеаварийных режимов работы сети в период до 2020 г. Кроме того произведен расчет токов КЗ в узлах реализуемой схемы.

Далее детально определены узлы электрической сети, в которых необходимо проведение работ по реконструкции. Таких узлов получено 8 шт. По каждому из них предметно расписаны требуемые для проведения строительно-монтажные работы, с учетом действительного технического состояния элементов схемы.

Дана полная характеристика полученных ВЛ – 110 кВ, с указанием используемых типов и марок проводов, грозозащитных тросов, опор и их

фундаментов, линейной арматуры. Указаны пути прохождения трасс ВЛ и пересечения с существующими коммуникациями.

Проведена оценка ориентировочного срока окупаемости проведения реконструкции ЛЭП, который составит менее 1 года.

Предлагаемая к реализации схема удовлетворяет исходным сформулированным условиям, обладает требуемой функциональной гибкостью и позволяет с достаточной степенью надежности осуществлять передачу вводимой на Сызранской ТЭЦ дополнительной генераторной мощности. Можно с уверенностью сказать, что, несмотря на максимально возможную минимизацию капитальных вложений, поставленная задача решена успешно и в полном объеме.

Представленные в диссертации технические и конструкторские решения удовлетворяют требованиям нормативно технической документации и нормам проектирования установок передачи электрической энергии, и могут быть в полной мере реализованы в действительности, при условии их более детального анализа и проработки.

Список использованных источников

1. ГОСТ 12.1.019-79 (СТС ЭВ 4830084). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - М.: Изд-во стандартов, 1996. - 7 с.
2. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. - М.: Изд-во стандартов, 1990. - 14 с.
3. Российская энциклопедия по охране труда. В 2 т./ Гл. ред. А. П. Починок. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013. - 784 с.
4. Андрижиевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент : учеб. пособие / А. А Андрижиевский. - Минск : Вышэйш. шк., 2011. - 294 с.
5. Белов, П.Г. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере: учеб. пособие / П.Г. Белов. - М.: Издательский центр «Академия», 2013. - 512 с.
6. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники: Электромагнитное поле. Учебник / Л.А. Бессонов. - М.: Гардарики, 2014. – 317 с.
7. Блохин, В.Г. Современный эксперимент: подготовка, проведение, анализ результатов: учеб. для вузов / В.Г. Блохин, О. П. Глудкин, А.И.Гуров, М.А. Ханин; Под ред. О. П. Глудкина. - М.: Радио и связь, 2007. - 232 с.
8. Вагин, Г.Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учеб. для вузов / Г. Я. Вагин, А. Б. Лоскутов, А. А. Севостьянов. - М. : Академия, 2010. - 224 с.- 2 экз.
9. Горланов, В.Е. Индивидуальные сигнализаторы напряжения // Новое в российской электроэнергетике. - 2011. - № 5. – с. 37 - 40.
10. Гужов, Н.П. Системы электроснабжения: учеб. пособие / Н.П. Гужов, В.Я. Ольховский, Д.П. Павлюченко. - Ростов н/Д: Феникс, 2011. - 382 с.

11. Долин, П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. Пособие для вузов / П.А. Долин. - М.: «Знак», 2010. - 440 с.
12. Жежеленко, И.В. Электромагнитная совместимость в электрических сетях: учебное пособие / И.В. Жежеленко, М. А. Короткевич. - Минск : Вышэйшая школа, 2012. - 197 с.
13. Жежеленко, И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения / И.В. Жежеленко. – М.: Энегатоиздат, 2010. - 212 с.
14. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : руководство для практ. расчетов / Ю.С. Железко. - М. : ЭНАС, 2009. - 455 с.
15. Калентиюнок, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах: учеб. пособие для вузов / Е.В. Калентиюнок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин; под общ. ред. В.Т. Фебина. - Гриф МО. - Минск : Вышэйш. шк., 2007. - 351 с.
16. Кисаримов, Р.А. Ремонт электрооборудования : справочник / Р. А. Кисаримов. - М. : РадиоСофт, 2012. - 540 с.
17. Красных, А.А. Электрозщитные средства и устройства контроля для воздушных линий электропередачи / А.А. Красных. - Киров: Знак, 2014. - 234 с.
18. Ким, К.К. Сигнализаторы напряжения для воздушных ЛЭП 6 - 35 кВ/ К.К. Ким, А.А. Красных., А.С. Морозов // Безопасность жизнедеятельности. - 2013. - № 6 . - с. 24-27.
19. Клевцов, А.В. Средства оптимизации потребления электроэнергии : справ.- информ. пособие / А.В. Клевцов. - М. : СОЛОН-Пресс, 2015. - 239 с.
20. Красных, А.А. Анализ травматизма на предприятиях Холдинга РАО «ЕЭС России» // Электробезопасность. - 2015. - № 1. - с. 18-30.
21. Красных, А.А. Квалификация, возраст, стаж пострадавших при анализе травматизма на предприятиях Холдинга РАО «ЕЭС России» // Электробезопасность. - 2015. - № 2-3. - с. 32-36.

22. Красных, А.А. Электронные устройства для обеспечения безопасности обслуживания ЛЭП // Сб. докл. конф. «Охрана труда в энергетике-2013». - М.: ВВЦ, 2013.
23. Красных, А.А. Статистические показатели травматизма в электроэнергетике // Электробезопасность. - 2010. - № 4. - с. 24-31.
24. Красных, А.А. Статистические показатели травматизма в электроэнергетике // Электробезопасность. - 2012. - № 6. - с. 34-37.
25. Красных, А.А. Определение порогов и зон срабатывания различных типов сигнализаторов напряжения на воздушных линиях электропередачи/ А.А. Краснов, А.С. Морозов// Новое в российской электроэнергетике. - 2004. - № 11. - с. 41 - 53.
26. Красных, А.А. Логико- вероятностная модель возникновения травмоопасных ситуаций при эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 6-110 кВ/ А.А. Краснов, А.С. Морозов, В.А. Хлебников // Электробезопасность. - 2003. - №2-3. - с. 62-69.
27. Красных, А.А. Определение порога срабатывания индивидуального сигнализатор напряжения «ИВА-Н»/ А.А. Красных, А.С. Морозов // Наука -ПРОТЭК: Всерос. науч.-техн. конф.: сб. материалов, т. 4. / Киров: ВятГУ.-2014.- с. 14-15.
28. Крылов, Ю.А. Энергосбережение и автоматизация производства в теплоэнергетическом хозяйстве города. Частотно-регулируемый электропривод : учеб. пособие для студентов, магистрантов, аспирантов / Ю. А. Крылов, А. С. Карандаев, В. Н. Медведев. - Санкт-Петербург ; Москва ; Краснодар : Лань, 2013. - 176 с.
29. Кудрин, Б.И. Системы электроснабжения : учеб. пособие для вузов / Б. И. Кудрин. - М. : Академия, 2011. - 350 с.
30. Манойлов, В.Е. Основы электробезопасности / В.Е. Манойлов - СПб.: Энергоатомиздат, 2011.-480 с.
31. Материалы тематического селекторного совещания по вопросам охраны труда, состоявшегося 27.02.13. - М. :Изд-во «Энерго-пресс»,- 2013.

32. Методические указания по определению электромагнитных обстановки и совместимости на электрических станциях и подстанциях [Электронный ресурс]/ - Электрон. текстовые данные. - М.: Изд. дом ЭНЕРГИЯ, 2014.- 76 с.
33. Морозов, А.С. Определение порога срабатывания и области применения сигнализаторов напряжения на воздушных ЛЭП / Сб. научных докладов конференции «Охрана труда в энергетике - 2011». - М.: ВВЦ. – 2011. - с. 136-139.
34. Морозов, А.С. Системы сигнализации для устройств контроля наличия напряжения / Наука - Производство - Технологии - Экология: сборник материалов Всероссийской научно-технической конференции. Киров: Изд-во ВятГУ, 2012. - с. 31-32.
35. Номоконова, О.В. Применение нечетких множеств в оценке и прогнозировании опасных ситуаций / О.В. Номоконова. -Челябинск. - 2013. – 94 с.
36. Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем: учеб. для вузов/ Н.И. Овчаренко; под ред. А.Ф. Дьякова. - М. : изд. дом МЭИ, 2011. - 475 с.
37. Полуянович, Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие / Н. К. Полуянович. - СПб : Лань, 2012. - 400 с.
38. Правила устройства электроустановок : все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по сост. на 1 января 2010 г. - М. : КноРус, 2010. - 480 с.- 1экз.
39. Расчет электрических полей устройств высокого напряжения [Электронный ресурс]: учеб. пособие для вузов / И. П. Белоедова [и др.]; под ред. Е.С. Колечицкого. - М.: Изд-во МЭИ, 2008. - 248 с.
40. Салтыков, В.М. Энергосбережение в электрических сетях и установках : (дуговые сталеплавильные печи, осветительные установки): учеб. пособие / В.М. Салтыков, А.В. Салтыков, О. В. Самолина. - Тольятти : ТГУ, 2004. - 77 с.

41. Свидетельство на полезную модель № 23506 от 20.06.2002. МПК 7 G 01 R 19/155, G 08 C 17/02. Сигнализатор напряжения индивидуальный. Красных А.А., Литвинов Д.Г., Машковцев И.И, Морозов А.С.

42. Сенько, В.В. Электромеханические переходные процессы. Динамическая устойчивость : учеб. пособие / В. В. Сенько; ТГУ ; Электротехн. фак., каф. "Электроснабжения и электротехники". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011. - 43 с.

43. Степкина, Ю.В. Системный анализ и принятие решений по повышению надежности систем электроснабжения: учеб. пособие / Ю. В. Степкина; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011. - 70 с.

44. Теория причин возникновения несчастных случаев // Охрана труда за рубежом. Приложение к журналу «Новое в российской энергетике». - М. -2012. -№2.- с. 14-18.

45. Хлебников, В.А. Применение радиосвязи в указателях и сигнализаторах напряжения при работах на воздушных ЛЭП 6 - 10 кВ /В.А. Хлебников // Энергетика сегодня и завтра: сб. трудов Междунар. науч.-практ. конф./ ВятГУ. - 2014. - с. 90-95.

46. Холодный, С.Д. Методы испытаний и диагностики в электроизоляционной и кабельной технике : учеб. пособие для студ. вузов, обуч. по спец. "Электроизоляц., кабельная и конденсат. техника", напр. подготовки "Электроника, электромеханика и электротехнологии" / С.Д. Холодный, С.В. Серебрянников, М.А. Боев. - Гриф УМО. - М.: Изд. дом МЭИ, 2009. - 232 с.

47. Шлыков, С.В. Потребители электрической энергии : учеб. пособие / С. В. Шлыков, В. А. Шаповалов, Н. А. Шаповалова; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011. - 91 с.

48. Шаповалов, С.В. Энергосбережение и энергосберегающие технологии: учеб. пособие / С.В. Шаповалов, О.В. Самолина, Н.А. Шаповалова; ТГУ. - Тольятти: ТГУ, 2012. - 98 с.

49. Электротехнический справочник : В 4 т. Т. 3 / Под общ. ред. В.Г. Герасимова и др. - М. : Изд-во МЭИ, 2004. - 963 с.
50. <http://ebp.ru> [Электронный ресурс].
51. <http://www.dielectric.ru> [Электронный ресурс].
52. <http://vsegost.com> [Электронный ресурс].