Проектный центр
ООО «Техно Базис»

Техно Базис
Энергоинжиниринг

ДОПУСК К ПРОЕКТИРОВАНИЮ: НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №3065 от 26.04.2017 г.)
ДОПУСК К ИЗЫСКАНИЯМ: НП «СтройИзыскания» СРО-И-033-16032012 (св-во №1152 от 16.02.2016 г.)

Филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решения

Подраздел 1. Электротехнические решения

3041-167-ИОС.ЭП

Том 2.4.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	04-1		04.21
2	05-1		05.21

Директор **В. А. Бучинский**

Главный инженер проекта **Е. А. Бучинский**

2021

Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

Лист согласований 3041-167-ИОС.ЭП

№ п.п.	Организация	Должность	Ф.И.О.	Согласовано	
				Подпись	Дата
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					

Проектная документация разработана в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. №87 «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Главный инженер проекта _____ Е.А. Бучинский

Данная документация не может быть воспроизведена (полностью или частично), копирована, тиражирована и использована без разрешения – ООО «Техно Базис».

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
3041-167-ИОС.ЭП.С	Содержание	1 - 3
	Текстовая часть	
3041-167-ИОС.ЭП.ТЧ	**Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения**	**1 - 19**
	5.1. Основания для разработки проекта	1
	5.1.1. Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования	1
	5.1.1.2. Краткая характеристика существующего оборудования 35 кВ	2
	5.1.1.3. Краткая характеристика существующего оборудования 10 кВ, 6 кВ	3
	5.1.1.4. Описание этапов реконструкции ПС	3
	5.1.1.5. Краткая характеристика проектируемого оборудования 35 кВ	6
	5.1.1.6. Краткая характеристика проектируемого оборудования 10 кВ, 6 кВ	9
	5.1.1.7. Комплект поставки проектируемого оборудования	10
	5.1.2. Обоснование принятой схемы электроснабжения	12
	5.1.3. Сведения о количестве электроприемников, их установленной и расчетной мощности	13
	5.1.4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии	13
	5.1.5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	15
	5.1.6. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения	16
	5.1.7. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения	16

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
2	-	Зам.	05-1		05.21
1	-	Зам.	04-1		04.21

3041-167-ИОС.ЭП.С

Разраб.	Бакшеев		03.21
Проверил	Бучинский		03.21
Н.контр.	Тюкавкин		03.21

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	1	4

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
	5.1.8. Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	16
	5.1.9. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	17
	5.1.10. Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства	17
	5.1.11. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите	17
	5.1.12. Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства	18
	5.1.13. Описание системы рабочего и аварийного освещения	18
	5.1.14. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии	19
	5.1.15. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	19
	5.1.16. Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование	19
Графическая часть		
3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	**Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения**	**-**
ЛИСТ 1	Однолинейная схема электрических соединений существующей ПС 35 кВ Водозабор	-
ЛИСТ 2	Однолинейная схема электрических соединений ПС 35 кВ Водозабор на 1 этапе реконструкции	Изм.1
ЛИСТ 3	Однолинейная схема электрических соединений ПС 35 кВ Водозабор на 2 этапе реконструкции	Изм.1
ЛИСТ 4	Однолинейная схема электрических соединений ПС 35 кВ Водозабор на 3 этапе реконструкции	Изм.1
ЛИСТ 5	План существующего ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор. М1:100	Изм.2
ЛИСТ 6	План ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор на 1 этапе реконструкции. М1:100	Изм.2
ЛИСТ 7	План ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор на 2 этапе реконструкции. М1:100	Изм.2
ЛИСТ 8	План ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор на 3 этапе реконструкции. М1:100	Изм.2
ЛИСТ 9	Молниезащита ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор. М1:200	Изм.2

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
ЛИСТ 10	План заземления ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор. М1:100	Изм.2
ЛИСТ 11	План ЗРУ существующей ПС 35 кВ Водозабор. М1:50	-
ЛИСТ 12	План ЗРУ ПС 35 кВ Водозабор. 1 этап реконструкции. М1:50	Изм.1
ЛИСТ 13	План ЗРУ ПС 35 кВ Водозабор. 2 этап реконструкции. М1:50	Изм.1
ЛИСТ 14	План ОПУ, ЗРУ ПС 35 кВ Водозабор. 3 этап реконструкции. М1:50	Изм.2
ЛИСТ 15	Разрез 1-1 существующего ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор (лист 5). М1:50	Изм.2
ЛИСТ 16	Разрезы 2-2, 3-3 (лист 6). 1 этап реконструкции. М1:50	Изм.2
ЛИСТ 17	Разрезы 4-4, 5-5, 6-6 (Лист 7). 2 этап реконструкции. М1:50	Изм.2
ЛИСТ 18	Разрезs 7-7, 8-8, 9-9 (Лист 8). 3 этап реконструкции. М1:50	Изм.2
ЛИСТ 19	Общий вид блока выключателя линии 35 кВ (блок РВР(Л))	Изм.2
ЛИСТ 20	Общий вид блока трансформаторного выключателя 35 кВ (блок РВР(Т))	Изм.2
ЛИСТ 21	Общий вид блока выключателя 35 кВ (блок РВР)	Изм.2
ЛИСТ 22	Общий вид блока трансформатора напряжения 35 кВ (блок РШоПТн)	Изм.2
ЛИСТ 23	Общий вид блока ОПН и шинных опор 35 кВ высотой 2,5 м (блок ОпШо)	Изм.2
ЛИСТ 24	Общий вид блока ОПН, шинных опор 35 кВ и осветительной установки высотой 3,0 м (блок ОпШоО)	Изм.2
ЛИСТ 25	Общий вид временного блока шинных опор 35 кВ высотой 2,5 м (блок Шо)	Изм.2
ЛИСТ 26	Общий вид блока ОПН, шинных опор и кабельной муфты 35 кВ высотой 2,1 м (блок ОпШоКм)	Изм.2
ЛИСТ 27	Общий вид блока ОПН, шинных опор и кабельной муфты 10 кВ, 6 кВ высотой 2,8 м (блок ОпШоКм)	Изм.2
ЛИСТ 28	Общий вид ошиновки ОРУ 35 кВ	Изм.2
ЛИСТ 29	Установка силовых трансформаторов Т-1, Т-2	Изм.2
Приложения		
3041-167-ИОС.ЭП.ВДР1	Ведомость демонтажных работ. 1 этап	Изм.1

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	ЛИСТ
3041-167-ИОС.ЭП.ВДР2	Ведомость демонтажных работ. 2 этап	Изм.1
3041-167-ИОС.ЭП.ВДР3	Ведомость демонтажных работ. 3 этап	Изм.1
3041-167-ИОС.ЭП.ВМР1	Ведомость монтажных работ. 1 этап	Изм.1
3041-167-ИОС.ЭП.ВМР2	Ведомость монтажных работ. 2 этап	Изм.1
3041-167-ИОС.ЭП.ВМР3	Ведомость монтажных работ. 3 этап	Изм.1
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Расчетная проверка силового оборудования	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Расчет токов короткого замыкания	
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Расчеты электроэнергетических режимов	
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Расчет системы маслоотвода	
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	Расчет контура заземления	
ПРИЛОЖЕНИЕ Э1	Свидетельство НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 (св-во №3065 от 26.04.2017 г.). о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Э2	Техническое задание «Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор»	-
ПРИЛОЖЕНИЕ Э3	Технические требования на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту «Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор»	-

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

5.1. Основания для разработки проекта

В настоящем подразделе проектной документации предусматривается реконструкция существующей ПС 35 кВ Водозабор в части электротехнического оборудования 35/10/6 кВ, молниезащиты и заземления ПС.

Работы выполняются на основании договора №10 от 19 января 2021 г. «Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор» по разработке проектной и рабочей документации для филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

ООО «Техно Базис» разрабатывает документацию согласно свидетельства НП «СтройПроект» СРО-П-170-16032012 №3065 от 26.04.2017 г. о допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства (Приложение Э1).

Основанием для проектных работ по данному титулу является:

- Техническое задание «Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор» (приложение Э2);
- Технические требования «Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор» (приложение Э3);

Целью разработки проектной документации является:

- Общее описание объекта, описание пусковых комплексов реконструкции;
- Определение перечня предлагаемых при реконструкции мероприятий;
- Определение основных характеристик первичного электрооборудования, оборудования РЗА, связи и АИИС КУЭ, ССПИ;
- Предварительное определение фундаментов и конструкций под устанавливаемое первичное электрооборудование;
- Предложения по возможным производителям электрооборудования;
- Согласование основных решений перед разработкой рабочей документации.

5.1.1. Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

Существующая ПС 35 кВ Водозабор предназначена для осуществления приема электроэнергии по ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор, преобразования и распределения электрической энергии по линиям 6, 10 кВ в распределительную сеть прилегающего энергорайона. В рамках ранее выполненных проектных работ в ближайшее время будет выполнено строительство дополнительной ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор с заходом на ПС 35 кВ Водозабор кабельной вставкой 35 кВ (рабочая документация шифр 930-11-10/16 «ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор (строительство)», выполненная в 2018 г. АО «ДРСК», филиал «Амурские электрические сети»).

В качестве источников электроснабжения ПС 35 кВ Водозабор выступают существующая ПС 110 кВ Западная и существующая ПС 110 кВ Игнатьево, после окончания строительства ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор.

В составе реконструкции ПС 35 кВ Водозабор, согласно техническому заданию, замене подлежит следующее оборудование:

<u>В части оборудования 35 кВ:</u>

- Силовой трансформатор ТМН-4000/35/10 кВ – 1 шт.;
- Силовой трансформатор ТМ-4000/35/6 кВ – 1 шт.;
- Блок выключателя 35 кВ – 2 шт. в составе:
  - Металлоконструкция блока – 1 шт.;
  - Масляный баковый выключатель 35 кВ – 1 шт.;
  - Трансформатор тока 35 кВ – 2 шт.;
  - Разъединитель 35 кВ – 2 шт.;
- Блок ОПН 35 кВ – 1 шт. в составе:
  - Металлоконструкция блока – 1 шт.;
  - Ограничитель перенапряжений 35 кВ - 3 шт.;
- Блок ТН 35 кВ – 1 шт. в составе:
  - Металлоконструкция блока – 1 шт.;
  - Трансформатор напряжения 35 кВ – 1 шт.;
  - Разъединитель 35 кВ – 2 шт.;
- Линейные порталы 35 кВ - 1 шт.;
- Шинные порталы 35 кВ - 2 шт.;
- Гибкая ошиновка 35 кВ, включая изоляторы;
- Контур заземления ОРУ 35 кВ.

<u>В части оборудования 10 кВ, 6 кВ:</u>

- Силовой трансформатор ТМН-4000/10/6 кВ – 1 шт.;
- Трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ - 1 шт.;
- Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ - 1 шт.;
- Ячейки РУ 10 кВ - 19 шт.;
- Ячейки РУ 6 кВ – 13 шт.;
- Кабельные связи ОРУ-ЗРУ 10 кВ, 6 кВ;
- Кабельные ж/б лотки.

5.1.1.2. Краткая характеристика существующего оборудования 35 кВ

Существующие силовые трансформаторы Т-1 (ТМН-4000/35/10 кВ), Т-2 (ТМ-4000/35/6 кВ) расположены на площадке ОРУ 35 кВ и установлены на полузаглубленных ж/б фундаментных основаниях. Маслосборники выполнены совмещенными с маслоприемниками, отдельных маслосборных емкостей не предусмотрено. Вводы 35 кВ выполнены гибкой ошиновкой, выводы 10 кВ, 6 кВ также выполнены гибкой ошиновкой до блоков кабельных муфт 10 кВ, 6 кВ, установленнных в непосредственной близости от трансформаторов. Трансформаторы масляные с естественной циркуляцией масла. Трансформатор Т-1 с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН), трансформатор Т-2 – с устройством переключения ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ).

Существующие блоки 35 кВ масляных выключателей С-35М установлены на 4 вертикальных заглубленных ж/б стойках на общей с разъединителями РНДЗ-1(2)б-35-1000У1 и трансформаторами тока ТФЗМ-35М металлоконструкции.

Существующий блок 35 кВ ограничителей перенапряжения ОПНп-35-600/40,5-10-III УХЛ1 установлен на 1 вертикальной заглубленной ж/б стойке.

Существующий блок 35 кВ трансформатора напряжения НАМИ-35УХЛ1 установлен на горизонтально уложенных лежнях ЛЖ-28 на общей с разъединителем РНДЗ-2б-35-630У1 металлоконструкции. При реконструкции на 1 этапе выполняется перемонтаж блока с его установкой по главной разбивочной оси ОРУ 35 кВ.

Ошиновка ОРУ 35 кВ выполнена гибкими неизолированными проводами на изолирующих подвесках из 5-7 стеклянных изоляторов ПС-70. Ошиновка оборудования 35 кВ в пределах блоков выключателей выполнена жесткими алюминиевыми шинами.

Кабельные линии в пределах ОРУ 35 кВ проложены в надземных ж/б лотках шириной 0,5 и 1,0 м.

Стальные решетчатые линейные и шинные порталы ОРУ 35 кВ установлены на полузаглубленных ж/б основаниях. Шинные порталы оборудованы стойками молниеотводов.

Существующая концевая опора ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор выполнена одностоечной на ж/б центрифугированной стойке типа СК-22.

5.1.1.3. Краткая характеристика существующего оборудования 10 кВ, 6 кВ

Существующий силовой трансформатор Т-3 (ТМ-4000/10/6 кВ) расположен на площадке ОРУ 35 кВ и установлен на полузаглубленном ж/б фундаментном основаниии. Маслосборник выполнен совмещенным с маслоприемником, отдельной маслосборной емкости не предусмотрено. Вводы 10 кВ, 6 кВ выполнены гибкой ошиновкой до блоков кабельных муфт 10 кВ, 6 кВ, установленнных в непосредственной близости от трансформатора. Трансформатор масляный с естественной циркуляцией масла с устройством переключения ответвлений обмоток без возбуждения (ПБВ).

Оборудование РУ 10 кВ, 6 кВ установлено в помещении ЗРУ, совмещенном в одном здании с помещением ОПУ.

Существующие трансформаторы собственных нужд ТСН 10 кВ, 6 кВ (ТМ-100/10У1, ТМ-100/6) установлены в здании ОПУ/ЗРУ в отдельных помещениях.

Тип ячеек РУ 10 кВ, 6 кВ – КРУ-2-10Э XII с выкатными элементами, кабельными вводами и выводами.

Тип установленных выключателей 10 кВ, 6 кВ – вакуумные выключатели типа BB/TEL-10-20/1000.

Тип установленных трансформаторов напряжения 10 кВ, 6 кВ – масляные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10-95УХЛ2, НАМИ-6.

Тип установленных трансформаторов тока 10 кВ, 6 кВ – литые трансформаторы тока типа ТПЛ-10, ТЛМ-10-1-У3.

Тип установленных разрядников 10 кВ, 6 кВ – разрядники вентильные типа РВС-10, РВС-6.

5.1.1.4. Описание этапов реконструкции ПС

Реконструкцию ПС 35 кВ Водозабор предполагается выполнять поэтапно в следующей последовательности:

1 этап (оборудование 35 кВ):

- Демонтаж существующей гибкой ошиновки ОПН 35 кВ и ТН 35 кВ, гибкой ошиновки линейного портала 35 кВ;

- Демонтаж существующего линейного портала 35 кВ;
- Демонтаж существующего блока ОПН 35 кВ;
- Демонтаж существующих кабельных трасс в пределах реконструируемого оборудования;
- Монтаж проектируемого контура заземления ОРУ в пределах реконструируемого оборудования;
- Перемонтаж (перенос) существующего блока ТН 35 кВ на место демонтированного блока ОПН 35 кВ;
- Установка проектируемого линейного портала ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор;
- Демонтаж существующего кабеля ВОЛС на участке от опоры ВЛ 35 кВ до здания ЗРУ;
- Демонтаж существующей ж/б стойки опоры кабеля ВОЛС;
- Монтаж существующей ж/б стойки опоры кабеля ВОЛС за пределами участка производства работ по реконструкции ОРУ 35 кВ;
- Монтаж кабеля ВОЛС на участке от опоры ВЛ 35 кВ до здания ЗРУ с промежуточной подвеской на смонтированном линейном портале ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор;
- Установка проектируемого блока ячейки линии ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор в составе оборудования: разъединитель-выключатель-разъединитель (блок РВР);
- Установка проектируемого блока ограничителей перенапряжений и шинных опор линии ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор в составе оборудования: ограничитель перенапряжений-шинные опоры (блок ОпШо);
- Установка проектируемого блока ячейки линии ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор в составе оборудования: разъединитель-выключатель-разъединитель (блок РВР);
- Установка проектируемого блока ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт линии ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор в составе оборудования: ограничитель перенапряжений-шинная опора-кабельная муфта (блок ОпШоКм);
- Монтаж гибкой ошиновки 35 кВ смонтированного оборудования;
- Прокладка проектируемых кабельных трасс в пределах реконструируемого оборудования;

1 этап (оборудование 10 кВ, 6 кВ):

- Демонтаж существующих ячеек РУ 10 кВ №№ 6,7,8,9,10 – 5 шт. (ячейки №6,№7 – повторный монтаж);
- Монтаж демонтированных ячеек РУ 10 кВ №№ 6,7 – 2 шт. по краям ряда существующих ячеек с присвоением номеров №1А и №14А;
- Монтаж проектируемых ячеек РУ 10 кВ №№ 6,7,8,8А,9,10 – 6 шт. с устройством секционирования шин 10 кВ.

2 этап (оборудование 35 кВ):

- Демонтаж существующей гибкой ошиновки блоков выключателей 35 кВ присоединений Т-1, Т-2, гибкой ошиновки ТН 35 кВ, гибкой ошиновки шинного моста 35 кВ;
- Демонтаж существующих шинных порталов 35 кВ;
- Демонтаж существующих блоков выключателей 35 кВ присоединений Т-1, Т-2;
- Демонтаж существующего блока ТН 35 кВ;
- Демонтаж существующих кабельных трасс в пределах реконструируемого оборудования;
- Монтаж проектируемого контура заземления ОРУ в пределах реконструируемого оборудования;
- Монтаж проектируемого отдельностоящего молниеотвода;

- Установка проектируемого блока ячейки трансформаторного выключателя 35 кВ присоединения Т-1 в составе оборудования: разъединитель-выключатель-разъединитель (блок РВР);
- Установка проектируемого блока ограничителей перенапряжений и шинных опор 35 кВ присоединения Т-1 в составе оборудования: ограничитель перенапряжений-шинные опоры (блок ОпШо);
- Установка проектируемого блока ячейки трансформаторного выключателя 35 кВ присоединения Т-2 в составе оборудования: разъединитель-выключатель-разъединитель (блок РВР);
- Установка проектируемого блока ограничителей перенапряжений и шинных опор 35 кВ присоединения Т-2 в составе оборудования: ограничитель перенапряжений-шинные опоры (блок ОпШо);
- Установка проектируемого блока секционного выключателя 35 кВ в составе оборудования: разъединитель-выключатель-разъединитель (блок РВР);
- Установка проектируемого блока трансформатора напряжения 1 СШ 35 кВ в составе оборудования: разъединитель-шинные опоры-предохранитель-трансформатор напряжения (блок РШоПТн);
- Установка проектируемого блока трансформатора напряжения 2 СШ 35 кВ в составе оборудования: разъединитель-шинные опоры-предохранитель-трансформатор напряжения (блок РШоПТн);
- Монтаж жесткой ошиновки 35 кВ смонтированного оборудования;
- Установка временного проектируемого блока шинных опор 35 кВ присоединения Т-1 в составе оборудования: шинные опоры (блок Шо);
- Монтаж гибкой ошиновки 35 кВ от блоков выключателей до трансформаторов Т-1, Т-2;
- Прокладка проектируемых кабельных трасс в пределах реконструируемого оборудования.

2 этап (оборудование 10 кВ, 6 кВ):

- Замена существующих ТСН 10/0,4 кВ, ТСН 6/0,4 кВ.

3 этап (оборудование 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ):

- Демонтаж существующей гибкой ошиновки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-3;
- Демонтаж существующих блоков кабельных муфт 10 кВ, 6 кВ;
- Демонтаж существующих кабельных трасс в пределах реконструируемого оборудования;
- Монтаж проектируемого контура заземления ОРУ в пределах реконструируемого оборудования;
- Демонтаж существующего трансформатора Т-1;
- Откопка и демонтаж маслоприемника и фундамента трансформатора Т-1;
- Демонтаж существующего трансформатора Т-2;
- Откопка и демонтаж маслоприемника и фундамента трансформатора Т-2;
- Демонтаж существующего трансформатора Т-3;
- Откопка и демонтаж маслоприемника и фундамента трансформатора Т-3;
- Рытье котлована и монтаж маслоприемника и фундамента проектируемого трансформатора Т-2;
- Монтаж проектируемого трансформатора Т-2;
- Рытье котлована и монтаж маслоприемника и фундамента проектируемого трансформатора Т-1;
- Монтаж проектируемого трансформатора Т-1;
- Рытье котлована и монтаж маслосборника;
- Монтаж подземных маслопроводов;
- Монтаж гибкой ошиновки 35 кВ смонтированного оборудования;
- Установка проектируемого блока кабельных муфт, ограничителей перенапряжений и шинных опор 10 кВ, 6 кВ присоединения Т-2 в составе оборудования: кабельные муфты-шинные опоры-ограничители перенапряжений (блок КмШоОп);

- Установка проектируемого блока кабельных муфт, ограничителей перенапряжений и шинных опор 10 кВ, 6 кВ присоединения Т-1 в составе оборудования: кабельные муфты-шинные опоры-ограничители перенапряжений (блок КмШоОп);
- Монтаж гибкой ошиновки 10 кВ, 6 кВ смонтированного оборудования;
- Прокладка проектируемых кабельных трасс в пределах реконструируемого оборудования;
- Монтаж кабельных муфт 10 кВ, 6 кВ трансформаторов Т-1, Т-2;
- Демонтаж существующего ограждения ОРУ 35 кВ;
- Монтаж проектируемого ограждения ОРУ 35 кВ.

3 этап (оборудование 10 кВ, 6 кВ):

- Демонтаж существующих ячеек РУ 10 кВ №№ 1А,1,2,3,4,5,11,12,13,14,14А – 11 шт.;
- Монтаж проектируемых ячеек РУ 10 кВ №№ 1,1А,2,3,4,5А,11,12,13,14,15,16 – 13 шт.;
- Демонтаж существующих ячеек РУ 6 кВ №№ 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13 – 13 шт.;
- Монтаж проектируемых ячеек РУ 6 кВ №№ 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13 – 13 шт.;

Приведенная последовательность выполнения работ носит рекомендательный характер и подлежит уточнению эксплуатирующей организацией с учетом всех оперативных факторов и текущего состояния схемы

5.1.1.5. Краткая характеристика проектируемого оборудования 35 кВ

В соответствии с техническим заданием на проектирование и письмом согласования компоновки КТПБ 35 кВ установку проектируемого оборудования ОРУ 35 кВ предлагается выполнить на металлоконструкциях производства ООО «ВостокЭнерго», г. Находка, с применением классической компоновки оборудования ОРУ из модулей на основе отдельностоящих блоков и жесткой ошиновки. Габаритные и присоединительные размеры оборудования определяются при проектировании после согласования заводов-изготовителей. Настоящим проектом предлагается установка оборудования следующих производителей:

- Блок ячейки линии 35 кВ (блок РВР) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1 с встроенными трансформаторами тока ВГТ-УЭТМ (по 4 шт. на каждую фазу выключателя), производства ООО «Эльмаш» (УЭТМ), г. Екатеринбург;
  - Разъединители напряжением 35 кВ типа РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1, РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1 (с ручными приводами главных и заземляющих ножей) производства ЗАО «ГК Электрощит ТМ Самара», г. Самара;
- Блок ячейки секционного выключателя 35 кВ (блок РВР(СВ)) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1 с встроенными трансформаторами тока ВГТ-УЭТМ (по 4 шт. на каждую фазу выключателя), производства ООО «Эльмаш» (УЭТМ), г. Екатеринбург;
  - Разъединители напряжением 35 кВ типа РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 (с ручными приводами главных и заземляющих ножей) производства ЗАО «ГК Электрощит ТМ Самара», г. Самара;
- Блок ячейки трансформаторного выключателя 35 кВ (блок РВР) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:

- Выключатели баковые элегазовые типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1 с встроенными трансформаторами тока ВГТ-УЭТМ (по 4 шт. на каждую фазу выключателя), производства ООО «Эльмаш» (УЭТМ), г. Екатеринбург;
- Разъединители напряжением 35 кВ типа РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1, РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1 (с ручными приводами главных и заземляющих ножей) производства ЗАО «ГК Электрощит ТМ Самара», г. Самара;

- Блок трансформатора напряжения 35 кВ (блок РШоПТн) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Разъединители напряжением 35 кВ типа РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 (с ручными приводами главных и заземляющих ножей) производства ЗАО «ГК Электрощит ТМ Самара», г. Самара;
  - Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (80х6 мм);
  - Предохранитель 35 кВ ПКН-001-35 У1 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара.
  - Антирезонансные герметичные трансформаторы напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1 ОАО «Раменский электротехнический завод Энергия» г. Раменское;
- Блок ограничителей перенапряжений и шинных опор 35 кВ (блок ОпШо) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Ограничители перенапряжения 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-IIIУХЛ1 с полимерной изоляцией производства АО «Полимер-Аппарат»;
  - Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (80х6 мм);
- Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 35 кВ (блок ОпШоКм) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Ограничители перенапряжения 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-IIIУХЛ1 с полимерной изоляцией производства АО «Полимер-Аппарат»;
  - Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (80х6 мм);
  - Кабельная муфта 35 кВ 1ПКНТ-35-70/120(Б) для оконцевания одножильных кабелей АПвПу2г 1х120/25-35 с изоляцией из сшитого полиэтилена в комплекте болтовыми наконечниками;
- Блок временных шинных опор 35 кВ (блок Шо) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (80х6 мм);
- Комплект жесткой ошиновки 35 кВ из трубчатых шин по схеме 35-9 на номинальный ток 1000А в комплекте с шинодержателями;
- Линейный портал 35 кВ по серии 3.407.2-162 типа ПС-35Я2С с тросостойкой и молниеотводом;
- Стальной отдельностоящий молниеотвод высотой 16 м.

Установка проектируемого оборудования 35 кВ выполняется на блочные металлоконструкции заводского изготовления с оцинкованным покрытием. Установка блоков оборудования выполняется на горизонтально уложенные лежневые фундаменты. Установка площадок обслуживания оборудования не предусматривается.

Проектируемые баковые элегазовые выключатели наружной установки типа ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1 представляют собой трехполюсные коммутационные аппараты с баком заполненным элегазом и оборудо-

ваны электромагнитным приводом ПЭМ. Выключатели оборудованы встроенными в вводы с фарфоровой изоляцией трансформаторами тока и дугогасительными устройствами содержащими неподвижные и подвижные контакты, расположенные под углом 120° на трехлучевой изоляционной траверсе, установленной на центральном поворотном валу бака выключателя. Выключатели устанавливаются на общей с разъединителями металлоконструкции.

Проектируемые разъединители наружной установки типа РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1, РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1, представляют собой трехполюсные двухколонковые аппараты на общей раме и предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрической цепи, создания видимого разрыва цепи, а также заземления отключенных участков при помощи встроенных заземлителей. Разъединители устанавливаются на общей с выключателями металлоконструкции.

Разъединители с двумя заземляющими ножами типа РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 оборудованы опорными колонками с фарфоровой изоляцией с одной поворотной колонкой главных ножей. Привод главных и заземляющих ножей – ручной, тип привода ПР-20.

Разъединители с одним заземляющим ножом типа РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 также оборудованы опорными колонками с фарфоровой изоляцией с одной поворотной колонкой главных ножей. Привод главных и заземляющих ножей – ручной, тип привода ПР-12.

Проектируемые трехфазные антирезонансные масляные трансформаторы напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 представляют собой трехполюсные баковые аппараты с маслорасширителем и предназначены для передачи сигналов измерительной информации к приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления. Трансформаторы устанавливаются на общей с предохранителями ПКН-001-35 У1 металлоконструкции. Установка трансформаторов напряжения выполняется на высоте менее 2,5 метров от уровня планировки ОРУ с использованием сетчатого ограждения.

В соответствии с техническим заданием на проектирование к установке приняты трехфазные, трехобмоточные силовые трансформаторы типа ТДТН-10000/35-УХЛ1 на номинальную мощность 10000 кВА, номинальное напряжение ВН/СН/НН 35/10/6 кВ, с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) со стороны ВН с диапазоном регулирования ±8х1,5%, и переключением ответвлений без возбуждения (ПБВ) со стороны СН и НН с диапазоном регулирования ±2х2,5%. Схемы и группы соединения обмоток Ун/Д-Д-11-11.

В соответствии с п. 16.32 СТО 56947007-29.240.10.248-2017 (НТП ПС) строительную часть под силовые трансформаторы следует предусматривать с учетом возможности замены трансформатора на следующую ступень по шкале мощности. Расчет фундаментов трансформаторов и параметров оборудования системы маслоотведения выполняется для трансформатора типа ТДТН-16000/35-УХЛ1 и представлен в Приложении Г.

Установка силовых трансформаторов выполняется без использования штатных кареток на фундаменты из ж/б плит по серии 13362тм «Фундаменты для установки трансформаторов напряжением 35-500 кВ без кареток (катков) и рельс», с устройством уклона 1-1,5% в сторону расширительного бака.

Линейный портал 35 кВ принят решетчатым стальным двухстоечным по серии 3.407.2-162 типа ПС-35Я2С. Для защиты порталов от атмосферного воздействия и агрессивных сред в заводских условиях производится горячее цинкование всех металлических конструкций. Портал комплектуется тросостойкой и молниеотводом, устанавливаемым на стойке портала, расположенной со стороны главной разбивочной оси ОРУ. Также на стойке портала с молниеотводом предусматривается установка осветительной установки.

Блоки шинных опор, ОПН и кабельных муфт 35 кВ приняты двухстоечной конструкции с креплением на горизонтально уложенные лежневые фундаменты. Блоки шинных опор 35 кВ ошиновки силовых трансформаторов дополнительно оборудуются осветительными установками.

Конструкция осветительных установок обеспечивает обслуживание светильников с земли, без необходимости подъема на конструкции порталов и блоков опорных изоляторов.

Гибкая ошиновка 35 кВ от концевой опоры ВЛ до блока приемных шинных опор и ошиновка силовых трансформаторов на стороне ВН выполняется одним неизолированным проводом АС120/19. Крепление проводов ошиновки выполняется при помощи одноцепных изолирующих подвесок, состоящих из гирлянд стеклянных изоляторов типа ПС70Е. В соответствии с п. 4.2.135 ПУЭ-7 количество изоляторов в каждой подвеске принято 6 шт.

Ошиновка оборудования в пределах оборудования блоков 35 кВ выполняется алюминиевыми шинами 80х6 мм комплектной заводской поставки.

Жесткая ошиновка ОРУ 35 кВ выполняется из круглых алюминиевых труб диаметром 80 мм с толщиной стенки 3 мм. В комплект поставки жесткой ошиновки входят шины, шинодержатели, демпфирующие элементы, заглушки и средства цветового обозначения фаз.

Гибкая ошиновка 10 кВ, 6 кВ от выводов СН и НН силовых трансформаторов до блоков кабельных муфт выполняется одним неизолированным проводом АС-240/32.

5.1.1.6. Краткая характеристика проектируемого оборудования 10 кВ, 6 кВ

В распределительных устройствах 10 кВ, 6 кВ применены ячейки К 129 с выкатными элементами производства Мосэлектрощит. Выключатели 10 кВ, 6 кВ применены с электромагнитными приводами типа BB/TEL производства ЗАО «ГК «Таврида Электрик». Ячейки комплектуются трансформаторами тока типа ТЛП-10, ТЛП-6 и антирезонансными трансформаторами напряжения типа НАЛИ-10, НАЛИ-6.

Проектом предусматривается замена существующих трансформаторов собственных нужд на масляные герметичные типа ТМГ-160/10/0,4 УХЛ1 и ТМГ-160/6/0,4 УХЛ1 со схемой соединения обмоток D/Yн-11 производства ЗАО «Группа Компаний «Электрощит» - «ТМ Самара» г. Самара. Трансформаторы собственных нужд устанавливаются в помещениях здания ОПУ-ЗРУ.

Настоящим проектом предлагается установка оборудования следующих производителей:

- Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 10 кВ (блок ОпШоКм) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Ограничители перенапряжения 10 кВ ОПНп-10/680/12-10-IV УХЛ1 с полимерной изоляцией производства АО «Полимер-Аппарат»;
  - Изолятор опорный полимерный 20 кВ ОТПК 20-20-Б-2 УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (100х10 мм);
  - Кабельная муфта 10 кВ 1ПКНТп-10-150/240(Б)нг-LS для оконцевания одножильных кабелей ПвВнг(А)-LS 1х240/25-10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена в комплекте болтовыми наконечниками;
- Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 6 кВ (блок ОпШоКм) (ООО «ВостокЭнерго», г. Находка) со следующим оборудованием:
  - Ограничители перенапряжения 6 кВ ОПНп-10/680/7,2-10-IV УХЛ1 с полимерной изоляцией производства АО «Полимер-Аппарат»;
  - Изолятор опорный полимерный 20 кВ ОТПК 20-20-Б-2 УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жёсткой ошиновки (100х10 мм);

- Кабельная муфта 10 кВ 1ПКНТп-10-150/240(Б)нг-LS для оконцевания одножильных кабелей ПвВнг(А)-LS 1х240/25-10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена в комплекте болтовыми наконечниками.

Кабельные связи между ОРУ 35 кВ и силовыми трансформаторами Т-1, Т-2 выполняется одножильными медными силовыми кабелями на номинальное напряжение 10 кВ. Марка принятого кабеля – ПвВнг(А)-LS, кабель силовой одножильный с изоляцией из пероксидносшиваемого полиэтилена с оболочкой из ПВХ пластиката пониженной пожароопасности. Тип жил - уплотненные многопроволочные токопроводящие медные жилы. Экран по жиле из экструдируемой электропроводящей пероксидосшиваемой полиэтиленовой композиции. Экран из медных проволок, скрепленных медной лентой. Экран по изоляции из экструдируемой электропроводящей пероксидосшиваемой полиэтиленовой композиции. Сечение токопроводящих жил – 240 мм², сечение экрана – 25 мм². Минимальный радиус изгиба кабелей при прокладке и монтаже принят не менее 15 диаметров кабеля и составляет для принятых кабелей 0,6 м.

Прокладка кабелей в пределах площадки ОРУ выполняется в наземных железобетонных лотках шириной 0,5 м по серии 4.407-268 «Узлы и конструкции кабельных трасс подстанций» в соответствии с типовым проектом 5728тм «Указания по проектированию кабельного хозяйства на подстанциях 35 - 500 кВ».

5.1.1.7. Комплект поставки проектируемого оборудования

Комплект поставки проектируемого оборудования заводской поставки представлен таблицах 1-3. Состав блоков, технические характеристики и требования к оборудованию приведены в сборниках опросных листов и технических требований на поставку оборудования (Тома 1.2 – 1.4, шифры 3041-167-СОЛ1, 3041-167-СОЛ, 3041-167-СОЛ3).

Таблица 1. Комплект поставки оборудования на 1 этапе реконструкции

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка, обозначение	Ед. изм.	Количество	Примечание
	Оборудование 35 кВ				
1	Блок ячейки линии 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	РВР	шт.	2	Оборудование закуплено
2	Блок ограничителей перенапряжений и шинных опор 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	ОпШо	шт.	1	
3	Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	ОпШоКм	шт.	1	
4	Линейный портал 35 кВ по серии 3.407.2-162	ПС-35Я2С	шт.	1	
	Оборудование 10 кВ				
5	Ячейка секционного выключателя 10 кВ	К129-СВ	шт.	1	Оборудование закуплено
6	Ячейка секционного разъединителя 10 кВ	К129-СР	шт.	1	Оборудование закуплено
7	Ячейка трансформатора напряжения 10 кВ	К129-ТН	шт.	2	Оборудование закуплено
8	Ячейка вводного выключателя 10 кВ	К129-ВВ	шт.	2	Оборудование закуплено

Таблица 2. Комплект поставки оборудования на 2 этапе реконструкции

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка, обозначение	Ед. изм.	Коли-че-ство	Примечание
	Оборудование 35 кВ				
1	Блок ячейки секционного выключателя 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	РВР	шт.	1	
2	Блок ячейки трансформаторного выключателя 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	РВР	шт.	2	
3	Блок трансформатора напряжения 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	РШоПТн	шт.	2	
4	Блок ограничителей перенапряжений и шинных опор 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	ОпШо	шт.	2	
5	Блок временных шинных опор 35 кВ с металлоконструкцией для установки на лежневой фундамент	Шо	шт.	1	
6	Комплект жесткой ошиновки 35 кВ	ОЖ-35/1000	шт.	1	
7	Отдельностоящий молниеотвод	М-2	шт.	1	
	Оборудование 10 кВ				
8	Трансформатор собственных нужд	ТМГ-160/10/0,4 УХЛ1	шт.	1	
	Оборудование 6 кВ				
9	Трансформатор собственных нужд	ТМГ-160/6/0,4 УХЛ1	шт.	1	

Таблица 3. Комплект поставки оборудования на 3 этапе реконструкции

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка, обозначение	Ед. изм.	Коли-че-ство	Примечание
	Оборудование 35 кВ				
1	Силовой трансформатор	ТДТН-10000/35 УХЛ1	шт.	2	
2	Подземный маслосборник 40 м³	ЕП-40	шт.	1	
	Оборудование 10 кВ				
3	Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 10 кВ с металлоконструкцией для установки на поверхностный фундамент	ОпШоКм	шт.	2	
4	Ячейка отходящей линии 10 кВ	К129-ОЛ	шт.	12	
5	Ячейка отходящей линии 10 кВ (ТСН)	К129-ТСН	шт.	1	
	Оборудование 6 кВ				
6	Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 6 кВ с металлоконструкцией для установки на поверхностный фундамент	ОпШоКм	шт.	2	
7	Ячейка секционного выключателя 6 кВ	К129-СВ	шт.	1	
8	Ячейка секционного разъединителя 6 кВ	К129-СР	шт.	1	
9	Ячейка трансформатора напряжения 6 кВ	К129-ТН	шт.	2	
10	Ячейка вводного выключателя 6 кВ	К129-ВВ	шт.	2	
11	Ячейка отходящей линии 6 кВ	К129-ОЛ	шт.	6	
12	Ячейка отходящей линии 6 кВ (ТСН)	К129-ТСН	шт.	1	

5.1.2. Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения соответствия зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности и требованиям оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов

В настоящее время ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор выполнено по схеме блоков линия-трансформатор с выключателем и разъединителем в цепи трансформаторов, подключенных через шинный мост к одной питающей ВЛ 35 кВ.

В соответствии с техническим заданием на проектирование после предусматриваемой в проекте реконструкции ПС 35 кВ Водозабор ОРУ 35 кВ будет выполнено по схеме № 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» без разъединителей в цепях трансформаторов напряжения.

Распределительное устройство 10 кВ ПС 35 кВ Водозабор выполнено по схеме с одной несекционированной системой шин.

После предусматриваемой в проекте реконструкции ПС 35 кВ Водозабор РУ 10 кВ будет выполнено по схеме № 10-1 «Одна секционированная выключателем система шин».

Распределительное устройство 6 кВ ПС 35 кВ Водозабор выполнено по схеме № 6-1 «Одна секционированная выключателем система шин».

После предусматриваемой в проекте реконструкции ПС 35 кВ Водозабор РУ 6 кВ останется без изменений по схеме № 6-1 «Одна секционированная выключателем система шин».

Для обеспечения бесперебойного питания потребителей 6-10 кВ реконструируемой ПС 35 кВ Водозабор на время проведения работ предусматривается организация временного электроснабжения потребителей от ПС 110 кВ Западная по существующим ВЛ 10 кВ Фидер 1 (кольцо с Ф6 ПС Западная) и ВЛ 10 кВ Фидер 3 (кольцо с Ф22 ПС Западная).

Для экономии электроэнергии предусмотрено использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии, использование автоматического обогрева приводов выключателей, разъединителей и шкафов наружной установки, применение сталеалюминиевого провода на ОРУ, применение энергосберегающих светодиодных ламп.

Приборы учета используемых энергетических ресурсов учтены в томе 2.4.3, шифр 3041-167-ИОС.ССПИ «Подраздел 3. Система сбора и передачи информации».

Электрические принципиальные схемы ПС представлены на чертежах 3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ л.1 – л.4.

5.1.3. Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

По исходным данным предоставленным заказчиком суммарная мощность потребителей в максимальном летнем и максимальном зимнем режимах составляет:

- для РУ 10 кВ: 10 фидеров с потребляемой мощностью 1350 кВт/3490 кВт;
- для РУ 6 кВ: 6 фидеров с потребляемой мощностью 190 кВт/200 кВт;

В настоящее время на ПС 35 кВ Водозабор установлено два силовых трансформатора ТМН-4000/35/10 кВ и ТМ-4000/35/6 кВ с общей установленной мощностью 8 МВА и один трансформатор ТМ-4000/10/6 кВ с установленной мощностью 4 МВА. Также на ПС установлены два силовых трансформатора собственных нужд мощностью 100 кВА каждый.

После реконструкции на ПС 35 кВ Водозабор будет установлено два силовых трансформатора ТДТН-10000/35/10/6 кВ с общей установленной мощностью 20 МВА. Также на ПС будут установлены два силовых трансформатора собственных нужд мощностью 160 кВА каждый.

В соответствии с заданием на проектирование изменение схем распределения нагрузки на напряжениях 10 кВ и 6 кВ существующей ПС не предусматривается.

Результаты расчета электроэнергетических режимов представлены в Приложении В.

Сведения о количестве электроприемников собственных нужд на ПС, их установленной и расчетной мощности представлены в томе 2.4.9, шифр 3041-167-ИОС.СН «Подраздел 9. Система собственных нужд 0.4 кВ».

5.1.4. Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

Под надежностью электроснабжения понимается непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Оборудование, примененное при реконструкции ПС, отвечает следующим требованиям надежности:

- безотказности;
- долговечности;
- ремонтопригодности;
- сохраняемости;
- режимной управляемости;

- устойчивости;
- живучести;
- безопасности.

Надежность электроснабжения потребителей ПС обеспечивается:

- установкой двух силовых трансформаторов;
- секционированием распределительных устройств 35,10 и 6 кВ;
- применением современных элегазовых баковых выключателей 35 кВ;
- секционированием распределительных устройств собственных нужд переменного тока 0,4 кВ с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ;
- взаиморезервированием ответственных потребителей собственных нужд 0,4 кВ;
- применением силовых и контрольных кабелей, не распространяющих горение типа нг-LS;
- применением кабелей с пониженным дымовыделением типа нг-FRLS для противопожарной защиты и аварийного освещения;
- расположением кабельных лотков и прокладкой кабелей с учетом требований по электромагнитной совместимости;
- раздельной прокладкой силовых и контрольных кабелей;
- применением современных электротехнических и микропроцессорных устройств;
- применением современных средств связи.

Контроль качества электроэнергии подразумевает проверку выполнения требований ГОСТ 32144-2013.

Согласно ГОСТ 33073-2014 определяются правила оценки соответствия установленным требованиям ГОСТ 32144-2013 следующих показателей качества электрической энергии (ПКЭ):

- положительное и отрицательное отклонения напряжения;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;
- коэффициент n-й гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- отклонение частоты;
- кратковременная и длительная дозы фликера.

Показатели и нормы КЭ в точках передачи электроэнергии пользователям электрической сети установлены в ГОСТ 32144-2013. В соответствии с требованиями ГОСТ 32144-2013 эти точки передачи выбираются в качестве пунктов контроля КЭ.

Рекомендации по выбору пунктов контроля, изложенные в ГОСТ 33073-2014, используются при проведении контроля КЭ по выполнению условий договоров на поставку/передачу ЭЭ, сертификационных испытаний ЭЭ и инспекционного контроля за сертифицированной продукцией.

Мониторинг КЭ (одиночные, периодические и непрерывные обследования КЭ и наблюдения за ПКЭ) проводят по планам сетевых организаций и потребителей ЭЭ, при определении ТУ для технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети, допуске к эксплуатации энергопринимающих устройств искажающих потребителей, подготовке электрических сетей к сертификации ЭЭ, разработке мероприятий по улучшению КЭ и др.

Основная задача периодического мониторинга КЭ состоит в периодической оценке сетевой организацией состояния КЭ в электрических распределительных сетях и использовании результатов мониторинга

для принятия необходимых управляющих воздействий для поддержания необходимого уровня КЭ в точках передачи ЭЭ.

Непрерывный мониторинг КЭ организуют и проводят в целях непрерывного наблюдения за значениями ПКЭ в точках мониторинга для оценки и/или управления качеством ЭЭ. При этом поступление информации о значениях ПКЭ и их близости к установленным нормам КЭ, а также о других параметрах ЭЭ осуществляется непрерывно от автономных стационарных СИ или автоматизированной информационно-измерительной системы сбора, обработки и хранения информации об оценках ПКЭ, состоянии объектов и СИ, передачи результатов мониторинга установленным получателям.

Правовой базой обеспечения коммерческого учета качества электроэнергии в электросетях являются Гражданский кодекс РФ (ГК РФ), часть 2; ст. 18 Федерального закона о государственном регулировании в области обеспечения электромагнитной совместимости технических средств, ГОСТ 32144-2013.

5.1.5. Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

К электрическим нагрузкам ПС относятся собственные нужды ПС, что обуславливает первую, вторую и третью категории по надежности электроснабжения.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ электроприёмники 1-й категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Согласно п.1.2.20 ПУЭ электроприёмники 2-й категории в нормальном режиме обеспечиваются электроэнергией от двух независимых взаиморезервирующих источников питания, при нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания.

Согласно п.1.2.21 ПУЭ для электроприёмников 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания, при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, не превышает 1 суток.

Питание ПС в нормальном (рабочем) или аварийном режиме может осуществляется от ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор и, после окончания строительства, по проектируемой ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор.

Аварийными ситуациями на ПС являются повреждения силовых трансформаторов, высоковольтного оборудования, силовых кабелей и потеря питания собственных нужд 0,4 кВ.

В случае аварийного режима работы ПС настоящими проектными решениями предусматриваются следующие мероприятия:

- секционирование распределительных устройств 35,10 и 6 кВ;
- в случае выхода из строя одного из силовых трансформаторов Т-1 или Т-2, питание РУ 10 кВ, РУ 6 кВ осуществляется от оставшегося в работе силового трансформатора, при этом обеспечивается выдача мощности потребителям.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждением силовых трансформаторов Т-1, Т-2 и высоковольтного оборудования на ПС предусмотрено:

- установка нелинейных ограничителей перенапряжений 35,10 и 6 кВ;
- устройство молниезащиты;
- секционирование распределительных устройств 35,10 и 6 кВ;
- система удаления масла при аварии на силовых трансформаторах Т-1 и Т-2;

- мощность каждого из силовых трансформаторов является такой, чтобы при отключении одного из них на время ремонта или замены, оставшийся в работе с учётом допустимой перегрузки, обеспечивал питание потребителей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями силовых кабелей проектом предусматривается:

- отдельная прокладка взаиморезервируемых силовых кабелей и кабелей разного класса напряжения;
- применение кабелей с изоляцией, не распространяющей горение (нг-LS, нг- FRLS);
- применение огнезащитной терморасширяемой пасты на основе воднополимерной дисперсии с функциональными минеральными и органическими наполнителями для защиты кабелей.

Для предотвращения развития аварийных ситуаций, связанных с повреждениями собственных нужд 0,4 кВ проектом предусматривается:

- питание потребителей СН 0,4 кВ от I С.Ш. 0,4 и II С.Ш. 0,4 секций РУ 0,4 кВ раздельно с АВР;
- секционирование распределительного устройства 0,4 кВ.

5.1.6. Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

На основании технического задания на проектирование решений по компенсации реактивной мощности на шинах ПС не требуется.

Описание проектных решений по релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения представлены в соответствующих подразделах проектной документации.

5.1.7. Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

Для исключения нерационального расхода электрической энергии предусмотрены следующие мероприятия:

- применение сталеалюминиевого провода на ОРУ;
- использование современного оборудования с меньшим потреблением электрической энергии;
- использование автоматического обогрева приводов выключателей, разъединителей и шкафов наружной установки;
- применение силовых и контрольных кабелей с медными жилами для уменьшения потерь;
- применение энергосберегающих светодиодных светильников и прожекторов для освещения территории ОРУ.

5.1.8. Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов представлено в томе 2.4.3, шифр 3041-167-ИОС.ССПИ «Подраздел 3. Система сбора и передачи информации».

5.1.9. Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

На существующей ПС установлены следующие трансформаторные объекты:

- силовой трансформатор Т-1 типа ТМН-4000/35/10 мощностью 4 МВА;
- силовой трансформатор Т-2 типа ТМ-4000/35/6 мощностью 4 МВА;
- силовой трансформатор Т-3 типа ТМ-4000/10/6 мощностью 4 МВА;
- два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМ-100/10 У1 и ТМ-100/6 мощностью 100 кВА каждый.

После реконструкции на ПС будут установлены следующие трансформаторные объекты:

- силовой трансформатор Т-1 типа ТДТН-10000/35 УХЛ1 мощностью 10 МВА;
- силовой трансформатор Т-2 типа ТДТН-10000/35 УХЛ1 мощностью 10 МВА;
- два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМГ-160/10/0,4 УХЛ1 и ТМГ-160/6/0,4 УХЛ1 мощностью 160 кВА каждый.

5.1.10. Решения по организации масляного и ремонтного хозяйства - для объектов производственного назначения

Масляное хозяйство, состоящее из склада масла и мастерской с оборудованием для обработки и анализа масла, в соответствии с ПУЭ, 7-ое издание п. 4.2.198 предусматриваются на электростанциях, ПС 500 кВ и выше независимо от мощности установленных трансформаторов и ПС 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВА и более, поэтому на реконструируемой ПС 35 кВ масляное хозяйство отсутствует и настоящим проектом не разрабатывается.

Ремонтное хозяйство на ПС согласно задания на проектирование настоящими проектными решениями не предусматривается.

Расчет параметров оборудования системы маслоотведения представлен в Приложении Г.

5.1.11. Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Реконструируемая ПС находится в зоне со II степенью загрязнения атмосферы (СЗА), для которой внешняя наружная подвесная и опорная изоляция устанавливаемого оборудования принимается в исполнении с удельной длиной пути согласно ГОСТ 9920-89 – 2,25 см/кВ.

Существующее заземляющее устройство (ЗУ) ОРУ выполнено в виде сетки из продольных и поперечных заземлителей из полосовой стали сечением 30х4 мм, а также вертикальных заземлителей из круглой стали длиной 3-5 м, расположенных по внешнему контуру проектируемого ЗУ. Глубина заложения горизонтальных заземлителей 0,5-0,8 м.

Проектом предусматривается организация нового контура заземления. При этом существующий контур заземления не демонтируется и в местах пересечения с проектируемым контуром присоединяется к нему сваркой.

Проектируемое заземляющее устройство (ЗУ) ОРУ выполняется в виде сетки из продольных и поперечных заземлителей из полосовой стали сечением 40х5 мм, а также вертикальных заземлителей из круглой стали длиной 5 м, расположенных по внешнему контуру проектируемого ЗУ. Глубина заложения горизонтальных заземлителей 0,7 м.

При принятых в соответствии с ПУЭ конструкциях и технических решениях по реконструируемой ПС биологическая защита обслуживающего персонала от воздействия электрического поля, согласно СанПиН 2.2.1./2.1.1.1200-03 и ГОСТ 12.1.002-84, не требуется.

План заземления ОРУ представлен на чертеже 3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ л. 10.

Оборудование и изоляторы принимаются с длиной пути утечки не менее 2,25 см/кВ, в соответствии с ПУЭ изд. 7 гл. 1.9.

Защита существующего и вновь устанавливаемого силового оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений 35, 10 и 6 кВ.

В соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003 подстанция классифицируется как специальный объект с ограниченной опасностью.

Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется проектируемым молниеотводом высотой 15,85 м, устанавливаемом на стойке линейного портала ОРУ 35 кВ и отдельностоящим молниеотводом высотой 16 м, установленным между зданием ЗРУ и проектируемым маслосборником. Заземляющие выпуски молниеотводов присоединяются к проектируемому заземляющему устройству ОРУ.

Расчет зон молниезащиты произведен в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» СО 153-34.21.122-2003. Расчет зон молниезащиты проектируемых конструкций и оборудования от воздействия молний выполнен с надежностью 0,99.

План молниезащиты с результатами расчета представлен в графической части тома 3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ, лист 9.

5.1.12. Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

При выборе способа прокладки кабельных систем учитывались: удобство эксплуатации, кратчайшее расстояние до потребителей электроэнергии и надежность защиты кабелей в условиях эксплуатации комплекса строительства.

Проектом приняты решения по защите от распространения пожара при прохождении кабелей через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости.

Взаимнорезервируемые сети прокладываются в разных лотках или трубах. Если невозможно проложить взаимнорезервируемые кабели в разных лотках, то допускается совместная прокладка с использованием разделительной перегородки.

Всё осветительное электрооборудование, устанавливаемое на территории ПС, должно соответствовать условиям окружающей среды, требованиям пожарной безопасности и требованиям освещённости.

Осветительная арматура для светильников ПС изготавливается заводом-изготовителем и поставляется комплектно со светильниками.

Настоящим проектом принимается использование гибкой и жесткой ошиновки. Применение гибкой ошиновки используется на линейном портале и ошиновке силовых трансформаторов. Жесткая ошиновка используется для более компактного расположения оборудования на территории ОРУ 35 кВ.

Питание секций шин РУ 10 кВ и 6 кВ от силовых трансформаторов до вводных ячеек выполняется силовым кабелем 10 кВ в проектируемых кабельных лотках с переходом в ошиновку с использованием блоков кабельных муфт 10 кВ.

Гибкая ошиновка 35 кВ выполняются проводом АС-120/19, 10 кВ и 6 кВ – проводом АС-240/32.

5.1.13. Описание системы рабочего и аварийного освещения

Электрическое освещение ОРУ выполнено на основании требований СП 52.13330.2016 и раздела 6 ПУЭ (7-ое издание).

Для освещения территории ОРУ выполняется рабочее и дежурное освещение.

Электроосвещение выполняется от сети 400/230 В с системой заземления TN-S.

Наружное рабочее освещение территории и оборудования ОРУ осуществляется светодиодными уличными светильниками со световым потоком 3000 Лм (с матовым стеклом), кривой силы света типа Д, устанавливаемыми на осветительных установках ОУ-2. Установки ОУ-2 монтируются на конструкциях блоков шинных опор и линейном портале ОРУ. Конструкция ОУ-2 обеспечивает обслуживание светильников с земли, без необходимости подъема на конструкции порталов и блоков опорных изоляторов. Высота установки светильников – 5,5-6,0 м. Мощность светодиодных светильников составляет 256 Вт. В соответствии с п. 6.1.13 ПУЭ 7-ое издание для питания осветительных приборов наружного освещения ПС принято напряжение 230 В переменного тока.

Управление наружным освещением территории ОРУ осуществляется с помощью ящика управления освещением (ЯУО), который установлен в существующем здании ОПУ. Питание ящика управления рабочим и дежурным освещением предусматривается с панелей собственных нужд, управление из здания ОПУ.

Для внутреннего и наружного освещения применяются кабели с медными жилами типа ВВГнг(А)-LS.

5.1.14. Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)

Основными потребителями электроэнергии на ПС являются собственные нужды переменного тока 400/230 В.

Согласно п.1.2.19 ПУЭ питание потребителей собственных нужд (СН) ПС выполняется от двух независимых взаимно резервирующих источников питания ТСН-1 и ТСН-2 типа ТМГ-160/10/0,4 УХЛ1 и ТМГ-160/6/0,4 УХЛ1 мощностью 160 кВА каждый.

Описание источников электроэнергии собственных нужд ПС, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва представлены в томе 2.4.9, шифр 3041-167-ИОС.СН «Подраздел 9. Система собственных нужд 0.4 кВ».

Описание источников электроэнергии систем связи, сбора и передачи информации, охранно-пожарной сигнализации и видеонаблюдения представлены в соответствующих разделах проектной документации.

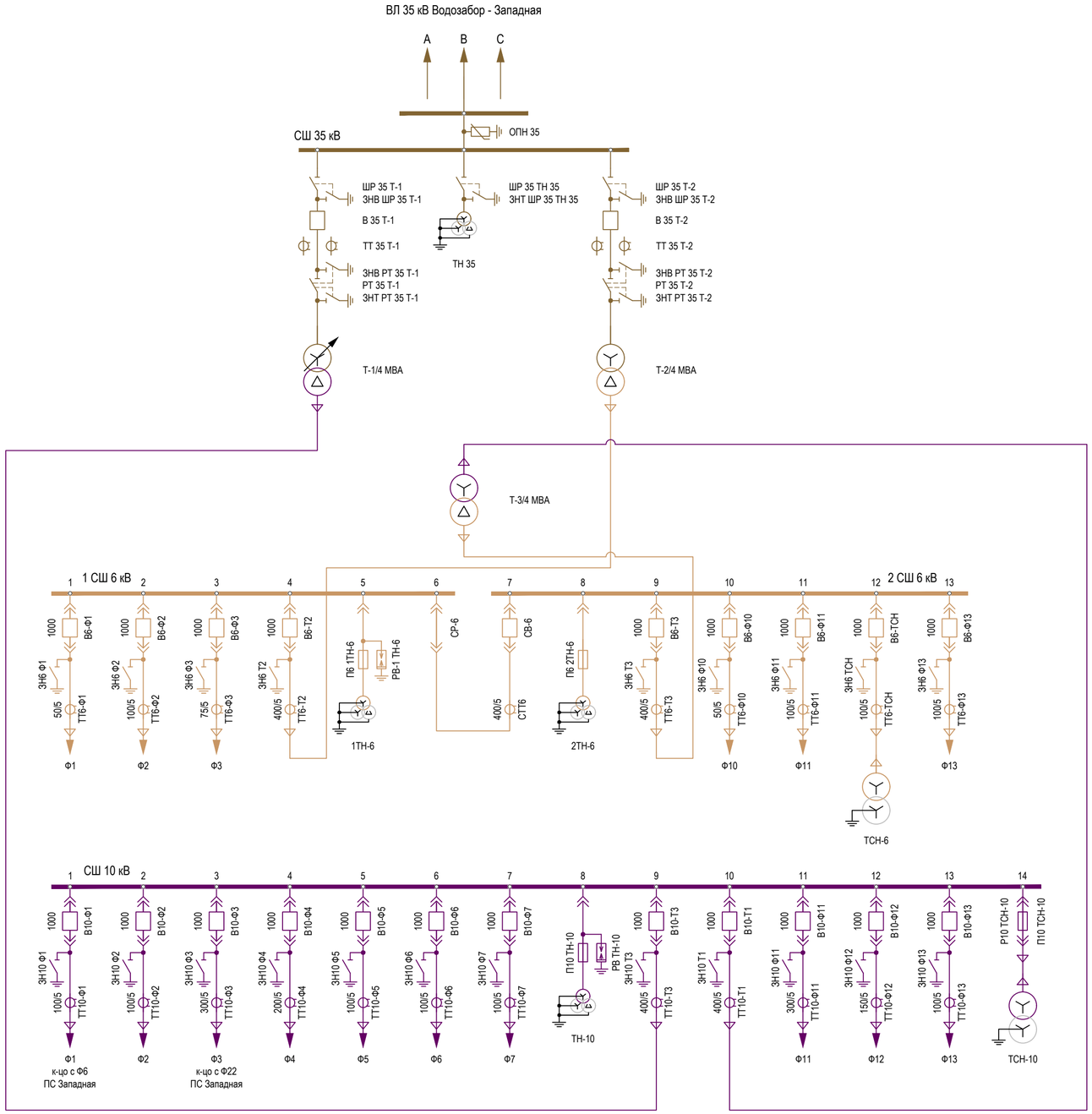
5.1.15. Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Для обеспечения резервирования электроприёмников 1-й и 2-й категорий на ПС предусматриваются следующие мероприятия:

- взаиморезервирование секций шин 35, 10 и 6 кВ;
- взаиморезервирование силовых трансформаторов Т-1 и Т-2;
- взаиморезервирование трансформаторов собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2;
- взаиморезервирование секций шин 400/230 В собственных нужд переменного тока ПС с применением автоматического ввода резерва (АВР) на секционном автоматическом выключателе 0,4 кВ.

5.1.16. Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование

На основании задания на проектирование описание перечня энергопринимающих устройств аварийной и технологической брони не требуется.



						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
						Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			03.21	Однолинейная схема электрических соединений существующей ПС 35 кВ Водозабор
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	1	

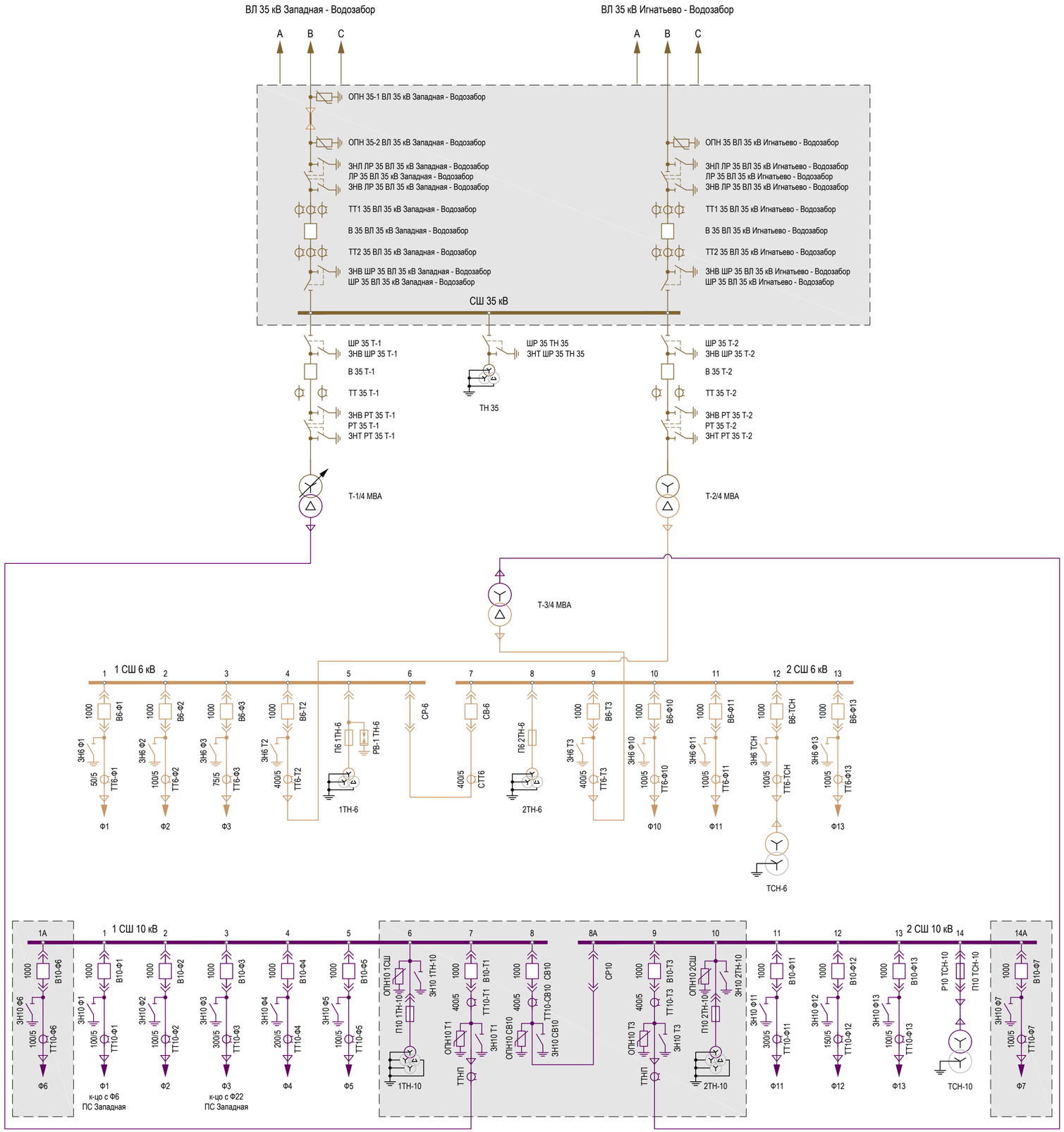
Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2



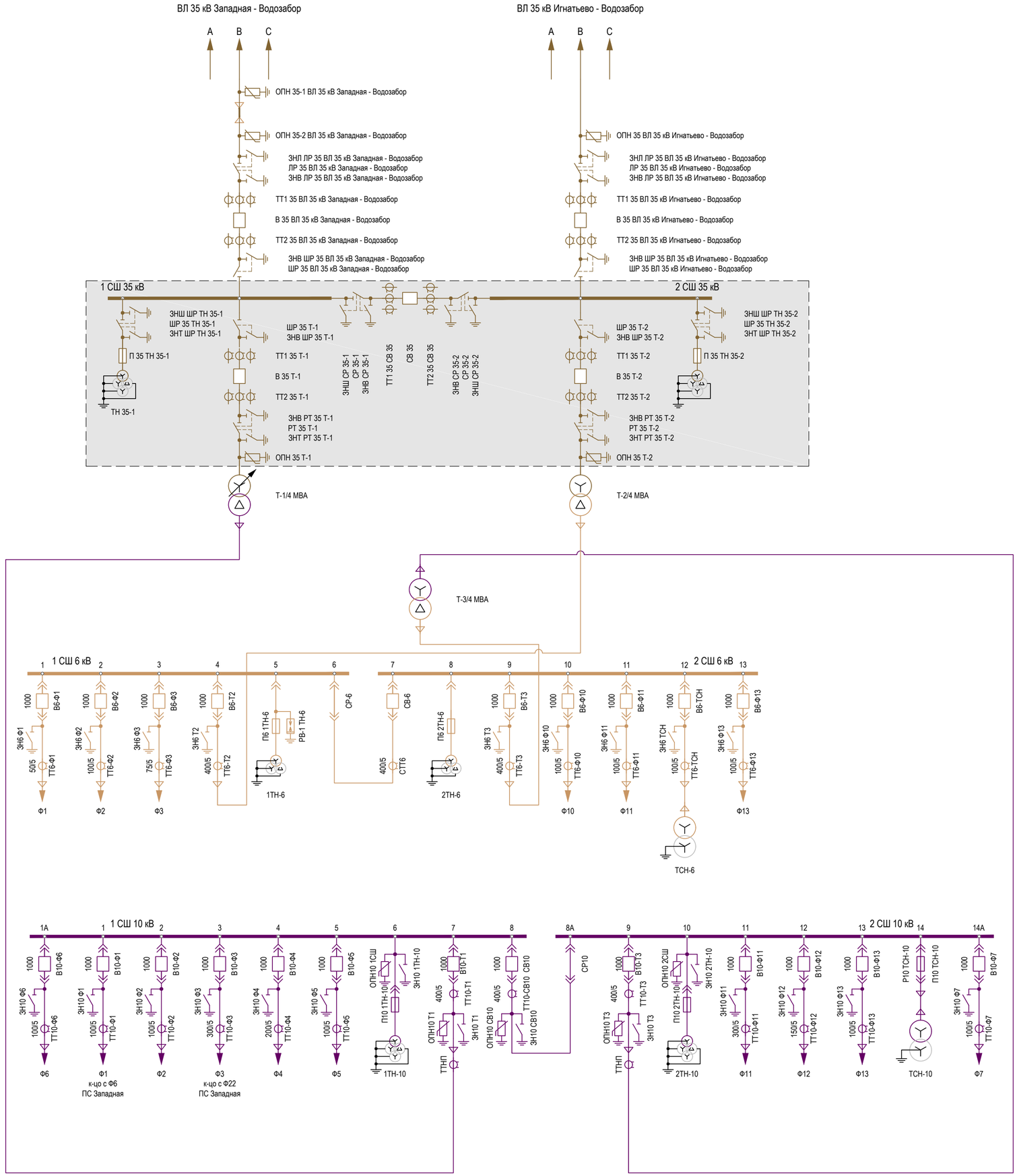
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
1	-	Зам.	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 2; Листов:
Проверил		Бучинский			03.21	Однолинейная схема электрических соединений ПС 35 кВ Водозабор на 1 этапе реконструкции	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

Формат А2



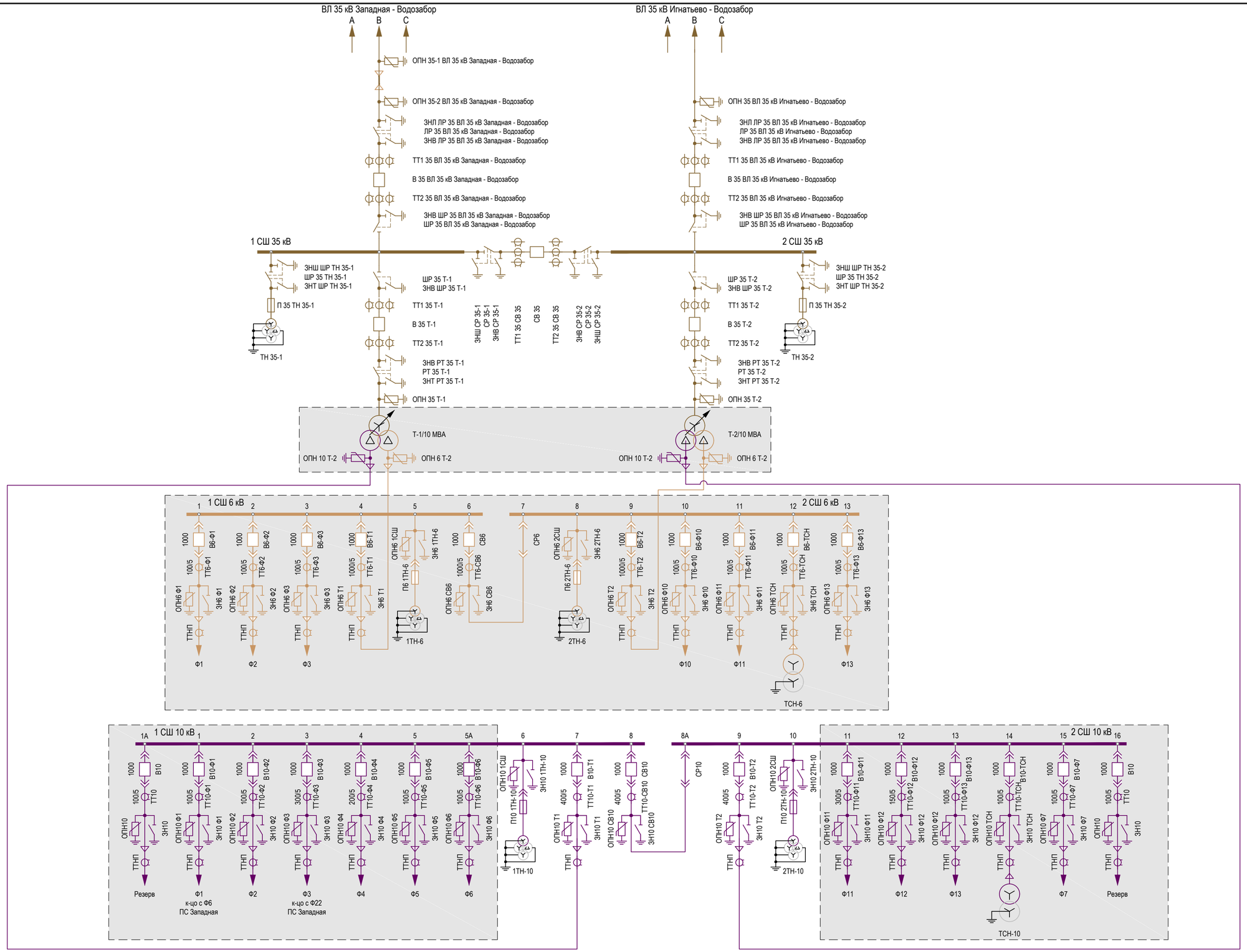
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
1	-	Зам.	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 3; Листов:
Проверил		Бучинский			03.21	Однолинейная схема электрических соединений ПС 35 кВ Водозабор на 2 этапе реконструкции	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

Формат А2



						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
1	-	Зам.	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			03.21	Однолинейная схема электрических соединений ПС 35 кВ Водозабор на 3 этапе реконструкции
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	4	

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2

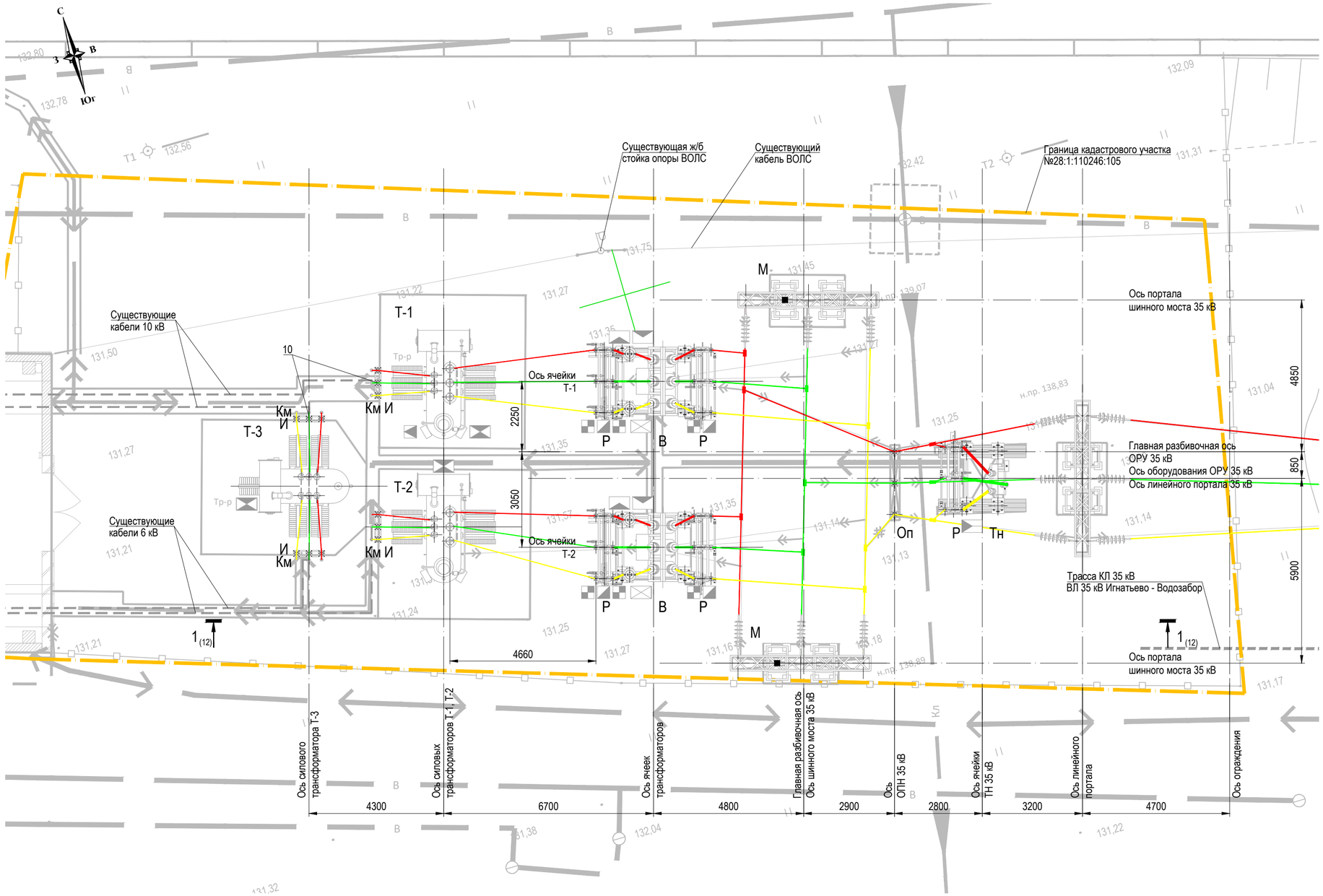


Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
В	Выключатель
Р	Разъединитель
Оп	Ограничитель перенапряжений
М	Молниеотвод
И	Изолятор опорный
Тн	Трансформатор напряжения
Тт	Трансформатор тока
Т-1, Т-2, Т-3	Силовые трансформаторы
◪	Ручной привод главных ножей разъединителя
◪	Ручной привод заземляющих ножей разъединителя
◉	Шкаф привода выключателя (ШУ)
◀	Шкаф РПН силового трансформатора
⋈	Шкаф зажимов выключателя (ШЗВ)
⋈	Шкаф зажимов оборудования ОРУ
▶	Шкаф зажимов трансформатора напряжения (ШЗН)
⋈	Шкаф зажимов трансформатора тока (ШЗТ)

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Зам.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 5; Листов:
Проверил		Бучинский			03.21	План существующего ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор. М1:100	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

Формат А2

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
В	Выключатель
Р	Разъединитель
Оп	Ограничитель перенапряжений
М	Молниеотвод
И	Изолятор опорный
Тн	Трансформатор напряжения
Тт	Трансформатор тока
Т-1, Т-2, Т-3	Силовые трансформаторы
Км	Кабельная муфта
О	Осветительная установка
	Ручной привод главных ножей разъединителя
	Ручной привод заземляющих ножей разъединителя
	Шкаф привода выключателя (ШУ)
	Шкаф РПН силового трансформатора
	Шкаф зажимов выключателя (ШЗВ)
	Шкаф зажимов оборудования ОРУ
	Шкаф зажимов трансформатора напряжения (ШЗН)
	Шкаф зажимов трансформатора тока (ШЗТ)
	Проектируемый ж/б поверхностный кабельный лоток

Перемонтаж ж/б стойки опоры ВОЛС
Переподвешиваемый кабель ВОЛС
Граница кадастрового участка №28:1:110246:105
Существующие кабели 10 кВ
Существующие кабели 6 кВ
Ось ячейки Т-1
Ось ячейки Т-2
Перемонтаж сущ. блока ТН 35 кВ
Ось ячейки ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор
Главная разбивочная ось Ось СВ 35 кВ
Демонтаж линейного портала демонтаж ОПН 35 кВ
Ось ячейки ВЛ 35 кВ Игнатьево - Водозабор
Трасса КЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Игнатьево - Водозабор
Стена здания ЗРУ
Ось молниеотвода Ось опоры ВОЛС
Ось силового трансформатора Т-3
Ось силовых трансформаторов Т-1, Т-2
Ось ячеек трансформаторов
Главная разбивочная ось Ось СВ 35 кВ
Ось блока ТН 35 кВ
Ось линейных ячеек
Ось линейных порталов
Ось ограждения

Примечания:
1. Красным цветом показано оборудование устанавливаемое на 1 этапе реконструкции. Существующее борудование показано серым цветом.
2. Перекрестиями обозначено демонтируемое оборудование.

2	-	Зам.	05-1		05.21	3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			03.21	План ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор на 1 этапе реконструкции. М1:100
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	6	

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Формат А2

Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
В	Выключатель
Р	Разъединитель
Оп	Ограничитель перенапряжений
М	Молниеотвод
И	Изолятор опорный
Тн	Трансформатор напряжения
Пр	Предохранитель
Т-1, Т-2, Т-3	Силовые трансформаторы
Км	Кабельная муфта
О	Осветительная установка
	Ручной привод главных ножей разъединителя
	Ручной привод заземляющих ножей разъединителя
	Шкаф привода выключателя (ШУ)
	Шкаф РПН силового трансформатора
	Шкаф зажимов выключателя (ШЗВ)
	Шкаф зажимов оборудования ОРУ
	Шкаф зажимов трансформатора напряжения (ШЗН)
	Существующий ж/б поверхностный кабельный лоток
	Проектируемый ж/б поверхностный кабельный лоток

Примечания:

1. Темно-зеленым цветом показано оборудование устанавливаемое на 2 этапе реконструкции. Существующее оборудование, и оборудование установленное на 1 этапе показано серым цветом.
2. Перекрестиями обозначено демонтируемое оборудование.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Зам.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
1	-	Зам.	04-1		04.21		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 7; Листов:
Проверил		Бучинский			03.21	План ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор на 2 этапе реконструкции. М1:100	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Формат А2

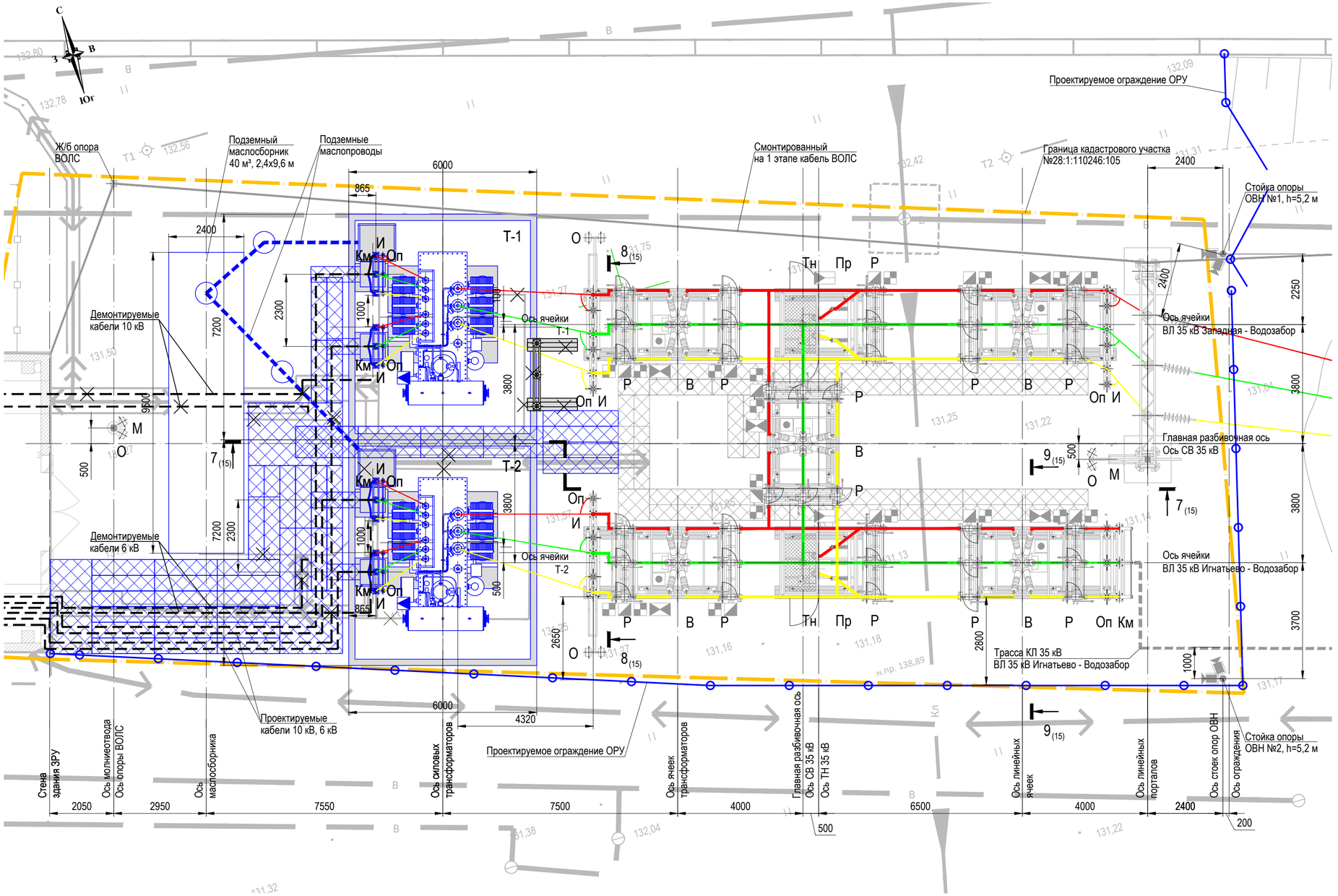


Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
В	Выключатель
Р	Разъединитель
Оп	Ограничитель перенапряжений
М	Молниеотвод
И	Изолятор опорный
Тн	Трансформатор напряжения
Пр	Предохранитель
Т-1, Т-2	Силовые трансформаторы
Км	Кабельная муфта
О	Осветительная установка
	Ручной привод главных ножей разъединителя
	Ручной привод заземляющих ножей разъединителя
	Шкаф привода выключателя (ШУ)
	Шкаф РПН силового трансформатора
	Шкаф зажимов выключателя (ШЗВ)
	Шкаф зажимов оборудования ОРУ
	Шкаф зажимов трансформатора напряжения (ШЗН)
	Существующий ж/б поверхностный кабельный лоток
	Проектируемый ж/б поверхностный кабельный лоток

Примечания:

1. Синим цветом показано оборудование устанавливаемое на 3 этапе реконструкции. Существующее оборудование, и оборудование установленное на 1 и 2 этапе показано серым цветом.
2. Перекрестиями обозначено демонтируемое оборудование.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
2	-	Зам.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
1	-	Зам.	04-1		04.21	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			03.21	План ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор на 3 этапе реконструкции. М1:100
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	8	

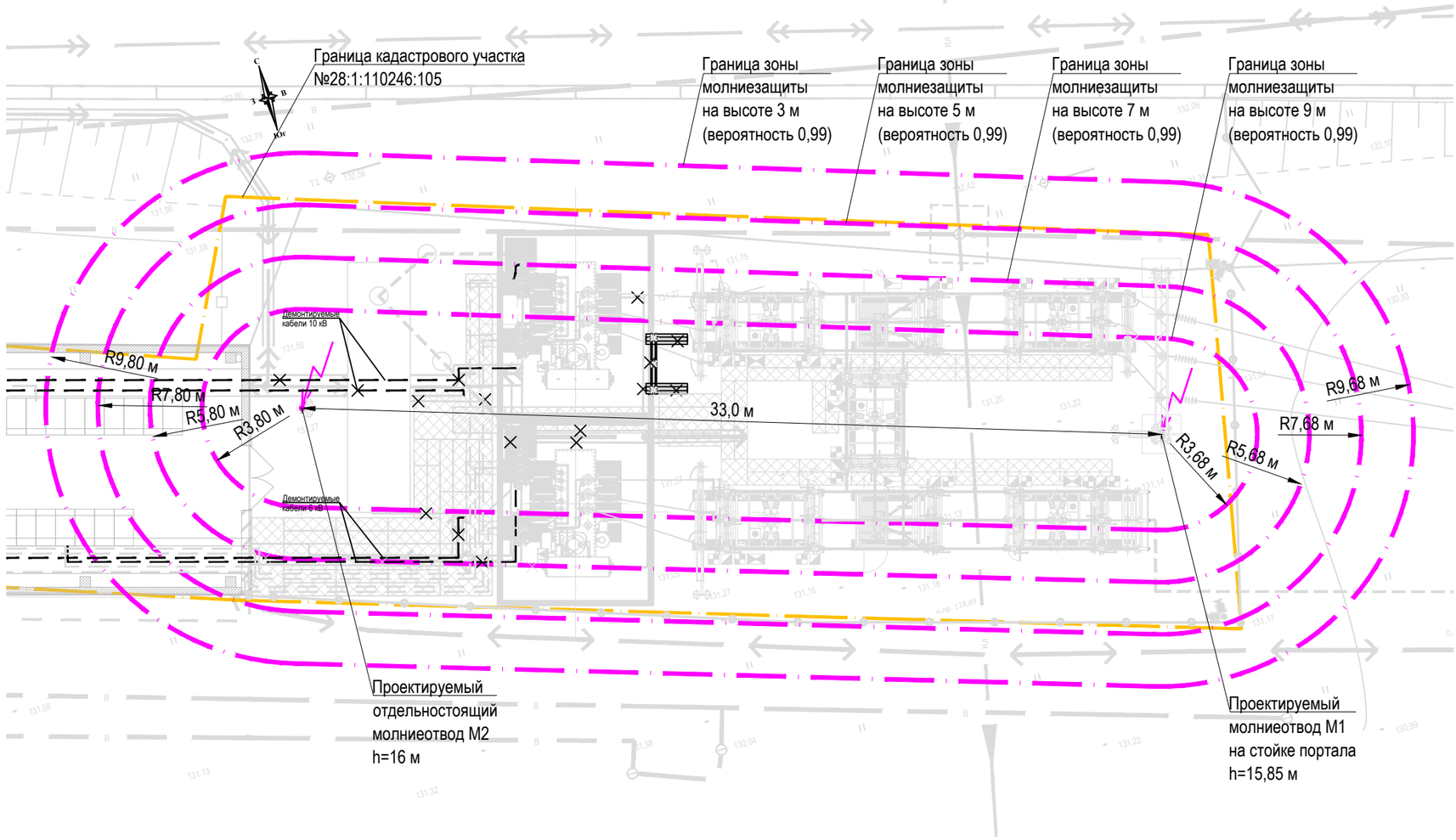
Проектный центр ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А2



Исходные данные					Результаты расчета									
Молн.	H1,м	H2,м	L,м	hx,м	ro1,м	ro2,м	R1,м	R2,м	ho1,м	ho2,м	hc,м	Rcx,м	Lc,м	Lmax,м
М1-М2	15,85	16	33	3	12,68	12,8	9,68	9,8	9,68	9,8	12,74	-	35,7	75,3
				5	12,68	12,8	7,68	7,8	7,68	7,8	12,74	-	35,7	75,3
				7	12,68	12,8	5,68	5,8	5,68	5,8	12,74	-	35,7	75,3
				9	12,68	12,8	3,68	3,8	3,68	3,8	12,74	-	35,7	75,3

Примечания:

1. Молниезащита ОРУ разработана на основании СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций".
2. Расчет зон молниезащиты проектируемых конструкций и оборудования от воздействия молний выполнен с надежностью 0,99. Защита оборудования от прямых ударов молнии осуществляется проектируемым молниеотводом М1 высотой 15,85 м, устанавливаемом на стойке линейного портала ОРУ 35 кВ и отдельностоящим молниеотводом М2 высотой 16 м. При расчете зон молниезащиты концевая опора ВЛ в качестве молниеотвода не рассматривается.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
1	-	Зам.	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			03.21	Молниезащита ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор. М1:200
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	9	

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3

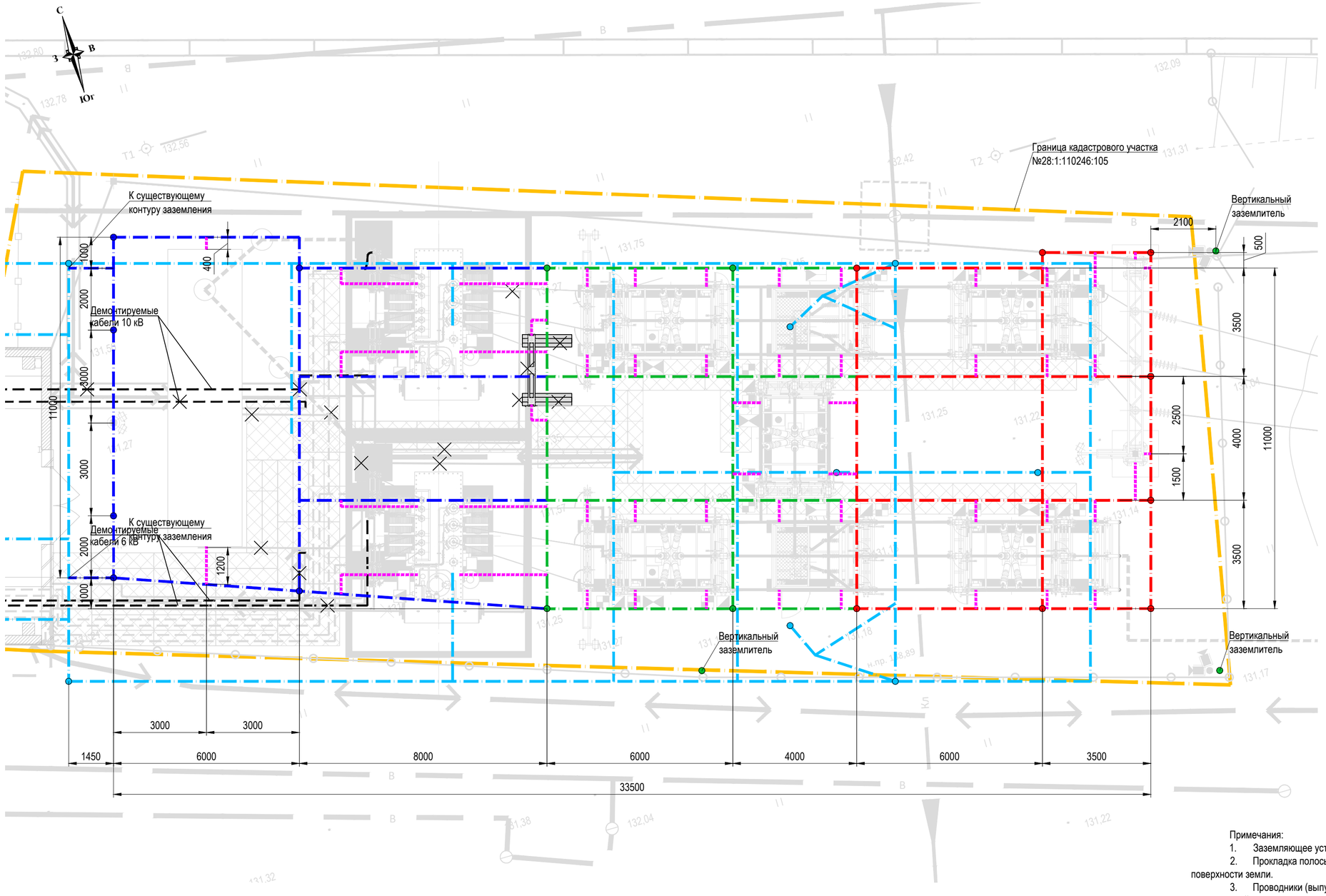
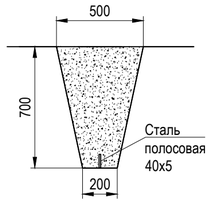


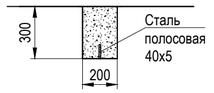
Таблица условных обозначений

Обозначение	Наименование
	Существующий заземляющий контур ПС
	Горизонтальный заземляющий проводник, прокладываемый на 1 этапе
	Горизонтальный заземляющий проводник, прокладываемый на 2 этапе
	Горизонтальный заземляющий проводник, прокладываемый на 3 этапе
	Заземляющий выпуск
	Существующий вертикальный электрод заземления
	Проектируемый вертикальный электрод заземления

Эскиз траншеи для прокладки горизонтального заземлителя



Эскизы траншей для прокладки заземляющих выпусков



Примечания:

1. Заземляющее устройство выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ гл.1.7 (изд.7).
2. Прокладка полосы горизонтального заземлителя (полосовая сталь 40х5) выполняется на глубине 0,7 м от поверхности земли.
3. Проводники (выпуски из полосовой стали 40х5), присоединяющие оборудование и металлоконструкции к заземляющей сетке, прокладываются на глубине не менее 0,3 м.
4. В местах установки вертикальных заземлителей (сталь круглая Ø18 мм, L=5 м) выполня.тся котлованs глубиной 0,7 м и размерами 0,8х0,8 м.
5. Узлы соединения заземлителей, расположение присоединяющих выпусков, спецификации и ведомости объемов работ будут разработаны в рабочей документации.
6. Все работы по подземной части заземляющего устройства выполняются одновременно со строительными работами по нулевому циклу.
7. Существующий контур заземления не демонтируется и в местах пересечения с проектируемым контуром присоединяется к нему сваркой.

Взам. инв. №

Подп. и дата

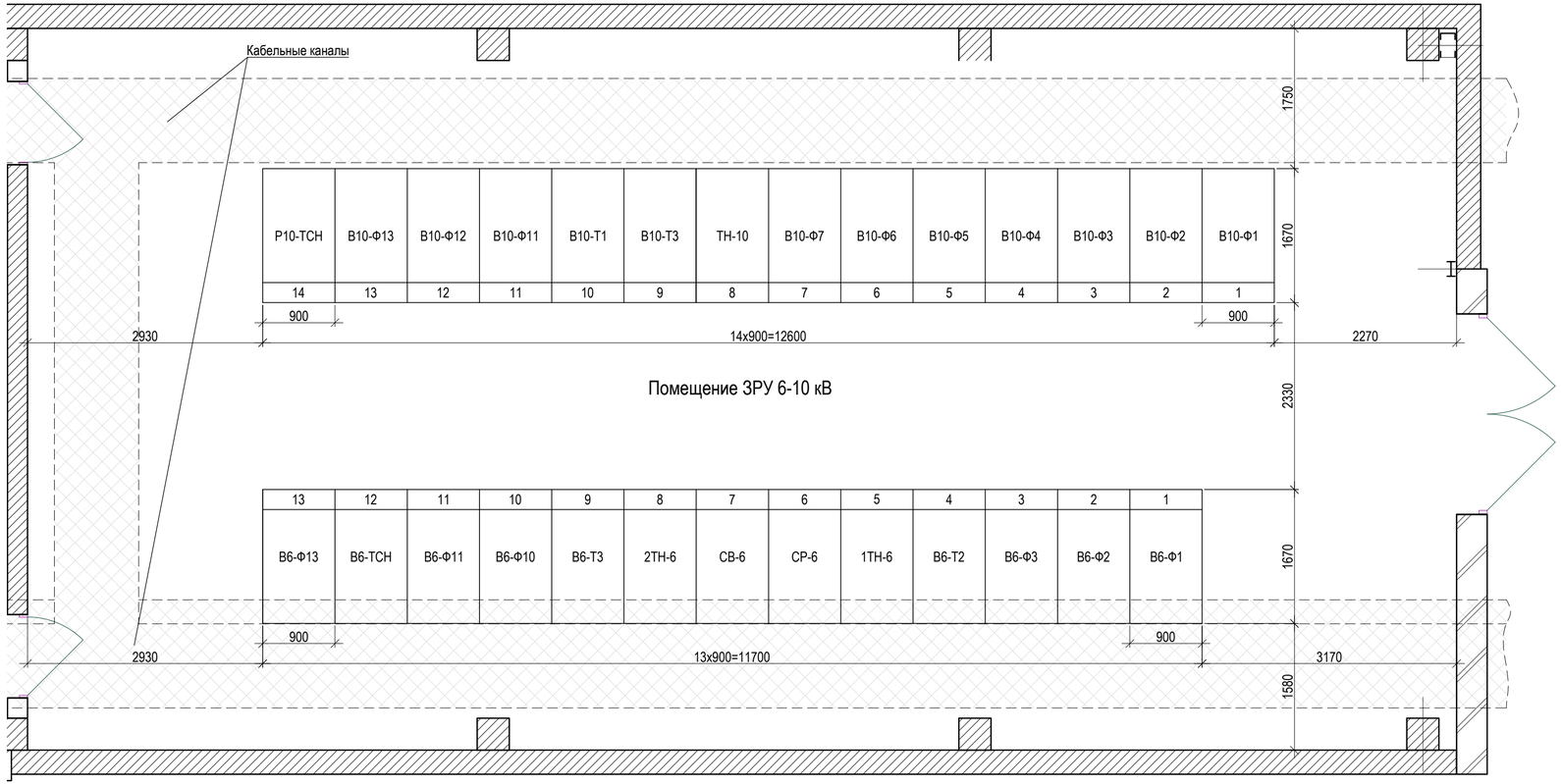
Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
1	-	Зам.	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			03.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			03.21	План заземления ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор. М1:100
Н.контр.		Тюкавкин			03.21	

Стадия	Лист	Листов
П	10	

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А2



Перечень ячеек ЗРУ

№	Наименование ячейки	Статус	Прим.
	РУ 10 кВ		
1	Отходящая линия. Ф1 (кольцо с Ф6 ПС Западная)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
2	Отходящая линия. Ф2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
3	Отходящая линия. Ф3 (кольцо с Ф22 ПС Западная)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
4	Отходящая линия. Ф4	сущ.	Тип КВЭ-10/13
5	Отходящая линия. Ф5	сущ.	Тип КВЭ-10/13
6	Отходящая линия. Ф6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
7	Отходящая линия. Ф7	сущ.	Тип КВЭ-10/13
8	Трансформатор напряжения ТН-10	сущ.	Тип КВЭ-10/13
9	Ввод Т-3	сущ.	Тип КВЭ-10/13
10	Ввод Т-1	сущ.	Тип КВЭ-10/13
11	Отходящая линия. Ф11	сущ.	Тип КВЭ-10/13
12	Отходящая линия. Ф12	сущ.	Тип КВЭ-10/13
13	Отходящая линия. Ф13	сущ.	Тип КВЭ-10/13
14	Отходящая линия. ТСН-10	сущ.	Тип КВЭ-10/13
	РУ 6 кВ		
1	Отходящая линия. Ф1	сущ.	Тип КВЭ-10/13
2	Отходящая линия. Ф2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
3	Отходящая линия. Ф3	сущ.	Тип КВЭ-10/13
4	Ввод Т-2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
5	Трансформатор напряжения 1ТН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
6	Секционный разъединитель	сущ.	Тип КВЭ-10/13
7	Секционный выключатель	сущ.	Тип КВЭ-10/13
8	Трансформатор напряжения 2ТН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
9	Ввод Т-3	сущ.	Тип КВЭ-10/13
10	Отходящая линия. Ф10	сущ.	Тип КВЭ-10/13
11	Отходящая линия. Ф11	сущ.	Тип КВЭ-10/13
12	Отходящая линия. ТСН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
13	Отходящая линия. Ф13	сущ.	Тип КВЭ-10/13

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бакшеев			02.21
Проверил		Бучинский			02.21
Н.контр.		Тюкавкин			02.21

3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

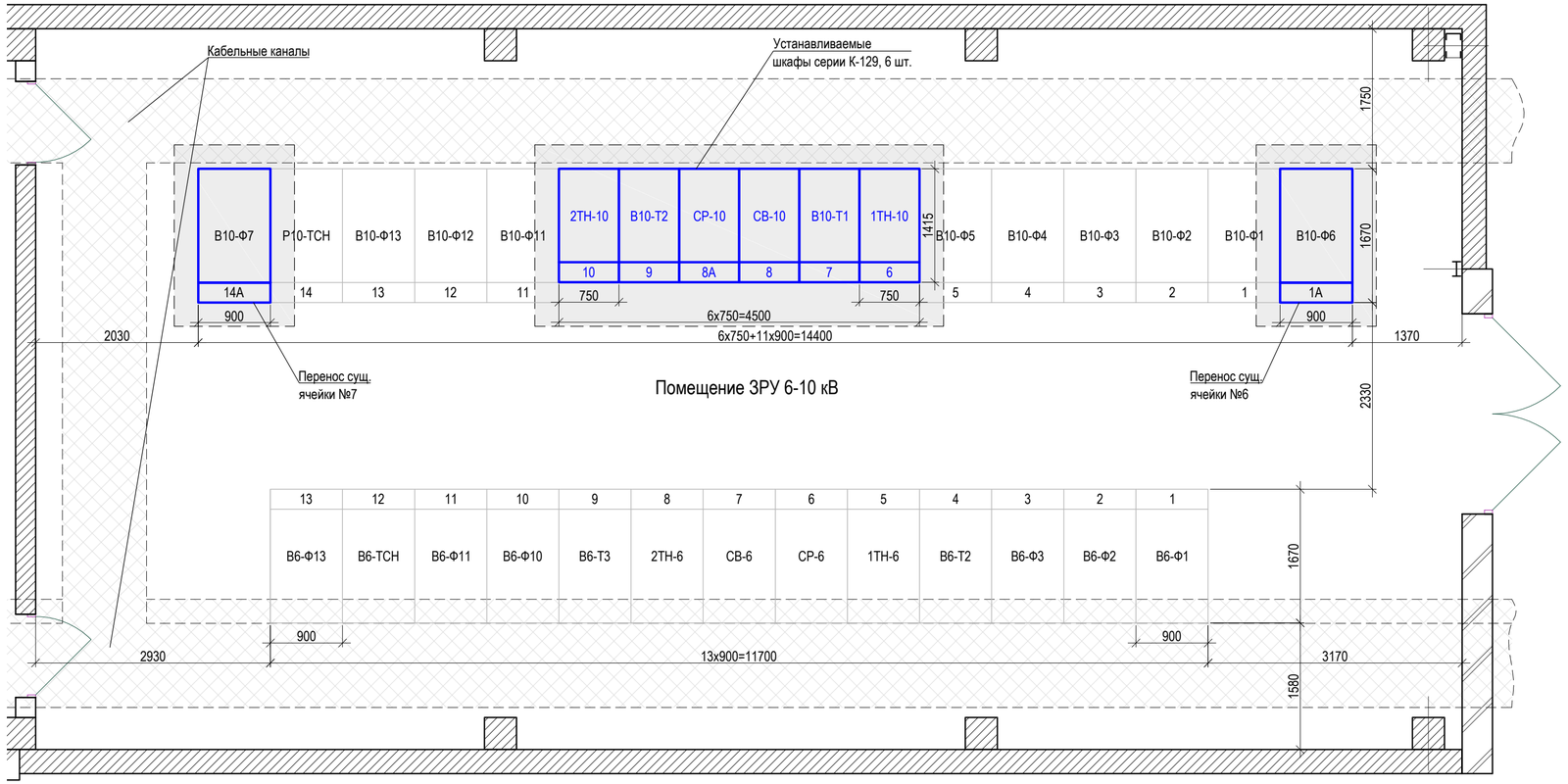
Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	11	

План ОПУ, ЗРУ существующей ПС 35 кВ Водозабор. М1:50

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А4Х3



Перечень ячеек ЗРУ

№	Наименование ячейки	Статус	Прим.
	РУ 10 кВ		
1А	Отходящая линия. Ф6 (перенос сущ. ячейки)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
1	Отходящая линия. Ф1 (кольцо с Ф6 ПС Западная)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
2	Отходящая линия. Ф2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
3	Отходящая линия. Ф3 (кольцо с Ф22 ПС Западная)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
4	Отходящая линия. Ф4	сущ.	Тип КВЭ-10/13
5	Отходящая линия. Ф5	сущ.	Тип КВЭ-10/13
6	Трансформатор напряжения 1ТН-10	проект.	Тип К-129
7	Ввод Т-1	проект.	Тип К-129
8	Секционный выключатель	проект.	Тип К-129
8А	Секционный разъединитель	проект.	Тип К-129
9	Ввод Т-3	проект.	Тип К-129
10	Трансформатор напряжения 2ТН-10	проект.	Тип К-129
11	Отходящая линия. Ф11	сущ.	Тип КВЭ-10/13
12	Отходящая линия. Ф12	сущ.	Тип КВЭ-10/13
13	Отходящая линия. Ф13	сущ.	Тип КВЭ-10/13
14	Отходящая линия. ТСН-10	сущ.	Тип КВЭ-10/13
14А	Отходящая линия. Ф7 (перенос сущ. ячейки)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
	РУ 6 кВ		
1	Отходящая линия. Ф1	сущ.	Тип КВЭ-10/13
2	Отходящая линия. Ф2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
3	Отходящая линия. Ф3	сущ.	Тип КВЭ-10/13
4	Ввод Т-2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
5	Трансформатор напряжения 1ТН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
6	Секционный разъединитель	сущ.	Тип КВЭ-10/13
7	Секционный выключатель	сущ.	Тип КВЭ-10/13
8	Трансформатор напряжения 2ТН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
9	Ввод Т-3	сущ.	Тип КВЭ-10/13
10	Отходящая линия. Ф10	сущ.	Тип КВЭ-10/13
11	Отходящая линия. Ф11	сущ.	Тип КВЭ-10/13
12	Отходящая линия. ТСН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
13	Отходящая линия. Ф13	сущ.	Тип КВЭ-10/13

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	04-1		04.21
Разраб.		Бакшеев			02.21
Проверил		Бучинский			02.21
Н.контр.		Тюкавкин			02.21

3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

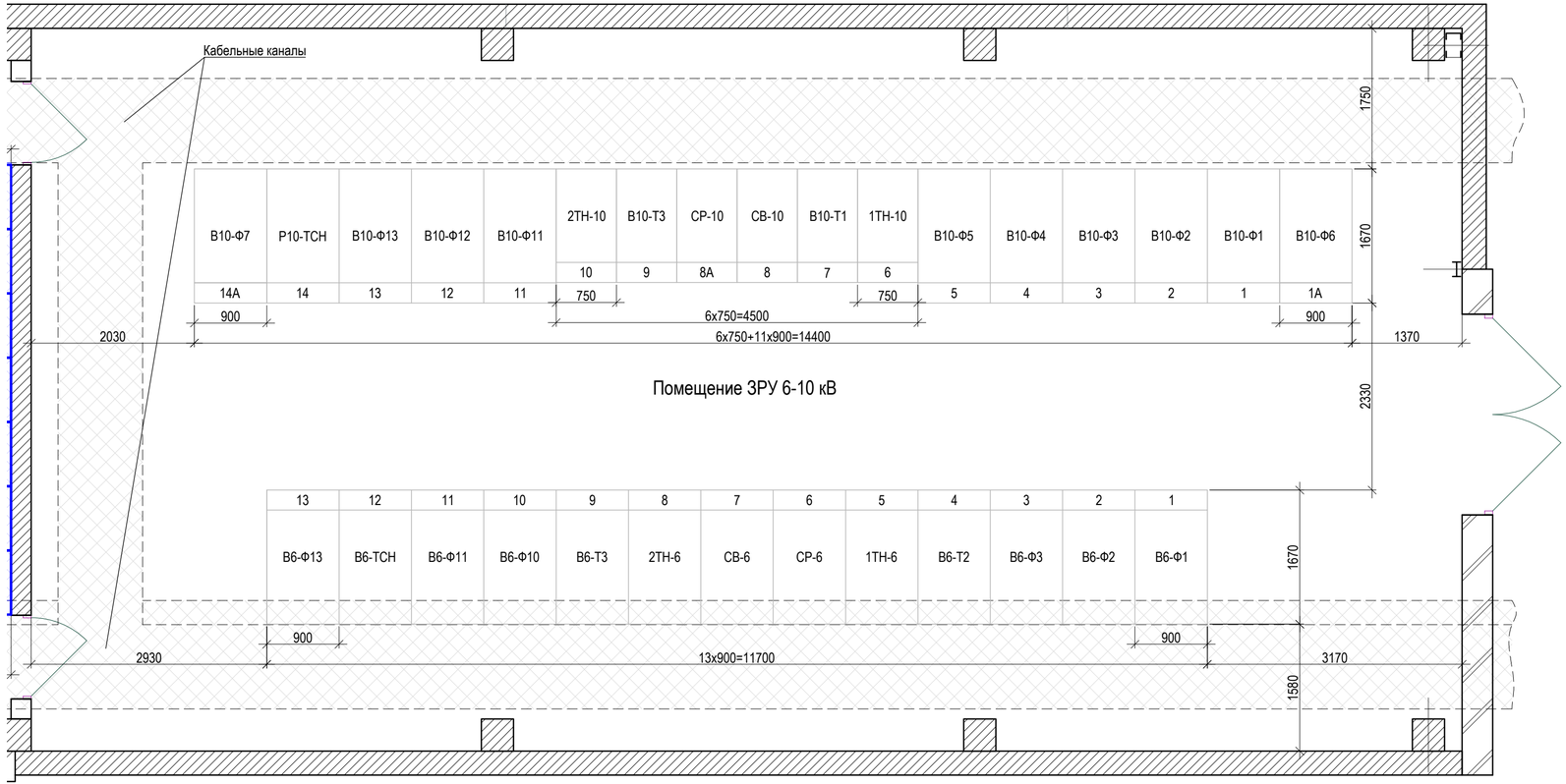
Раздел 5. Подраздел 1.
Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	12	

План ОПУ, ЗРУ ПС 35 кВ Водозабор.
1 этап реконструкции. М1:50

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Формат А4Х3



Перечень ячеек ЗРУ

№	Наименование ячейки	Статус	Прим.
	РУ 10 кВ		
1А	Отходящая линия. Ф6 (перенос сущ. ячейки)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
1	Отходящая линия. Ф1 (кольцо с Ф6 ПС Западная)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
2	Отходящая линия. Ф2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
3	Отходящая линия. Ф3 (кольцо с Ф22 ПС Западная)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
4	Отходящая линия. Ф4	сущ.	Тип КВЭ-10/13
5	Отходящая линия. Ф5	сущ.	Тип КВЭ-10/13
6	Трансформатор напряжения 1ТН-10	сущ.	Тип К-129
7	Ввод Т-1	сущ.	Тип К-129
8	Секционный выключатель	сущ.	Тип К-129
8А	Секционный разъединитель	сущ.	Тип К-129
9	Ввод Т-3	сущ.	Тип К-129
10	Трансформатор напряжения 2ТН-10	сущ.	Тип К-129
11	Отходящая линия. Ф11	сущ.	Тип КВЭ-10/13
12	Отходящая линия. Ф12	сущ.	Тип КВЭ-10/13
13	Отходящая линия. Ф13	сущ.	Тип КВЭ-10/13
14	Отходящая линия. ТСН-10	сущ.	Тип КВЭ-10/13
14А	Отходящая линия. Ф7 (перенос сущ. ячейки)	сущ.	Тип КВЭ-10/13
	РУ 6 кВ		
1	Отходящая линия. Ф1	сущ.	Тип КВЭ-10/13
2	Отходящая линия. Ф2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
3	Отходящая линия. Ф3	сущ.	Тип КВЭ-10/13
4	Ввод Т-2	сущ.	Тип КВЭ-10/13
5	Трансформатор напряжения 1ТН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
6	Секционный разъединитель	сущ.	Тип КВЭ-10/13
7	Секционный выключатель	сущ.	Тип КВЭ-10/13
8	Трансформатор напряжения 2ТН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
9	Ввод Т-3	сущ.	Тип КВЭ-10/13
10	Отходящая линия. Ф10	сущ.	Тип КВЭ-10/13
11	Отходящая линия. Ф11	сущ.	Тип КВЭ-10/13
12	Отходящая линия. ТСН-6	сущ.	Тип КВЭ-10/13
13	Отходящая линия. Ф13	сущ.	Тип КВЭ-10/13

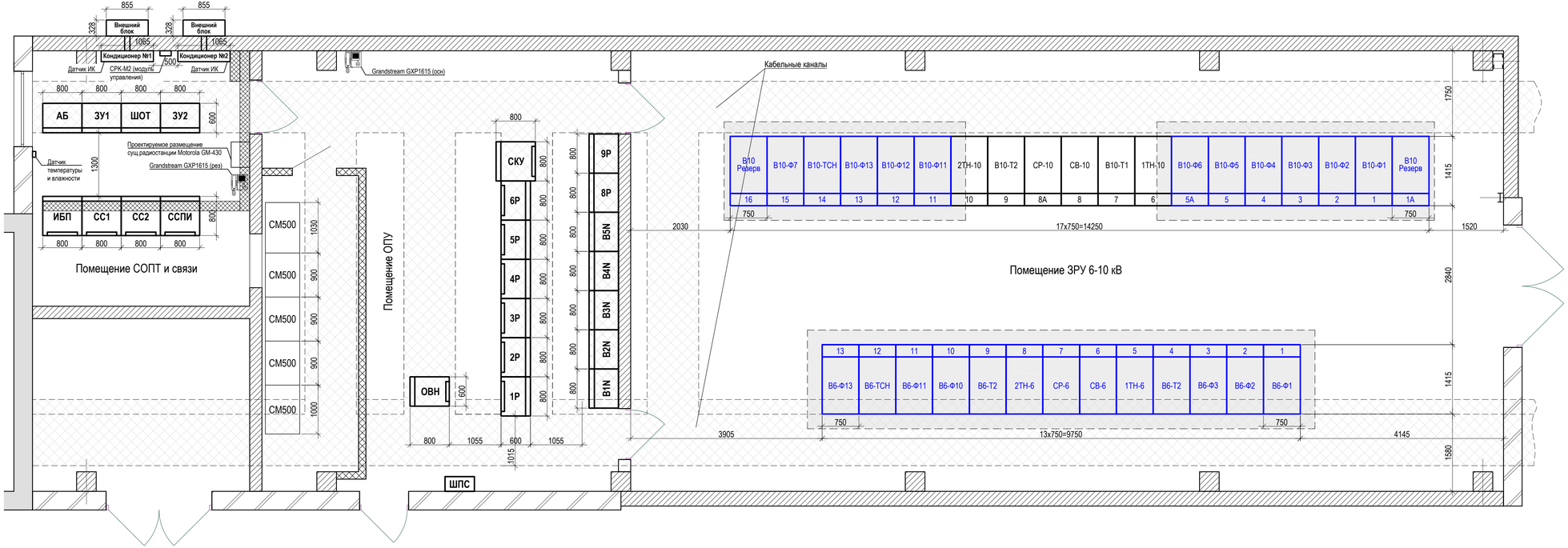
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
1	-	Зам.	04-1		04.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			02.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
						Стадия: П; Лист: 13; Листов:
Проверил		Бучинский			02.21	План ОПУ, ЗРУ ПС 35 кВ Водозабор. 2 этап реконструкции. М1:50
Н.контр.		Тюкавкин			02.21	Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А4Х3



Перечень ячеек ЗРУ

№	Наименование ячейки	Статус	Прим.
	РУ 10 кВ		
1А	Отходящая линия. (резерв)	проект.	Тип К-129
1	Отходящая линия. Ф1 (кольцо с Ф6 ПС Западная)	проект.	Тип К-129
2	Отходящая линия. Ф2	проект.	Тип К-129
3	Отходящая линия. Ф3 (кольцо с Ф22 ПС Западная)	проект.	Тип К-129
4	Отходящая линия. Ф4	проект.	Тип К-129
5	Отходящая линия. Ф5	проект.	Тип К-129
5А	Отходящая линия. Ф6	проект.	Тип К-129
6	Трансформатор напряжения 1ТН-10	сущ.	Тип К-129
7	Ввод Т-1	сущ.	Тип К-129
8	Секционный выключатель	сущ.	Тип К-129
8А	Секционный разъединитель	сущ.	Тип К-129
9	Ввод Т-2	сущ.	Тип К-129
10	Трансформатор напряжения 2ТН-10	сущ.	Тип К-129
11	Отходящая линия. Ф11	проект.	Тип К-129
12	Отходящая линия. Ф12	проект.	Тип К-129
13	Отходящая линия. Ф13	проект.	Тип К-129
14	Отходящая линия. ТСН-10	проект.	Тип К-129
15	Отходящая линия. Ф7	проект.	Тип К-129
16	Отходящая линия. (резерв)	проект.	Тип К-129
	РУ 6 кВ		
1	Отходящая линия. Ф1	проект.	Тип К-129
2	Отходящая линия. Ф2	проект.	Тип К-129
3	Отходящая линия. Ф3	проект.	Тип К-129
4	Ввод Т-2	проект.	Тип К-129
5	Трансформатор напряжения 1ТН-6	проект.	Тип К-129
6	Секционный разъединитель	проект.	Тип К-129
7	Секционный выключатель	проект.	Тип К-129
8	Трансформатор напряжения 2ТН-6	проект.	Тип К-129
9	Ввод Т-2	проект.	Тип К-129
10	Отходящая линия. Ф10	проект.	Тип К-129
11	Отходящая линия. Ф11	проект.	Тип К-129
12	Отходящая линия. ТСН-6	проект.	Тип К-129
13	Отходящая линия. Ф13	проект.	Тип К-129

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
2	-	Зам.	05-1		05.21
1	-	Зам.	04-1		04.21
Разраб.		Бакшеев			02.21
Проверил		Бучинский			02.21
Н.контр.		Тюкавкин			02.21

3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	14	

План ОПУ, ЗРУ ПС 35 кВ Водозабор. 3 этап реконструкции. М1:50

Проектный центр ООО "Техно Базис"

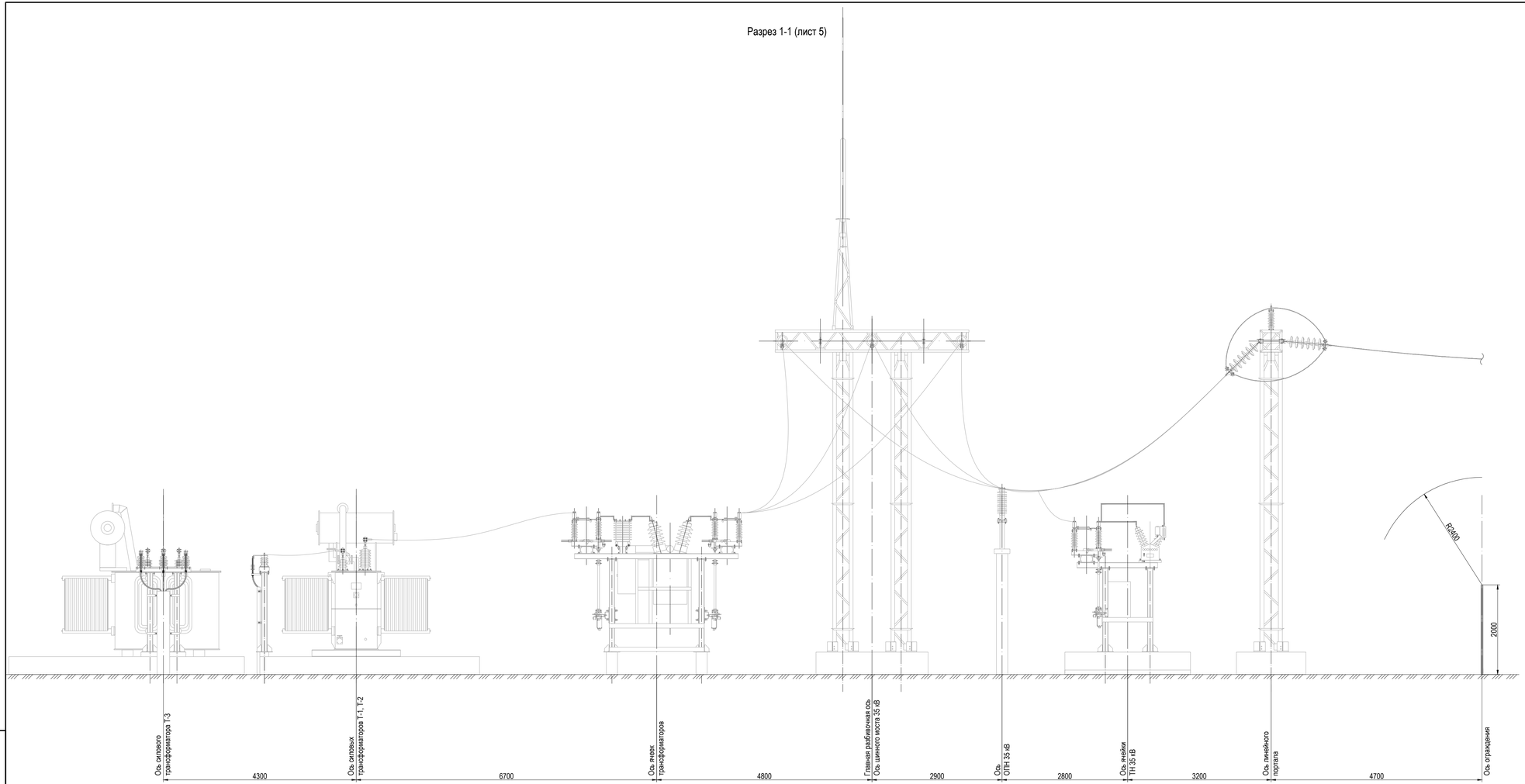
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А4Х4

Разрез 1-1 (лист 5)



Взам. инв. №

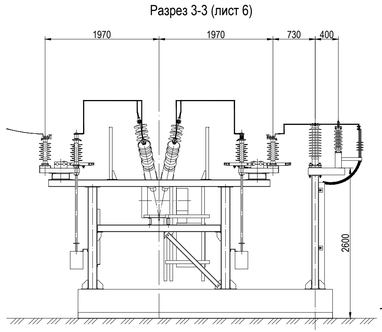
Подп. и дата

Инв. № подл.

							3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
							Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 15; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Разрез 1-1 существующего ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Водозабор (лист 5). М1:50	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

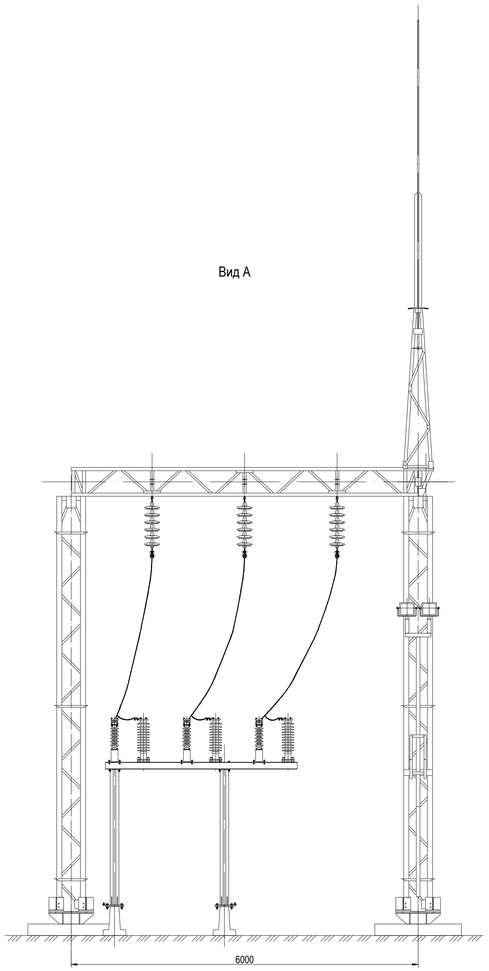
Формат А3Х3

Разрез 3-3 (лист 6)



Разрез 2-2 (лист 6)

Вид А



						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
						Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 16; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Разрезы 2-2, 3-3 (лист 6). 1 этап реконструкции. М1:50	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

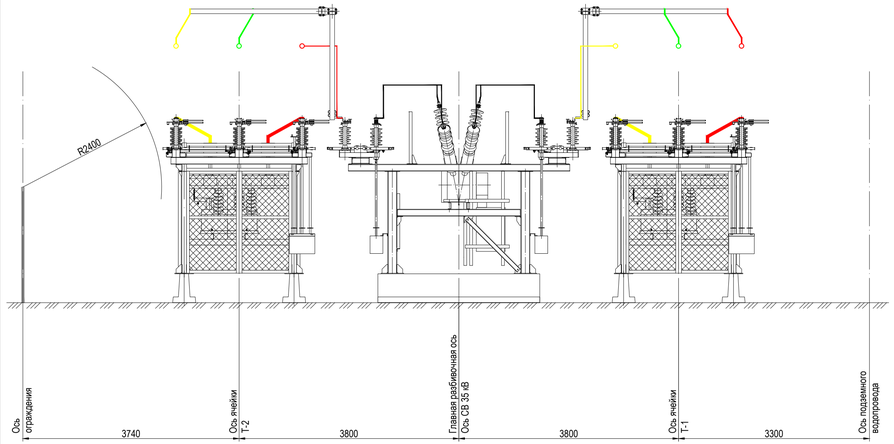
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

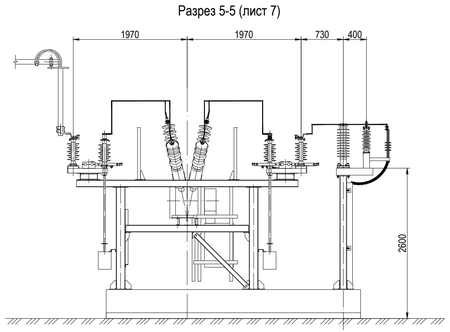
Формат А3Х3

Разрез 6-6 (лист 7)



Разрез 4-4 (лист 7)

Разрез 5-5 (лист 7)



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Бакшеев			05.21
Проверил		Бучинский			05.21
Н.контр.		Тюкавкин			05.21

3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения

Стадия	Лист	Листов
П	17	

Разрезы 4-4, 5-5, 6-6 (Лист 7). 2 этап реконструкции. М1:50

Проектный центр ООО "Техно Базис"

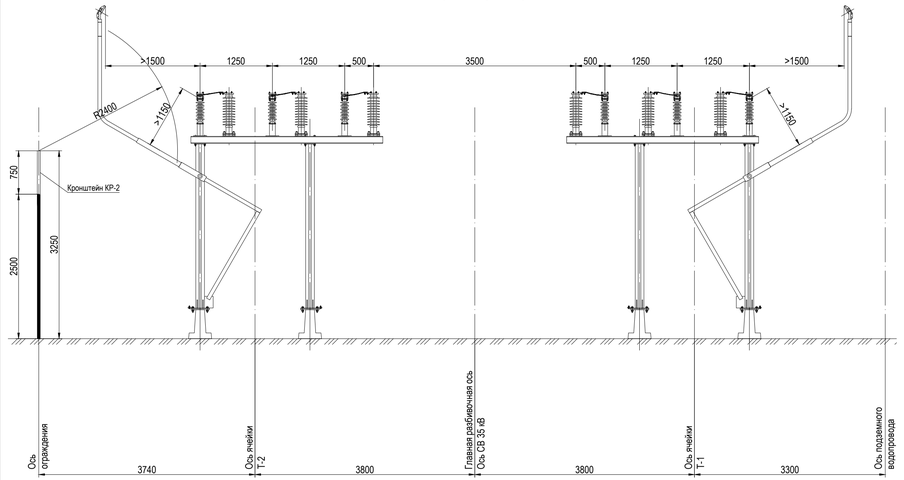
Формат А3Х3

Взам. инв. №

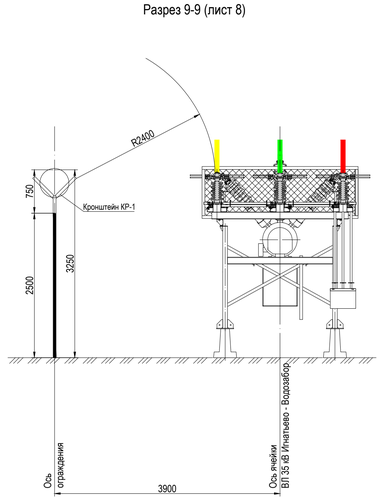
Подп. и дата

Инв. № подл.

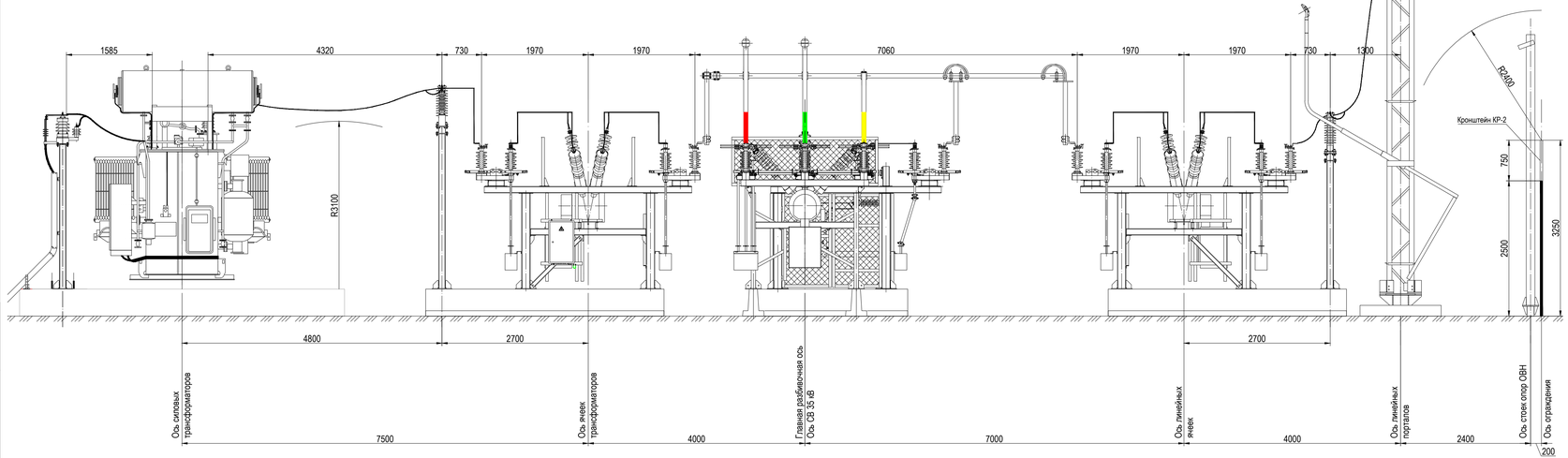
Разрез 8-8 (лист 8)



Разрез 9-9 (лист 8)



Разрез 7-7 (лист 8)



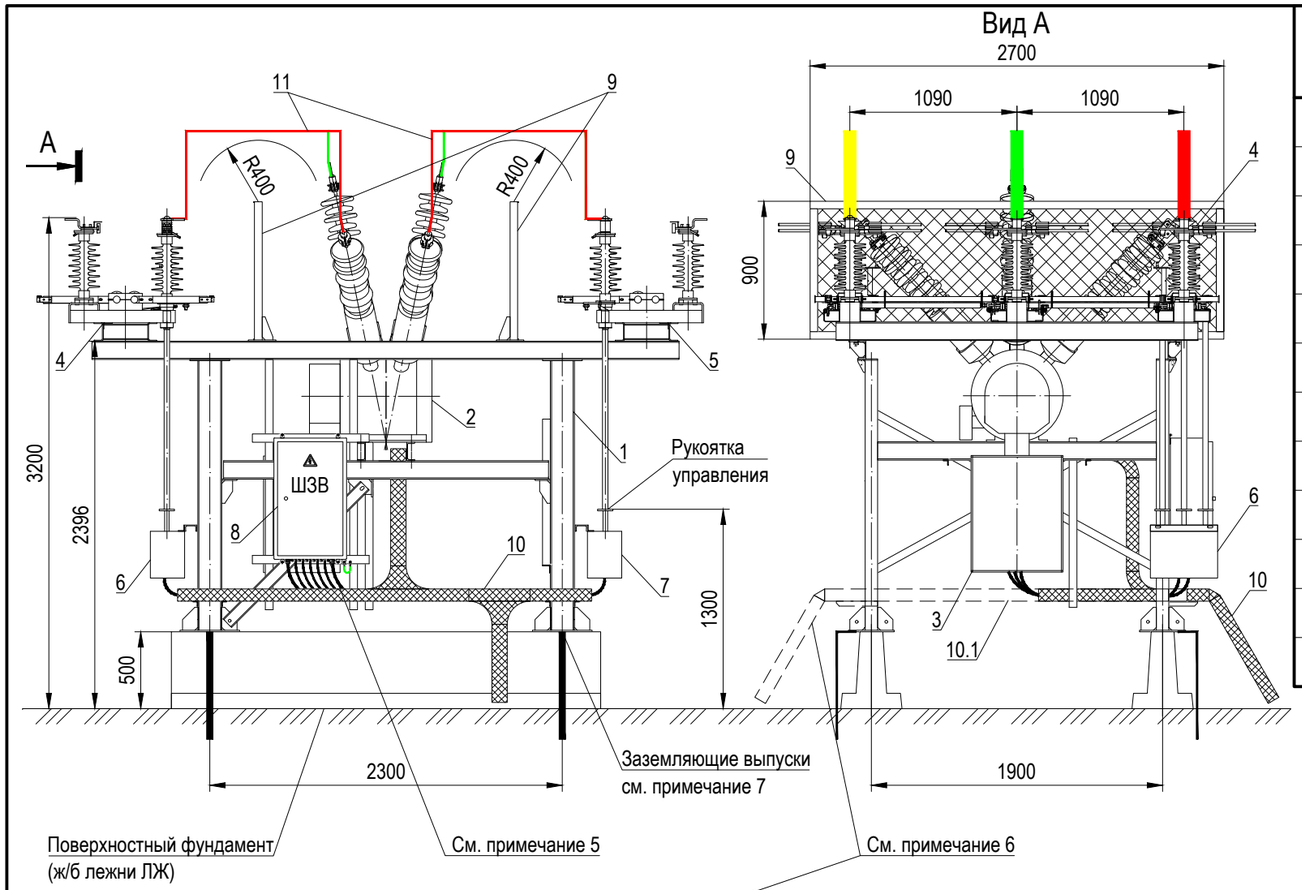
						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 18; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Разрезы 7-7, 8-8, 9-9 (Лист 8). 3 этап реконструкции. М1:50	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

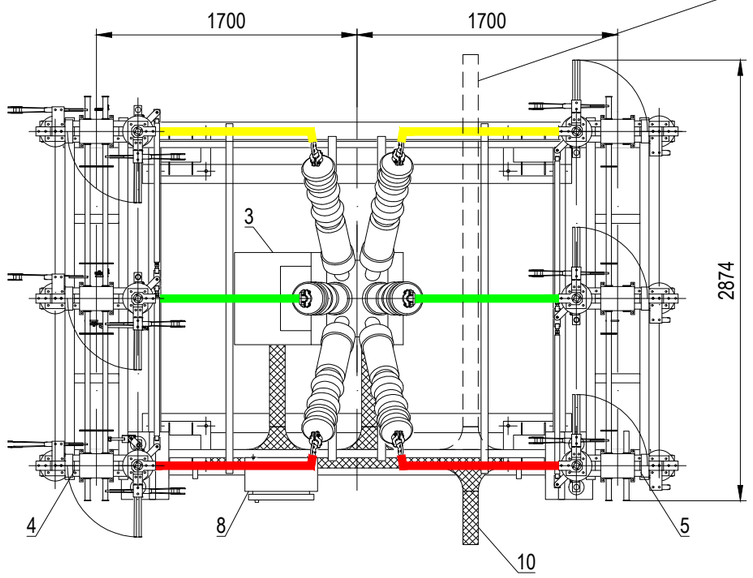
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3Х3





Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока	1	
2	Выключатель баковый элегазовый ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1	1	
3	Шкаф привода выключателя ПЭМ-2	1	
4	Разъединитель РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 с двумя комплектами заземляющих ножей	1	
5	Разъединитель РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1 с одним комплектом заземляющих ножей	1	
6	Ручной привод разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей ПР-20	1	
7	Ручной привод разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей ПР-12	1	
8	Шкаф зажимов выключателя ШЗВ	1	см. прим. 5
9	Ремонтное сетчатое ограждение	2	
10	Комплект металлического кабельного лотка	1	см. прим. 6
10.1	Металлический лоток 120х80, L=2000 с крышкой	1	см. прим. 6
11	Комплект жесткой ошиновки, плоская шина 80х6	1	

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен на основании чертежа модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Кабельные трассы в пределах блоков выполняются в комплектных металлических кабельных лотках.
3. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
4. Блоки должны быть укомплектованы ремонтными сетчатыми ограждениями, входящими в комплект поставки ЗИП.
5. Шкаф зажимов выключателя ШЗВ поставляется отдельно. Шкаф смонтировать на штатные места крепления предусмотренные конструкцией блока.
6. Для 1 этапа реконструкции поставлено два блока РВР(Л), на блоке линии ВЛ 35 кВ Западная - Водозабор установить дополнительный стальной лоток для вывода кабелей на противоположную от приводов разъединителей и шкафа ШЗВ сторону блока. Положение лотка показано пунктирной линией.
7. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.

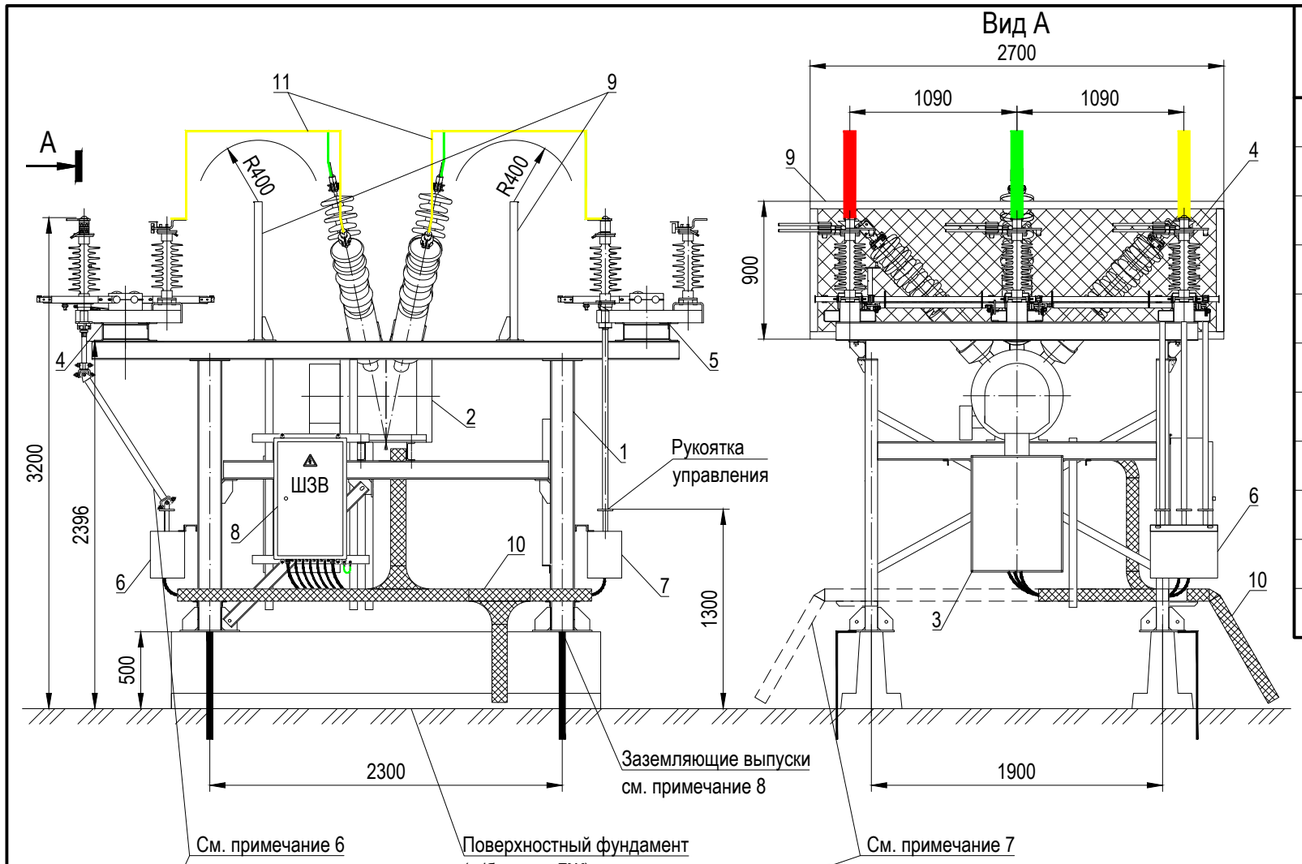
						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
						Стадия: П; Лист: 19; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока выключателя линии 35 кВ (блок РВР(Л))
Н.контр.		Тюкавкин			05.21	Проектный центр ООО "Техно Базис"

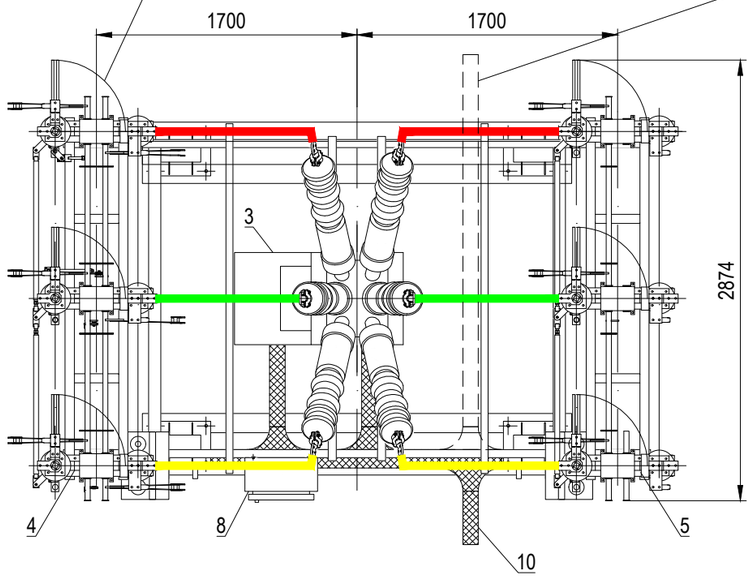
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3





Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока	1	
2	Выключатель баковый элегазовый ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1	1	
3	Шкаф привода выключателя ПЭМ-2	1	
4	Разъединитель РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 с двумя комплектами заземляющих ножей	1	
5	Разъединитель РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1 с одним комплектом заземляющих ножей	1	
6	Ручной привод разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей ПР-20	1	
7	Ручной привод разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей ПР-12	1	
8	Шкаф зажимов выключателя ШЗВ	1	
9	Ремонтное сетчатое ограждение	2	
10	Комплект металлического кабельного лотка	1	
11	Комплект жесткой ошиновки, плоская шина 80х6	1	

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен на основании чертежа модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Размеры указанные на чертеже, а также расположение элементов блоков носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ.
3. Кабельные трассы в пределах блоков выполняются в комплектных металлических кабельных лотках.
4. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
5. Блоки должны быть укомплектованы ремонтными сетчатыми ограждениями, входящими в комплект поставки ЗИП.
6. В связи со стесненными условиями размещения блоков и необходимостью соблюдения горизонтального расстояния от внешнего ограждения ОРУ до главных ножей разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей (поз. 4), установку разъединителя выполнить с поворотом ножей в одну сторону с ножами разъединителя с одним комплектом заземляющих ножей (поз. 5).
7. В комплект поставки входят два блока РВР(Т), блок присоединения Т-2 укомплектовать стальным лотком для вывода кабелей на противоположную от приводов разъединителей и шкафа ШЗВ сторону блока. Положение лотка показано пунктирной линией.
8. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.

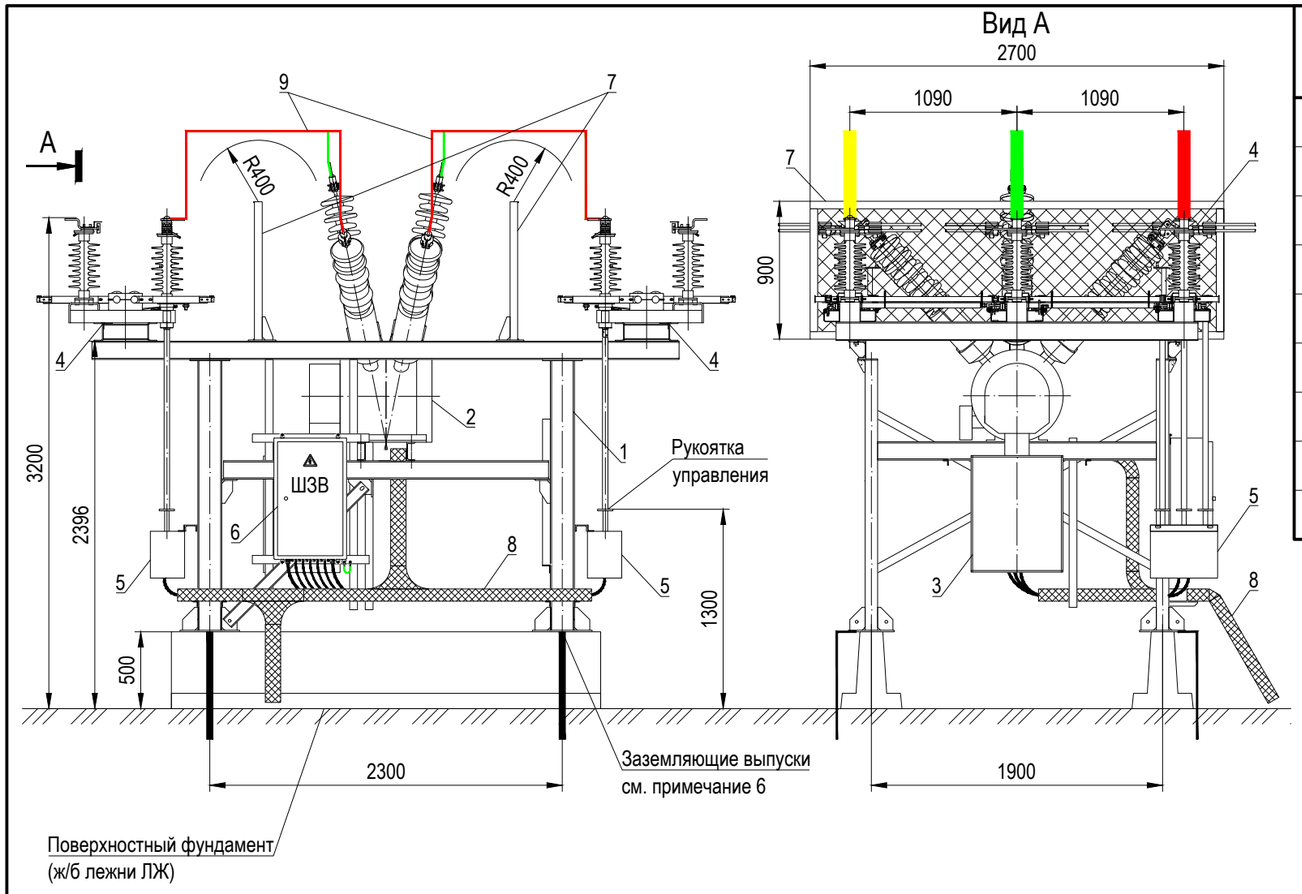
Взам. инв. №

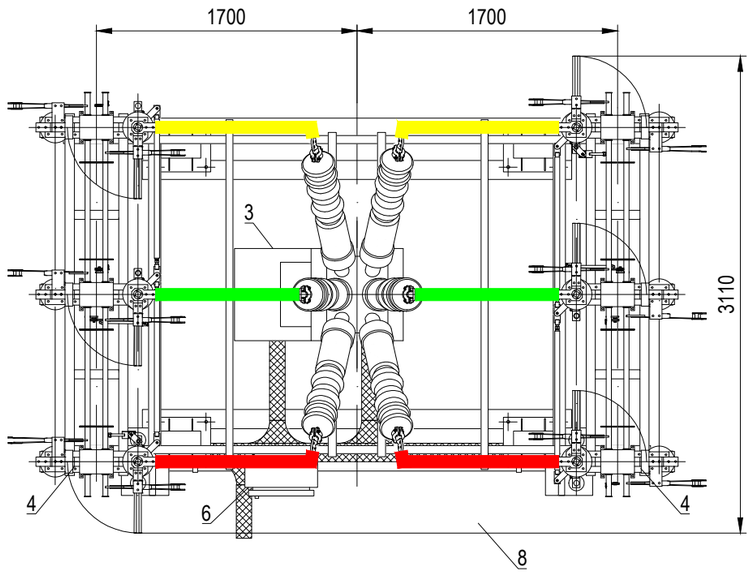
Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 20; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока трансформаторного выключателя 35 кВ (блок РВР(Т))	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

Формат А3





Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока	1	
2	Выключатель баковый элегазовый ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1	1	
3	Шкаф привода выключателя ПЭМ-2	1	
4	Разъединитель РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 с двумя комплектами заземляющих ножей	2	
5	Ручной привод разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей ПР-20	2	
6	Шкаф зажимов выключателя ШЗВ	1	
7	Ремонтное сетчатое ограждение	2	
8	Комплект металлического кабельного лотка	1	
9	Комплект жесткой ошиновки, плоская шина 80х6	1	

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен на основании чертежа модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Размеры указанные на чертеже, а также расположение элементов блоков носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ.
3. Кабельные трассы в пределах блоков выполняются в комплектных металлических кабельных лотках.
4. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
5. Блоки должны быть укомплектованы ремонтными сетчатыми ограждениями, входящими в комплект поставки ЗИП.
6. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока выключателя 35 кВ (блок РВР)
Н.контр.		Тюкавкин			05.21	

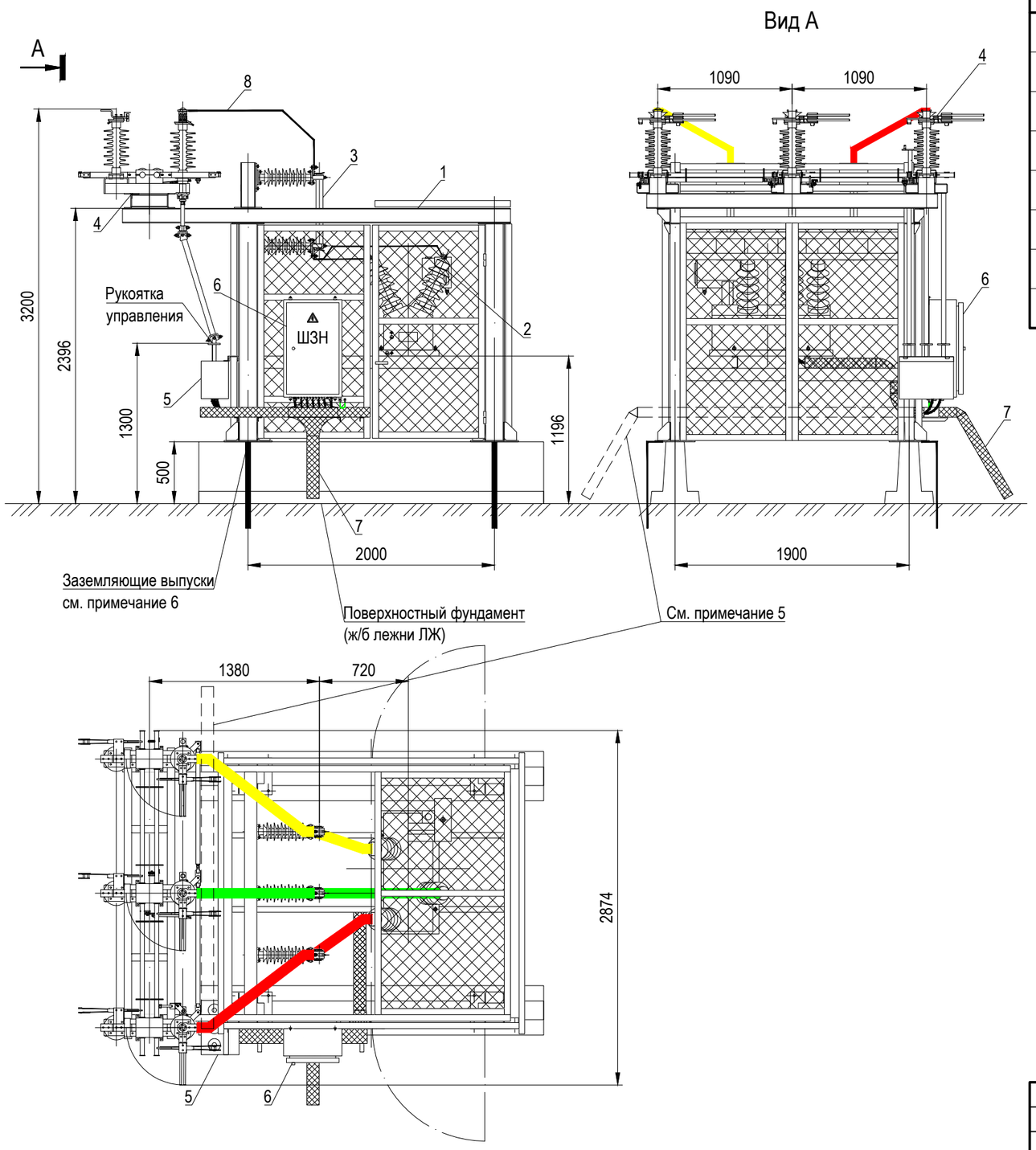
Стадия	Лист	Листов
П	21	

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока с панелями сетчатого ограждения	1	
2	Антирезонансный герметичный трансформатор напряжения 35 кВ НАМИ-35 УХЛ1	1	
3	Предохранитель 35 кВ ПКН-001-35 У1 в комплекте с 2 опорными изоляторами	3	
4	Разъединитель РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1 с двумя комплектами заземляющих ножей	1	
5	Ручной привод разъединителя с двумя комплектами заземляющих ножей ПР-20	1	
6	Шкаф зажимов трансформатора напряжения ШЗН	1	
7	Комплект металлического кабельного лотка	1	
8	Комплект жесткой ошиновки, плоская шина 80х6	1	

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен с учетом размеров модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Размеры указанные на чертеже, а также расположение элементов блоков носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ.
3. Кабельные трассы в пределах блоков выполняются в комплектных металлических кабельных лотках.
4. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
5. В комплект поставки входят два блока ТН-35 (РШоПТн), блок ТН-35 1 секции шин укомплектовать стальным лотком для вывода кабелей на противоположную от привода разъединителя и шкафа ШЗН сторону блока. Положение лотка показано пунктирной линией.
6. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.

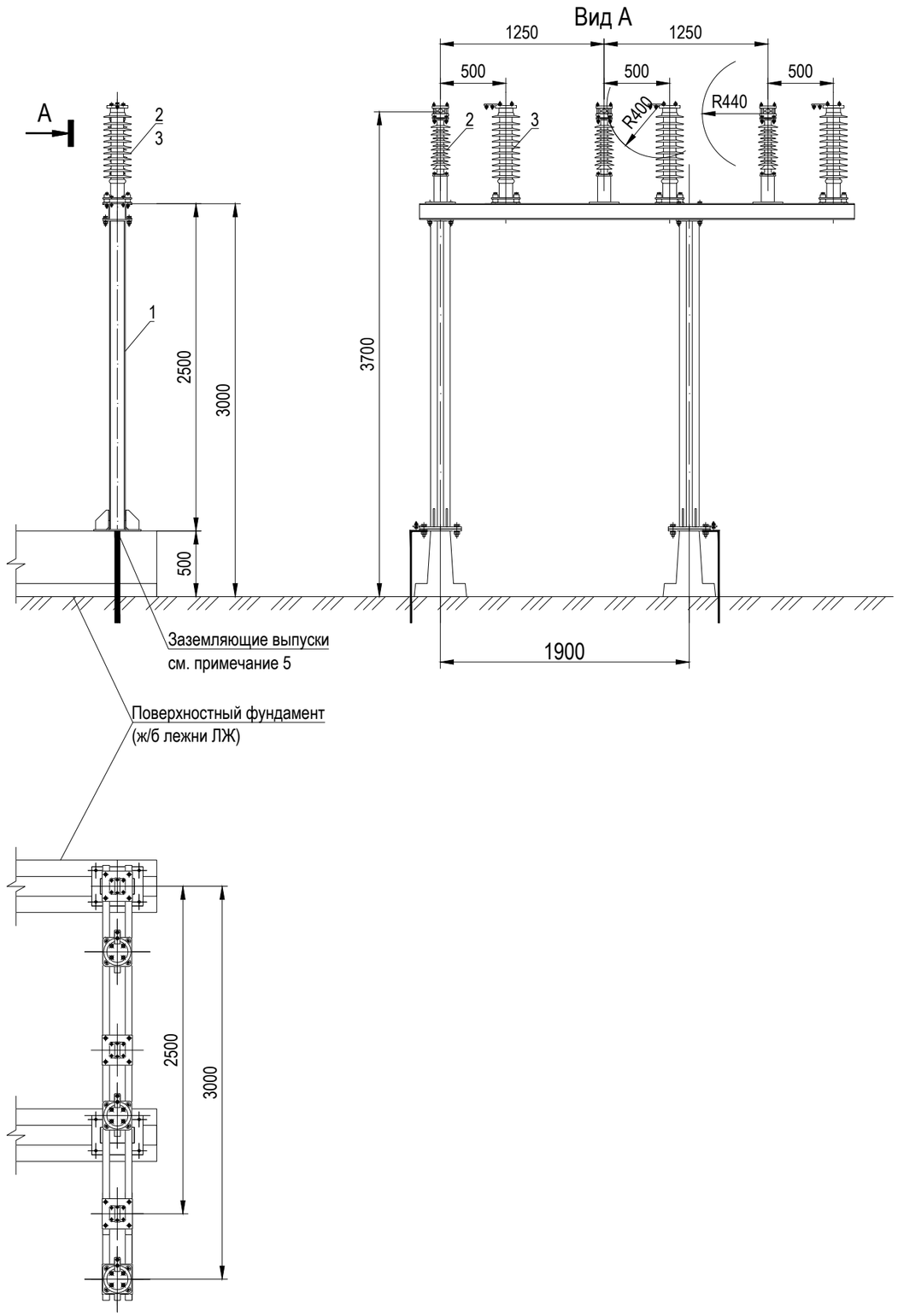
						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 22; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока трансформатора напряжения 35 кВ (блок РШоПТн)	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3



Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока	1	
2	Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для гибкой ошиновки	3	провод АС-120/19
3	Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-IIIУХЛ1	3	

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен с учетом размеров модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Размеры указанные на чертеже, а также расположение элементов блоков носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ.
3. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
4. Установка оборудования блока выполняется со смещением относительно оси блока, в створе линейного портала ПС-35Я2С.
5. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.

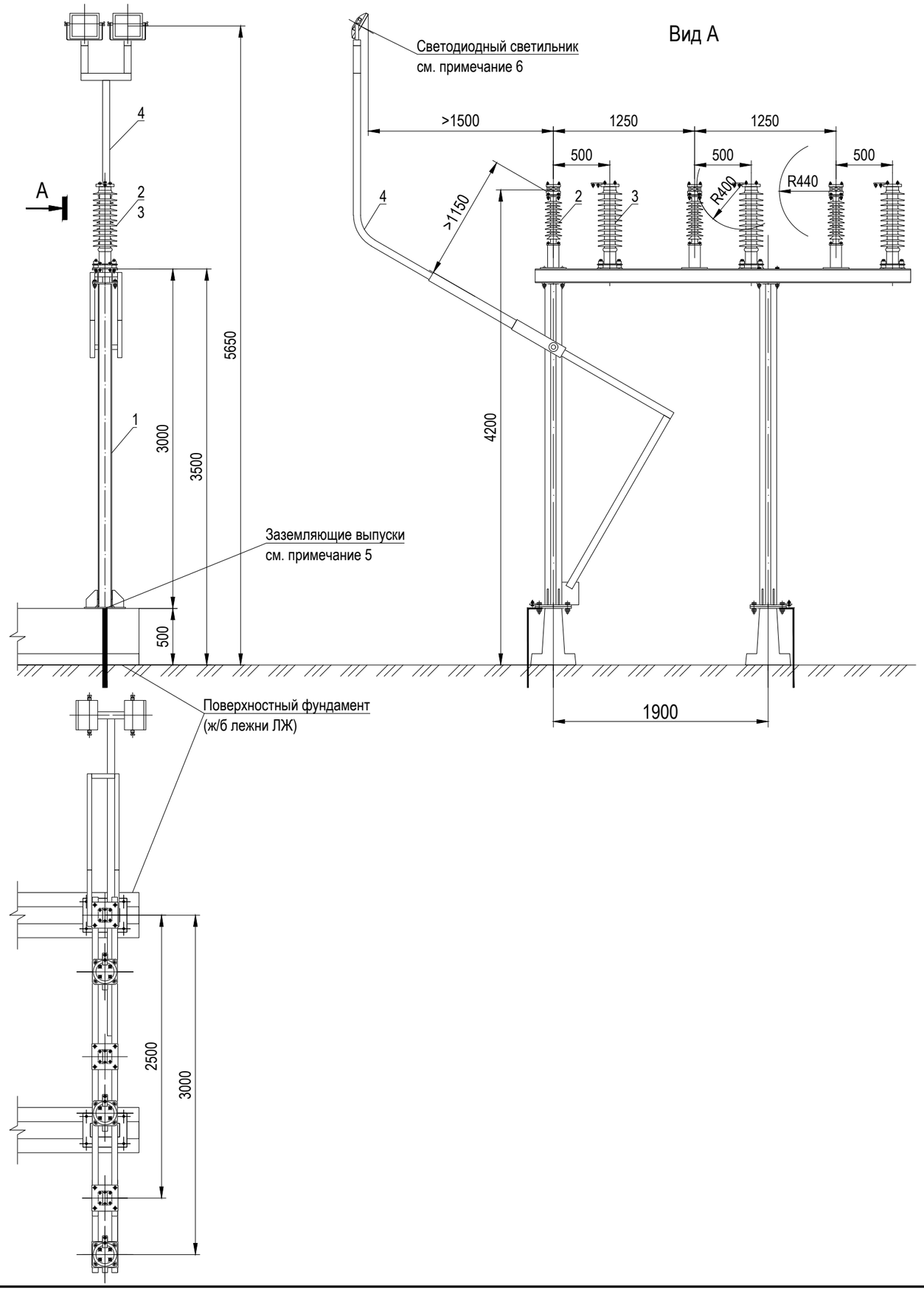
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
						Стадия: П; Лист: 23; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока ОПН и шинных опор 35 кВ высотой 2,5 м (блок ОпШо)
Н.контр.		Тюкавкин			05.21	Проектный центр ООО "Техно Базис"

Формат А3



Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока	1	
2	Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жесткой ошиновки	3	шина 80х6
3	Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-IIIУХЛ1	3	
4	Осветительная установка ОУ-2 для 2 светильников с консольным креплением	1	

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен с учетом размеров модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Размеры указанные на чертеже, а также расположение элементов блоков носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ.
3. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
4. Установка оборудования блока выполняется со смещением относительно оси блока, крайняя шинная опора не должна выступать за ось опорной металлоконструкции.
5. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.
6. Осветительные установки ОУ-2 должны обеспечивать возможность обслуживания светильников с земли, без подъема на металлоконструкцию блока. На осветительной установке выполнить кронштейн для установки 2 светодиодных светильников с консольным крелением. Светильники поставляются отдельно.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 24; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока ОПН, шинных опор 35 кВ и осветительной установки высотой 3,0 м (блок ОпШоО)	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

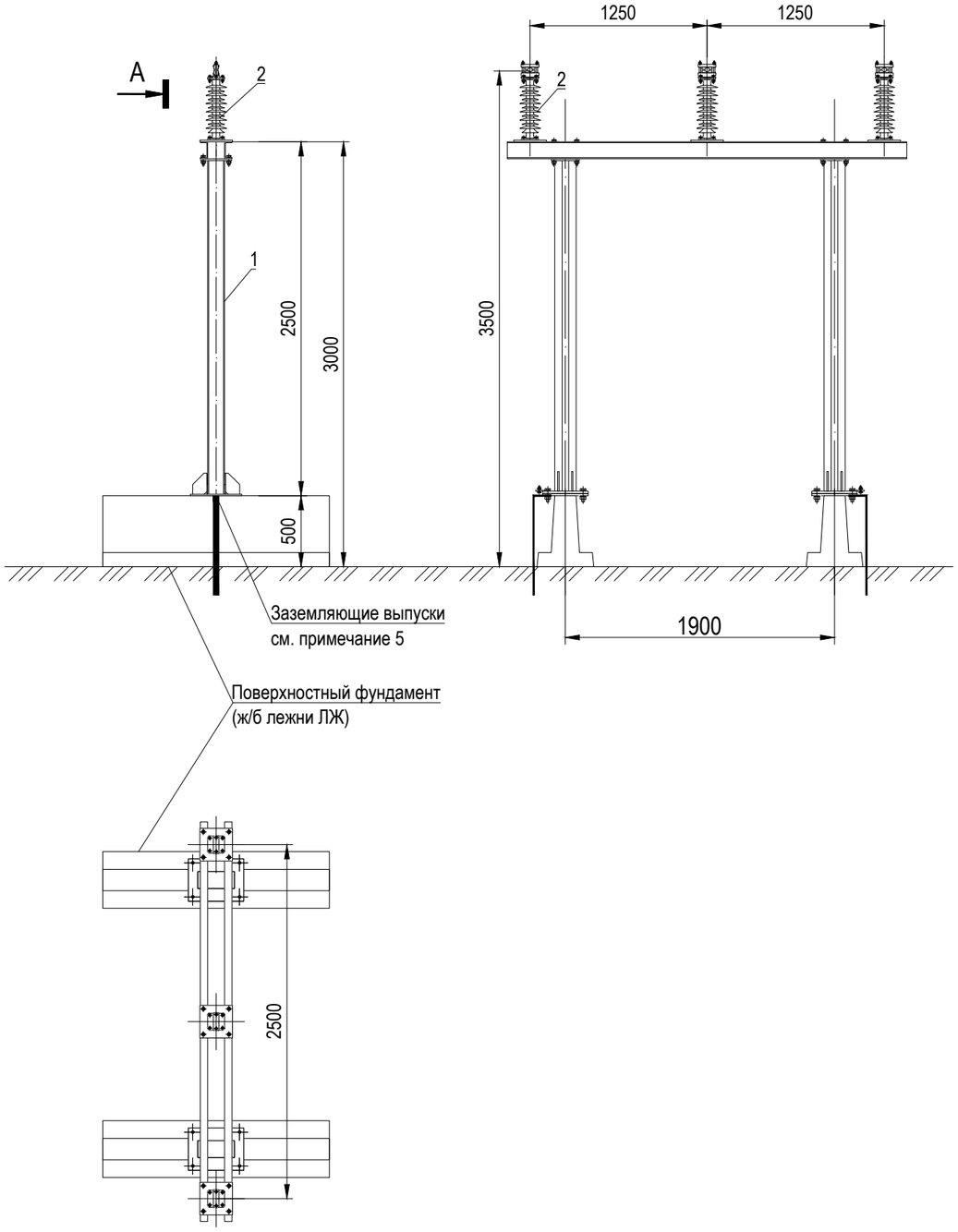
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

Вид А



Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока	1	
2	Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для гибкой ошиновки	3	Провод АС-120/19

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен с учетом размеров модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Размеры указанные на чертеже, а также расположение элементов блоков носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ.
3. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
4. Установка оборудования блока выполняется на время 2 этапа реконструкции, после установки силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 блок демонтируется.
5. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 25; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид временного блока шинных опор 35 кВ высотой 2,5 м (блок Шо)	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

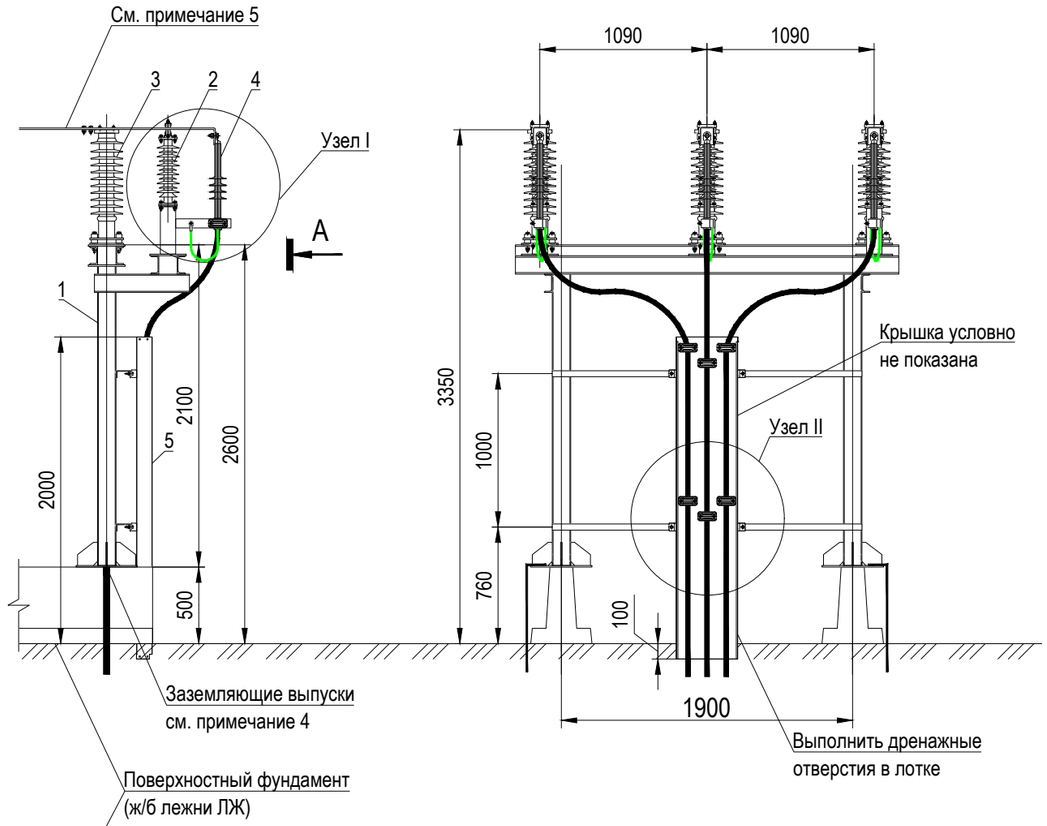
Взам. инв. №

Подп. и дата

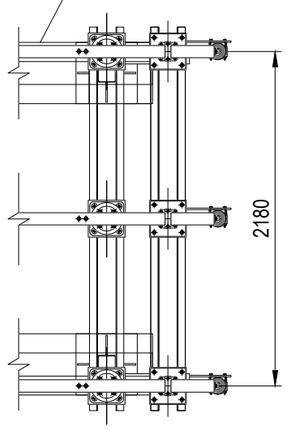
Инв. № подл.

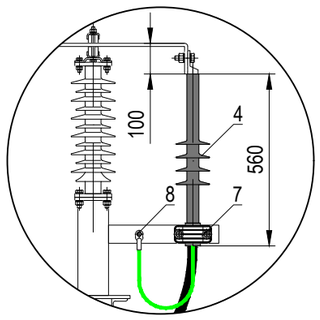
Формат А3

Вид А

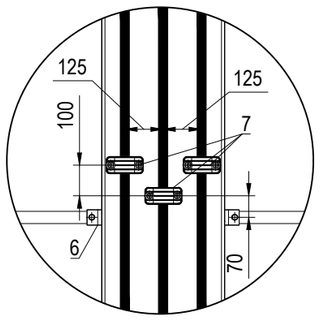


Узел I





Узел II



Примечания:

1. Чертеж блока выполнен с учетом размеров модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования. Кострукция лотка разработана на основе типового альбома DKC-2018.COMBITECH и каталога продукции АО "ДКС".
3. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.
4. Кабельные муфты 35 кВ учтены в рабочей документации шифр 930-11-10/16 «ВЛ 35 кВ Игнатьево - Водозабор (строительство)», АО «ДРСК», филиал «Амурские электрические сети».
5. Плоская шина учтена на листе 25 "Общий вид ошиновки ОРУ" настоящего комплекта.

Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока (см. комплект АС)	1	
2	Шинная опора 35 кВ ШОП-35-УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жесткой ошиновки	3	шина 80х6
3	Ограничитель перенапряжений 35 кВ ОПНп-35/680/40,5-10-IIIУХЛ1	3	
4	Кабельная муфта 35 кВ	-	

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме-чание
5	Альбом DKC-2018.S5.01	Прямолинейный участок лотка шириной 400 мм в составе:	1	4,91	
	35105HDZ	Лоток неперфорированный 400х100, L=2100	1	3,47	
	35524HDZ	Крышка лотка 400х100, L=2100	1	1,44	
6	Альбом DKC-2018.F5.19	Крепление лотка 400 мм на скобе в составе:	2	0,85	
	BMM1040HDZ	Скоба BMM-10, 400х100	1	0,68	
	CM010610	Винт с крестообразным шлицем М6х10	2	0,004	
	CM100600	Гайка с насечкой М6 DIN6923	2	0,003	
	CM041030	Винт для крепления к профилю М10х30	2	0,04	
	CM101000	Гайка шестигранная М10 DIN934	2	0,01	
7	Альбом DKC-2018.B5.29	Крепление одножильного кабеля в составе:	9	0,39	
	BHR2006	Кабельный держатель BHR-20	1	0,2	
	CM201015	Шпилька резьбовая М10х150 DIN 975/976	2	0,07	
	CM241000	Шайба с узкими полями М10	2	0,004	
	CM111000	Гайка шестигранная М10 DIN934	4	0,01	
8	-	Заземление одножильного кабеля в составе:	3	0,041	
	ТМЛ 25-8-7	Наконечник медный луженый	1	0,015	
	ГОСТ Р ИСО 4014-2013	Болт М8 длиной 30 мм, класс прочности не ниже 5.8	1	0,017	
	ГОСТ ISO 4032-2014	Гайка М8, класс прочности не ниже 5.8	1	0,006	
	ГОСТ 11371-78	Шайба 8	1	0,001	
	ГОСТ 6402-70	Шайба 8 пружинная	1	0,002	

2	-	Нов.	05-1		05.21	3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока ОПН, шинных опор и кабельной муфты 35 кВ высотой 2,1 м (блок ОпШоКм)
Н.контр.		Тюкавкин			05.21	

Стадия	Лист	Листов
П	26	

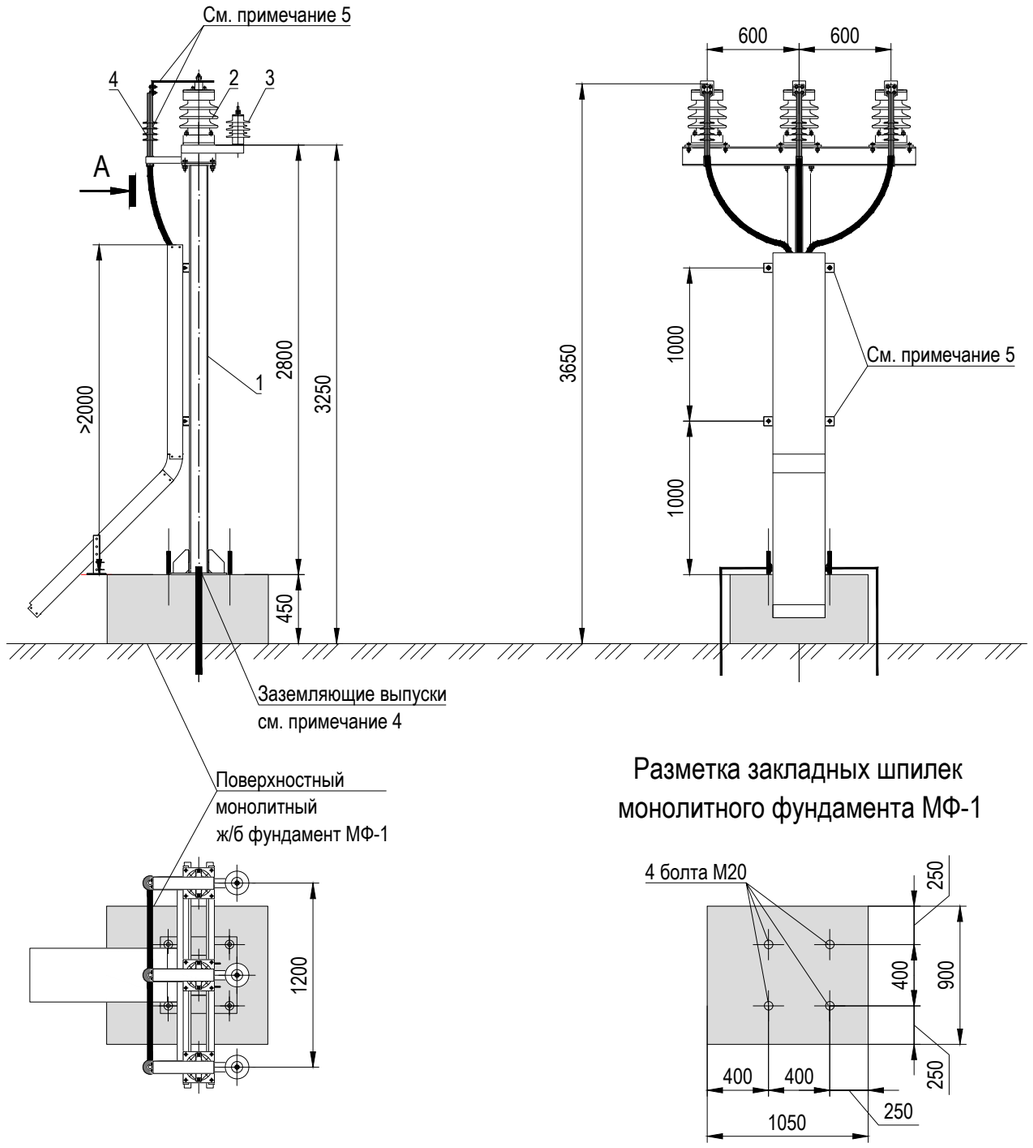
Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Вид А



Разметка закладных шпилек
монолитного фундамента МФ-1

Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
1	Металлоконструкция блока	1	
2	Изолятор ОТПК 20-20-Б-2 УХЛ1 в комплекте с шинодержателем для жесткой ошиновки	3	шина 100х10
3	Ограничитель перенапряжений 10 кВ ОПНп-10/680/12-10-IV УХЛ1, см. примечание 6	3	
4	Кабельная муфта 10 кВ и жесткая ошиновка	-	

Примечания:

1. Чертеж блока выполнен с учетом размеров силовых трансформаторов ТДТНШ-16000/35/10/6.
2. Размеры указанные на чертеже, а также расположение элементов блоков носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ.
3. Все металлоконструкции ОРУ должны иметь антикоррозийное покрытие нанесенное методом горячего цинкования.
4. В местах крепления металлоконструкций к фундаментам предусмотреть отверстия для болтового присоединения заземляющих выпусков из полосовой стали 40х5 мм. Полоса заземления поставляется отдельно.
5. Кабельные муфты, плоские шины и кабельные лотки в комплект поставки блока не входят и поставляются отдельно. Стойки блоков оборудовать кронштейнами крепления стальных лотков 400х100 мм.
6. Блоки кабельных муфт 6 кВ комплектуются аналогично представленным на чертеже с установкой ограничителей перенапряжений 6 кВ типа ОПНп-10/680/7,2-10-IV УХЛ1.

Взам. инв. №

Подп. и дата

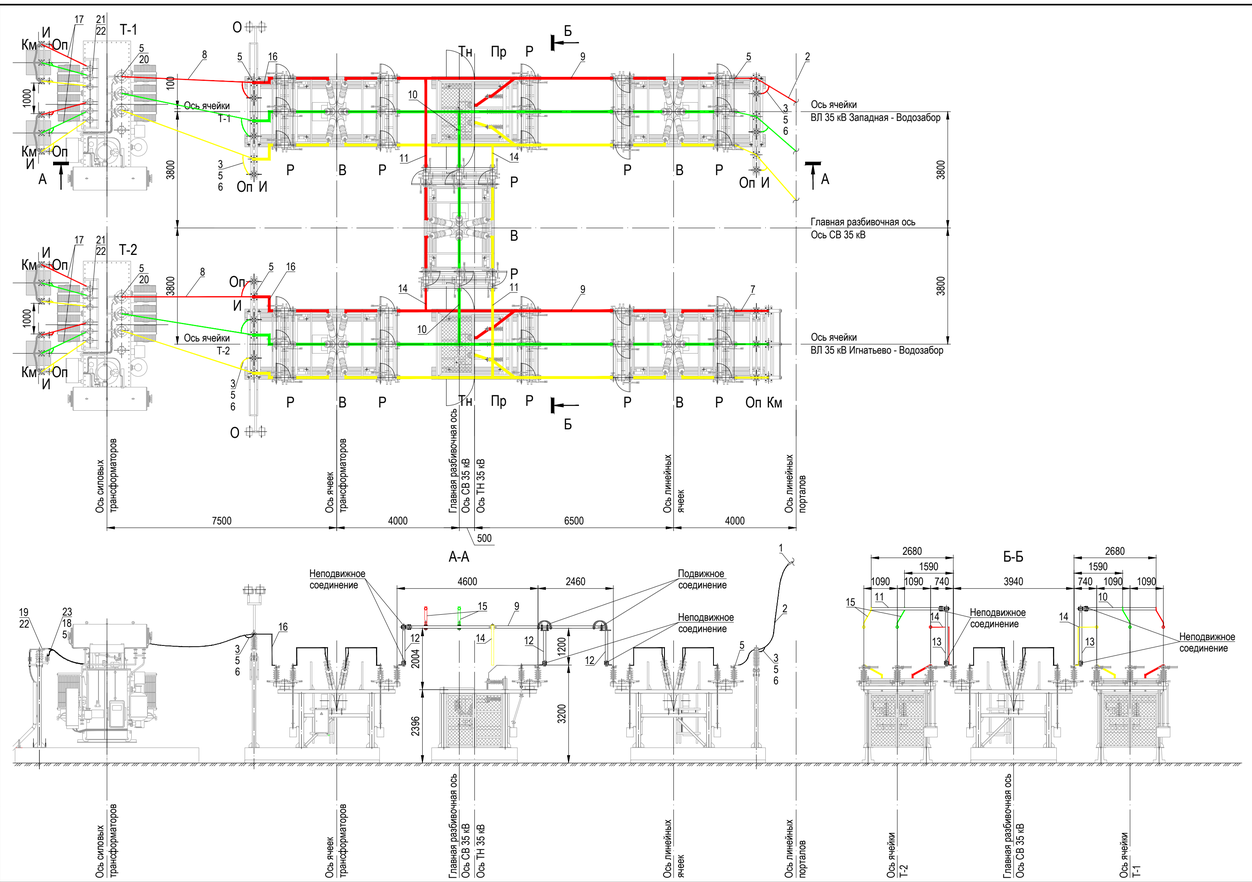
Инв. № подл.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид блока ОПН, шинных опор и кабельной муфты 10 кВ, 6 кВ высотой 2,8 м (блок ОпШоКм)
Н.контр.		Тюкавкин			05.21	

Стадия	Лист	Листов
П	27	

Проектный центр
ООО "Техно Базис"

Формат А3



Поз.	Наименование	Кол-во, шт.	Примечание
	1 этап		
1	Зажим соединительный прессуемый СОАС-120-3	3	
2	Спуски к оборудованию длиной 5 м (3 фазы, провод АС-120/19)	1	
3	Перемычки к ОПН длиной 1,0 м (3 фазы, провод АС-120/19)	1	
4	Вертикальные спуски длиной 0,7 м (2 фазы, плоская шина 80х6)	2	
5	Зажим аппаратный прессуемый А2А-120-2	6	
6	Зажим ответвительный прессуемый ОА-120-1	3	
7	Горизонтальный пролет длиной 1,8 м (3 фазы, плоская шина 80х6)	1	
-	Временные спуски к оборудованию длиной 5 м (3 фазы, провод АС-120/19)	1	см. примечание 4
-	Временные спуски к оборудованию длиной 7 м (3 фазы, провод АС-120/19)	2	см. примечание 4
-	Зажим аппаратный прессуемый А2А-120-2	9	см. примечание 4
-	Зажим разъемный ответвительный прессуемый РОА-120-1	9	см. примечание 4
-	Гибкая ошиновка 35 кВ (3 фазы, провод АС-95/16, 1 пролет, повторный монтаж), м	25	см. примечание 5
	2 этап		
3	Перемычки к ОПН длиной 1,0 м (3 фазы, провод АС-120/19)	2	
5	Зажим аппаратный прессуемый А2А-120-2	18	
6	Зажим ответвительный прессуемый ОА-120-1	6	
8	Гибкая ошиновка 35 кВ длиной 6 м (3 фазы, провод АС-120/19)	2	
9	Горизонтальный пролет длиной 7 м (3 фазы, алюминиевая труба 80х3)	2	Комплект ОЖ-35
10	Горизонтальный пролет длиной 1,5 м (1 фаза, алюминиевая труба 80х3)	2	Комплект ОЖ-35
11	Горизонтальный пролет длиной 2,6 м (1 фаза, алюминиевая труба 80х3)	2	Комплект ОЖ-35
12	Вертикальные стойки (спуски) длиной 1,2 м (3 фазы, алюминиевая труба 80х3)	6	Комплект ОЖ-35
13	Вертикальные стойки (спуски) длиной 1,2 м (2 фазы, алюминиевая труба 80х3)	2	Комплект ОЖ-35
14	Вертикальные спуски длиной 1,9 м (1 фаза, плоская шина 80х6)	2	Комплект ОЖ-35
15	Вертикальные спуски длиной 0,7 м (2 фазы, плоская шина 80х6)	2	Комплект ОЖ-35
16	Вертикальные спуски длиной 2,4 м (3 фазы, плоская шина 80х6)	2	Комплект ОЖ-35
	3 этап		
17	Гибкая ошиновка 10 кВ, 6 кВ длиной 2,5 м (3 фазы, провод АС-240/32)	4	
18	Перемычки к ОПН длиной 0,5 м (3 фазы, провод АС-120/19)	4	
19	Горизонтальный пролет длиной 0,6 м (3 фазы, плоская шина 100х10)	4	
20	Зажим аппаратный штыревой АШМ-20-1 (ввод ВН)	6	
21	Зажим аппаратный штыревой АШМ-27-1 (ввод ВН)	12	
22	Зажим аппаратный прессуемый А4А-240-2	24	
23	Зажим ответвительный прессуемый ОА-240-1	12	

Примечания:

1. Чертеж выполнен на основании габаритных размеров модульной конструкции блока выключателя линии МК1-35-УХЛ1, поставленной ООО "ВОСТОКЭНЕРГО" для 1 этапа реконструкции ПС 35 кВ Водозабор.
2. Жесткая ошиновка в пределах блоков модульной конструкции учтена в чертежах блоков.
3. Элементы жесткой ошиновки поставляемые в комплекте жесткой ошиновки ОЖ-35 обозначены в примечаниях как "Комплект ОЖ-35".
4. На чертеже показано оборудование ОРУ после окончания 3 этапа реконструкции. Элементы ошиновки без обозначения номера позиций монтируются временно и подлежат демонтажу на следующих этапах реконструкции. Расположение узлов временной ошиновки представлены на чертежах планов и разрезов оборудования соответствующих этапов реконструкции.
5. Гибкая ошиновка в пролете "концевая опора ВЛ 35 кВ - линейный портал ОРУ 35 кВ" демонтируется на период производства работ по установке проектируемого линейного портала, после установки портала демонтированные провода подвешиваются повторно. Расположение ошиновки представлено на чертежах планов и разрезов оборудования соответствующих этапов реконструкции.
6. Размеры и конструкция элементов жесткой ошиновки указанные на чертеже носят рекомендательный характер и подлежат уточнению после определения поставщика оборудования ОРУ. Фиксаторы участков жесткой ошиновки длиной более 3 м должны обеспечивать подвижность соединения для компенсации температурного удлинения шин.

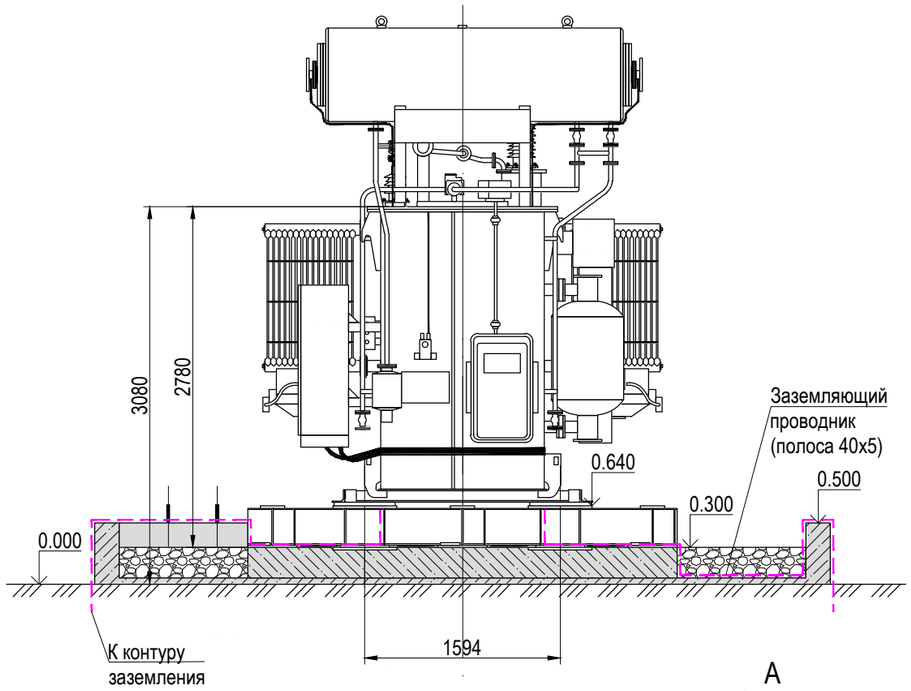
						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ	
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия: П; Лист: 28; Листов:
Проверил		Бучинский			05.21	Общий вид ошиновки ОРУ 35 кВ	Проектный центр ООО "Техно Базис"
Н.контр.		Тюкавкин			05.21		

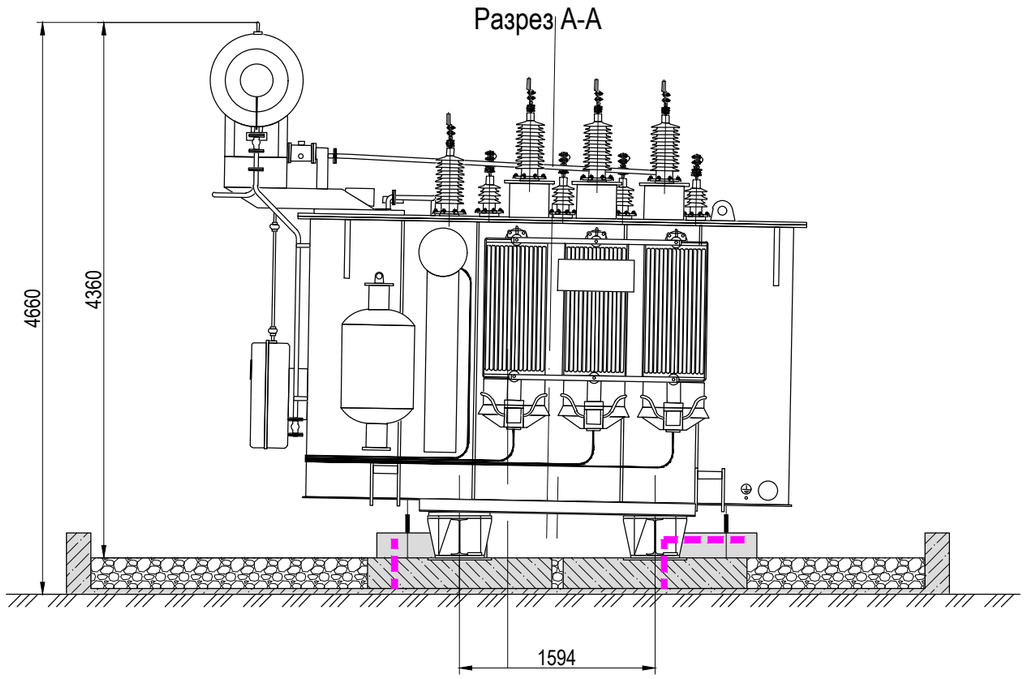
Взам. инв. №

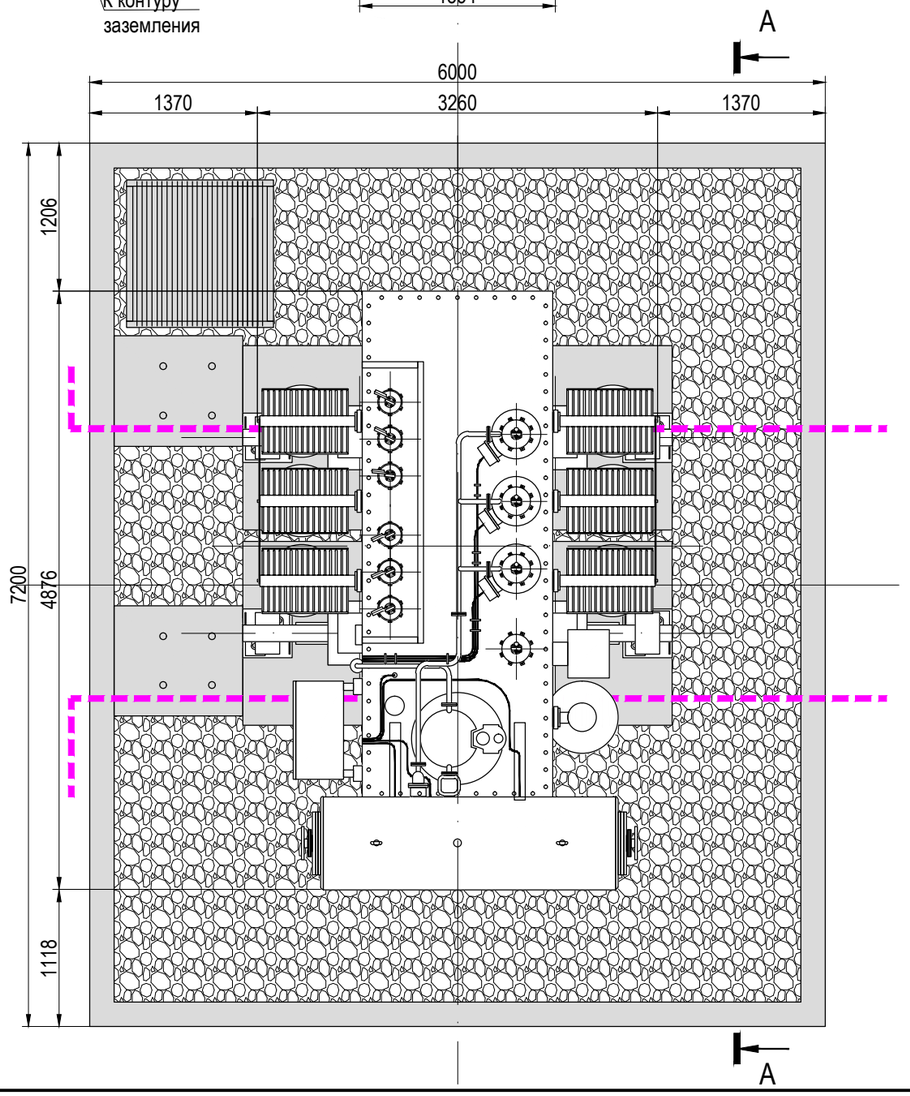
Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А4Х4







Примечания:

1. Трансформаторы установить с уклоном 1-1,5° в сторону, противоположную расширителю. Для создания уклона выполнить подкладки из стальной плиты 500х500 мм, б=30 мм. Плиты подкладок приварить к закладным деталям плит фундамента НСП35.15А со стороны расширительного бака. Если верхняя крышка бака трансформатора и соединительные трубы имеют конструктивный уклон 1~1,5°, то создание уклона при установке не выполнять.
2. Устройство маслоприемника и фундамента трансформатора см. комплект 3041-167-АС.
3. Раскладку контрольных и силовых кабелей 0,4 кВ см. комплекты 3041-167-СН, 3041-167-Р3.
4. Соединительный уголок и "коротыш" предназначены для фиксации трансформатора и привариваются к раме трансформатора и к закладным деталям плит фундамента НСП35.15А после установки трансформатора.
5. Антикоррозийную защиту металлических конструкций выполнить методом "холодного" цинкования цинкнаполненной композицией ЦИНОЛ по ТУ2313-012-12288779-99 на два слоя, при нанесении двух слоев композиции АЛПОЛ по ТУ 2313-014-12288779-99. Площадь окрашиваемой поверхности - 3,1 м².
6. Материал металлоконструкций - сталь С235.
7. Сварные швы (тип и марка) по ГОСТ 5264-80*, ручную дуговую сварку выполнять электродами типа Э42 по ГОСТ 9467-75*. Катет сварных швов принять по наименьшей толщине свариваемых элементов по таблице 38* СП 16.13330.2011 (СНиП II-23-81*) Стальные конструкции*.
8. Заземляющие проводники, присоединяющие оборудование и металлоконструкции к заземляющему устройству, проложить по дну маслоприемной чаши до засыпки маслоприемника щебнем.

						3041-167-ИОС.ЭП.ГЧ		
2	-	Нов.	05-1		05.21	Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Бакшеев			05.21	Раздел 5. Подраздел 1. Электротехнические решения	Стадия	Лист	Листов
							П	29	
Проверил		Бучинский			05.21	Установка силовых трансформаторов Т-1, Т-2	Проектный центр ООО "Техно Базис"		
Н.контр.		Тюкавкин			05.21				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ВЕДОМОСТЬ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ 1 ЭТАП

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Оборудование 35 кВ		
1	Гибкая ошиновка 35 кВ (провод АС-95/16) (протяженность уточняется в РД)	м	-
2	Линейный стальной портал 35 кВ	шт	1
3	Блок трансформатора напряжения 35 кВ (повторный монтаж) в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока и лежневый фундамент	шт	1
	Трансформатор напряжения 35 кВ	шт	1
	Разъединитель 35 кВ	шт	1
	Комплект жесткой ошиновки блока трансформатора напряжения 35 кВ	шт	1
4	Блок ОПН 35 кВ в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока и ж/б стойка основания	шт	1
	Ограничитель перенапряжений 35 кВ	шт	3
	Оборудование 10 кВ		
5	Ячейки РУ 10 кВ (2 ячейки с повторным монтажом)	шт	5
	Заземление, кабельное хозяйство, освещение, маслохозяйство		
6	Ж/б кабельные лотки (протяженность уточняется в РД)	м	-
7	Кабельные линии 0,4 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
8	Кабель ВОЛС (протяженность уточняется в РД)	м	-
9	Ж/б стойка подвески кабеля ВОЛС (повторный монтаж)	шт	1

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	04-1		04.21
Разраб.		Бакшеев			03.21
Проверил		Бучинский			01.21
Н.контр..		Тюкавкин			01.21

3041-160-ИОС.ЭП.ВДР1

Ведомость демонтажных работ.
1 этап

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

Проектный центр
ООО «ТЕХНО БАЗИС»

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ВЕДОМОСТЬ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ 2 ЭТАП

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Оборудование 35 кВ		
1	Гибкая ошиновка 35 кВ (провод АС-95/16, АС-120/19) (протяженность уточняется в РД)	м	-
2	Шинный стальной портал 35 кВ	шт	2
3	Блок трансформатора напряжения 35 кВ в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока и лежневый фундамент	шт	1
	Трансформатор напряжения 35 кВ	шт	1
	Разъединитель 35 кВ	шт	1
	Комплект жесткой ошиновки блока трансформатора напряжения 35 кВ	шт	1
4	Блок выключателя трансформатора 35 кВ в составе:	шт	2
	Металлоконструкция блока и фундамент из 4 вертикальных ж/б стоек	шт	1
	Масляный выключатель 35 кВ	шт	1
	Трансформатор тока 35 кВ	шт	2
	Разъединитель 35 кВ	шт	2
	Комплект жесткой ошиновки блока выключателя трансформатора 35 кВ	шт	1
	Оборудование 10 кВ		
5	Масляный трансформатор собственных нужд мощностью 100 кВА	шт	1
	Оборудование 6 кВ		
6	Масляный трансформатор собственных нужд мощностью 100 кВА	шт	1
	Заземление, кабельное хозяйство, освещение, маслохозяйство		
7	Ж/б кабельные лотки (протяженность уточняется в РД)	м	-
8	Кабельные линии 0,4 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	04-1		04.21
Разраб.		Бакшеев			03.21
Проверил		Бучинский			01.21
Н.контр..		Тюкавкин			01.21

3041-160-ИОС.ЭП.ВДР2

Ведомость демонтажных работ.
2 этап

Стадия	Лист	Листов
П	1	1

Проектный центр
ООО «ТЕХНО БАЗИС»

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ВЕДОМОСТЬ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ 3 ЭТАП

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Оборудование 35 кВ		
1	Гибкая ошиновка 35 кВ (провод АС-95/16, АС-120/19) (протяженность уточняется в РД)	м	-
2	Силовой трансформатор 35/10 (35/6) кВ мощностью 4000 кВА в составе:	шт	2
	Силовой трансформатор 35/10 (35/6) кВ	шт	1
	Фундамент трансформатора	шт	1
	Монолитный ж/б маслоприемник совмещенный с маслосборником	шт	1
3	Блок временных шинных опор 35 кВ в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока и лежневый фундамент	шт	1
	Шинные опоры 35 кВ	шт	3
	Оборудование 10 кВ		
4	Блок кабельных муфт 10 кВ в составе:	шт	2
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Шинные опоры 10 кВ	шт	3
	Кабельная муфта 10 кВ (комплект 3 фазы)	шт	1
5	Кабельные линии 10 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
6	Ячейки РУ 10 кВ	шт	11
	Оборудование 6 кВ		
7	Блок кабельных муфт 6 кВ в составе:	шт	2
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Шинные опоры 6 кВ	шт	3
	Кабельная муфта 6 кВ (комплект 3 фазы)	шт	1
8	Кабельные линии 6 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
9	Ячейки РУ 6 кВ	шт	13

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	04-1		04.21
Разраб.		Бакшеев			03.21
Проверил		Бучинский			01.21
Н.контр..		Тюкавкин			01.21

3041-160-ИОС.ЭП.ВДР3

Ведомость демонтажных работ.
3 этап

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Проектный центр
ООО «ТЕХНО БАЗИС»

№ п/п	Наименование работы по демонтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Заземление, кабельное хозяйство, освещение, маслохозяйство		
10	Ж/б кабельные лотки (протяженность уточняется в РД)	м	-
11	Кабельные линии 0,4 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
12	Ограждение ОРУ (протяженность уточняется в РД)	м	-

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ВЕДОМОСТЬ МОНТАЖНЫХ РАБОТ 1 ЭТАП

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Оборудование 35 кВ		
1	Блок ячейки линии 35 кВ (блок РВР) в составе:	шт	2
	Металлоконструкция блока и лежневый фундамент	шт	1
	Баковый элегазовый выключатель 35 кВ	шт	1
	Разъединитель 35 кВ	шт	2
	Комплект жесткой ошиновки блока ячейки линии 35 кВ	шт	1
2	Блок трансформатора напряжения 35 кВ (повторный монтаж) в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока и лежневый фундамент	шт	1
	Трансформатор напряжения 35 кВ	шт	1
	Разъединитель 35 кВ	шт	1
	Комплект жесткой ошиновки блока трансформатора напряжения 35 кВ	шт	1
3	Линейный стальной портал 35 кВ ПС-35Я2С в составе:	шт	1
	Фундамент портала	шт	2
	Стойка портала	шт	2
	Траверса портала	шт	1
	Тросостойка	шт	1
	Молниеотвод	шт	1
	Доборный элемент	шт	1
4	Блок ограничителей перенапряжений и шинных опор 35 кВ (блок ОпШо) в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Ограничители перенапряжения 35 кВ	шт	3
	Шинная опора 35 кВ	шт	3
5	Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 35 кВ (блок ОпШоКм) в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Ограничители перенапряжения 35 кВ	шт	3
	Кабельная муфта 35 кВ (комплект 3 фазы)	шт	1
	Шинная опора 35 кВ	шт	3

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	04-1		04.21
Разраб.		Бакшеев			03.21
Проверил		Бучинский			03.21
Н.контр..		Тюкавкин			03.21

3041-167-ИОС.ЭП.ВМР1

Ведомость монтажных работ.
1 этап

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Проектный центр
ООО «ТЕХНО БАЗИС»

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
6	Гибкая ошиновка 35 кВ (провод АС-120/19) (протяженность уточняется в РД)	м	-
	Оборудование 10 кВ		
7	Ячейки РУ 10 кВ	шт	6
	Заземление, кабельное хозяйство, освещение, маслохозяйство		
8	Горизонтальный заземлитель (протяженность уточняется в РД)	м	-
9	Ж/б кабельные лотки (протяженность уточняется в РД)	м	-
10	Кабельные линии 0,4 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
11	Кабель ВОЛС (протяженность уточняется в РД)	м	-
12	Ж/б стойка подвески кабеля ВОЛС (повторный монтаж)	шт	1
13	Осветительная установка ОУ-2 на стойке линейного портала	шт	1
14	Светодиодный светильник	шт	2

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ВЕДОМОСТЬ МОНТАЖНЫХ РАБОТ 2 ЭТАП

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Оборудование 35 кВ		
1	Блок ячейки трансформаторного выключателя 35 кВ (блок РВР) в составе:	шт	2
	Металлоконструкция блока и лежневый фундамент	шт	1
	Баковый элегазовый выключатель 35 кВ	шт	1
	Разъединитель 35 кВ	шт	2
	Комплект жесткой ошиновки блока ячейки трансформаторного выключателя 35 кВ	шт	1
2	Блок трансформатора напряжения 35 кВ (блок РШоПТн) в составе:	шт	2
	Металлоконструкция блока и лежневый фундамент	шт	1
	Разъединитель 35 кВ	шт	1
	Трансформатор напряжения 35 кВ	шт	1
	Предохранитель 35 кВ	шт	3
	Комплект жесткой ошиновки блока трансформатора напряжения 35 кВ	шт	1
3	Блок ограничителей перенапряжений и шинных опор 35 кВ (блок ОпШо) в составе:	шт	2
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Ограничители перенапряжения 35 кВ	шт	3
	Шинная опора 35 кВ	шт	3
4	Блок временных шинных опор 35 кВ (блок Шо) в составе:	шт	1
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Шинная опора 35 кВ	шт	3
5	Гибкая ошиновка 35 кВ (провод АС-120/19) (протяженность уточняется в РД)	м	-
6	Жесткая ошиновка 35 кВ (алюминиевая труба 80х3) (протяженность уточняется в РД)	м	-
7	Отдельностоящий стальной молниеотвод в составе:	шт	1
	Фундамент молниеотвода	шт	1
	Стойка молниеотвода	шт	1
	Оборудование 10 кВ		
8	Масляный трансформатор собственных нужд мощностью 160 кВА	шт	1

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
1	-	Зам.	04-1		04.21
Разраб.		Бакшеев			03.21
Проверил		Бучинский			03.21
Н.контр..		Тюкавкин			03.21

3041-167-ИОС.ЭП.ВМР2

Ведомость монтажных работ.
2 этап

Стадия	Лист	Листов
П	1	2

Проектный центр
ООО «ТЕХНО БАЗИС»

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Оборудование 6 кВ		
9	Масляный трансформатор собственных нужд мощностью 160 кВА	шт	1
	Заземление, кабельное хозяйство, освещение, маслохозяйство		
10	Горизонтальный заземлитель (протяженность уточняется в РД)	м	-
11	Ж/б кабельные лотки (протяженность уточняется в РД)	м	-
12	Кабельные линии 0,4 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
13	Стальные опоры ОВН	шт	2
14	Осветительная установка ОУ-2 на блоке шинных опор 35 кВ	шт	2
15	Светодиодный светильник	шт	6

РАЗДЕЛ 5. ПОДРАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ВЕДОМОСТЬ МОНТАЖНЫХ РАБОТ 3 ЭТАП

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Оборудование 35 кВ		
1	Силовой трансформатор 35/10/6 кВ мощностью 10000 кВА в составе:	шт	2
	Силовой трансформатор 35/10/6 кВ	шт	1
	Фундамент трансформатора	шт	1
	Маслоприемник трансформатора	шт	1
2	Гибкая ошиновка 35 кВ (провод АС-120/19) (протяженность уточняется в РД)	м	-
	Оборудование 10 кВ		
3	Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 10 кВ (блок ОпШоКм) в составе:	шт	2
	Фундамент блока	шт	1
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Ограничители перенапряжения 10 кВ	шт	3
	Кабельная муфта 10 кВ	шт	1
	Шинная опора 10 кВ	шт	3
4	Кабельные линии 10 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
5	Ячейки РУ 10 кВ	шт	13
	Оборудование 6 кВ		
6	Блок ограничителей перенапряжений, шинных опор и кабельных муфт 6 кВ (блок Оп-ШоКм) в составе:	шт	2
	Фундамент блока	шт	1
	Металлоконструкция блока	шт	1
	Ограничители перенапряжения 6 кВ	шт	3
	Кабельная муфта 6 кВ	шт	1
	Шинная опора 6 кВ	шт	3
7	Кабельные линии 6 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
8	Ячейки РУ 6 кВ	шт	13

№ п/п	Наименование работы по монтажу конструкций, оборудования и аппаратуры	Ед. изм.	Кол.
	Заземление, кабельное хозяйство, освещение, маслохозяйство		
9	Горизонтальный заземлитель (протяженность уточняется в РД)	м	-
10	Ж/б кабельные лотки (протяженность уточняется в РД)	м	-
11	Кабельные линии 0,4 кВ (протяженность уточняется в РД)	м	-
12	Ограждение ОРУ (протяженность уточняется в РД)	м	-
13	Колодец системы маслоотведения	шт	2
14	Маслоотводы системы маслоотведения (протяженность уточняется в РД)	м	-
15	Подземный маслосборник объемом 40 м³	шт	1

Диспетчерское наименование	Наименование, тип оборудования	По номинальному напряжению			Проверка по номинальному току			По электродинамической стойкости			По термической стойкости			По отключающей способности		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Усло-вие выбора
		$U_{РАСЧ.}$, кВ	$U_{НОМ.}$, кВ	$U_{РАСЧ.} \le U_{НОМ.}$	$I_{РАСЧ.}$, А	$I_{НОМ.}$, А	$I_{РАСЧ.} \le I_{НОМ.}$	$i_{уд.}$, кА	$I_{дин.}$, кА	$i_{уд.} \le_{дин.}$	$B_к$	$B_т$	$B_к \le B_т$	$I_{кз.макс.}$, кА	$I_{откл.в.}$, кА	$I_{кз.макс.} \le I_{откл.в.}$
ОРУ 35 кВ																
В 35 Игнатьево	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	113	630	113 ≤ 630	11,9	35	11,9 ≤ 35	66,83	468,75	66,83≤468,75	5,16	12,5	5,16≤12,5
ЛР 35 Игнатьево	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	113	1000	113 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Игнатьево	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	113	1000	113 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
В 35 Западная	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	97	630	97 ≤ 630	11,9	35	11,9 ≤ 35	66,83	468,75	66,83≤468,75	5,16	12,5	5,16≤12,5
ЛР 35 Западная	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	97	1000	97 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Западная	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	97	1000	97 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
СВ 35	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	36	630	36 ≤ 630	11,9	35	11,9 ≤ 35	66,83	468,75	66,83≤468,75	5,16	12,5	5,16≤12,5
СР-1 35; СР-2 35	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	36	1000	36 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
В 35 Т-1	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	97	630	97 ≤ 630	11,9	35	11,9 ≤ 35	66,83	468,75	66,83≤468,75	5,16	12,5	5,16≤12,5
РТ 35 Т-1	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	97	1000	97 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Т-1	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	97	1000	97 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
В 35 Т-2	Выключатель элегазовый баковый 35 кВ ВГБ-УЭТМ-35 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	113	630	113 ≤ 630	11,9	35	11,9 ≤ 35	66,83	468,75	66,83≤468,75	5,16	12,5	5,16≤12,5
РТ 35 Т-2	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-II-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	113	1000	113 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
ШР 35 Т-2	Разъединитель 35 кВ: РГПЗ(СЭЩ)-2-1б-35/1000 УХЛ1	35	35	35 ≤ 35	113	1000	113 ≤ 1000	11,9	50	11,9 ≤ 50	66,83	1200	66,83 ≤ 1200	-	-	-
ПТН-1 35, ПТН-2 35	Предохранитель 35 кВ: ПКН-001-35 ХЛ1	35	35	35 ≤ 35	-	-	-	11,9	31,8	11,9 ≤ 31,8	66,83	156,25	66,83≤156,25	5,16	12,5	5,16≤12,5
РУ 10 кВ																
Ввод 10 кВ Т-1, Ввод 10 кВ Т-2, СВ 10 кВ	Выключатель вакуумный 10 кВ: BB/TEL-10-20/1000 У2	10	10	10 ≤ 10	300	1000	195 ≤ 1000	9,71	51	9,71≤ 51	12,23	1200	12,23 ≤ 1200	4,21	20	4,21≤20
	Трансформатор тока 10 кВ: ТОЛ-10, 400/5	10	10	10 ≤ 10	300	400	195 ≤ 400	9,71	51	9,71≤ 51	12,23	1200	12,23 ≤ 1200	-	-	-
Ячейки отходящих линий	Выключатель вакуумный 10 кВ: BB/TEL-10-20/630 У2	10	10	10 ≤ 10	120	630	120 ≤ 630	9,71	51	9,71≤ 51	12,23	1200	12,23 ≤ 1200	4,21	20	4,21≤20
	Трансформатор тока 10 кВ: ТОЛ-10, 150/5	10	10	10 ≤ 10	120	150	120 ≤ 150	9,71	51	9,71≤ 51	12,23	1200	12,23 ≤ 1200	-	-	-
Ячейки ТН	Предохранитель 10 кВ: ПКН-001-10 У3	10	10	10 ≤ 10	-	-	-	9,71	31,8	9,71≤ 31,8	12,23	156,25	12,23≤156,25	4,21	12,5	4,21≤12,5

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бакшеев			03.21
Н.контр		Бучинский			03.21
ГИП		Тюкавкин			03.21

Приложение А

Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

Раздел 5. Подраздел 1. Система электроснабжения

Стадия	Лист	Листов
П	1	4

Расчетная проверка силового оборудования

Проектный центр ООО "Техно Базис"

Диспетчерское наименование	Наименование, тип оборудования	По номинальному напряжению			Проверка по номинальному току			По электродинамической стойкости			По термической стойкости			По отключающей способности		
		Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Условие выбора	Расчетный параметр	Каталожные данные	Усло-вие выбора
		$U_{РАСЧ.}$, кВ	$U_{НОМ.}$, кВ	$U_{РАСЧ.} \leq U_{НОМ.}$	$I_{РАСЧ.}$, А	$I_{НОМ.}$, А	$I_{РАСЧ.} \leq I_{НОМ.}$	$i_{уд.}$, кА	$I_{дин.}$, кА	$i_{уд.} \leq_{дин.}$	$B_к$	$B_т$	$B_к \leq B_т$	$I_{кз.макс.}$, кА	$I_{откл.в.}$, кА	$I_{кз.макс.} \leq I_{откл.в.}$
РУ 6 кВ																
Ввод 6 кВ Т-1, Ввод 6 кВ Т-2, СВ 6 кВ	Выключатель вакуумный 6 кВ: ВВ/TEL-10-20/1000 У2	6	10	6 ≤ 10	400	1000	400 ≤ 1000	9,54	51	9,54≤ 51	11,83	1200	11,83 ≤ 1200	4,14	20	4,14≤20
	Трансформатор тока 6 кВ: ТОЛ-10, 600/5	6	10	6 ≤ 10	400	600	400 ≤ 600	9,54	51	9,54≤ 51	11,83	1200	11,83 ≤ 1200	-	-	-
Ячейки отхо-дящих линий	Выключатель вакуумный 6 кВ: ВВ/TEL-10-20/1630 У2	6	10	6 ≤ 10	150	630	150 ≤ 630	9,54	51	9,54≤ 51	11,83	1200	11,83 ≤ 1200	4,14	20	4,14≤20
	Трансформатор тока 6 кВ: ТОЛ-10, 150/5	6	10	6 ≤ 10	150	200	150 ≤ 200	9,54	51	9,54≤ 51	11,83	1200	11,83 ≤ 1200	-	-	-
Ячейки ТН	Предохранитель 6 кВ: ПКН-001-6 У3	6	10	6 ≤ 10	-	-	-	9,54	31,8	9,54≤ 31,8	11,83	156,25	11,83≤156,25	4,14	12,5	4,14≤12,5

Проверка ошиновки 35 кВ по термической стойкости:

$$q_{min(35)ОГ} = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{мер}} = 5160 \cdot \frac{\sqrt{2,4 + 0,06 + 0,05}}{98} = 91,95 \text{ мм}^2$$

Для гибкой ошиновки, выполненной проводом АС-120/19 с площадью сечения алюминиевой части 120 мм², условие выполняется;

$$q_{min(35)ОЖ} = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{мер}} = 5160 \cdot \frac{\sqrt{2,4 + 0,06 + 0,05}}{90} = 90,83 \text{ мм}^2$$

Для жесткой ошиновки, выполненной из круглых алюминиевых труб диаметром 80 мм с толщиной стенки 3 мм (площадь сечения 725 мм²), условие также выполняется.

Проверка гибкой ошиновки 10 кВ по термической стойкости:

$$q_{min(10)ОГ} = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{мер}} = 4210 \cdot \frac{\sqrt{0,5 + 0,09 + 0,1}}{98} = 35,69 \text{ мм}^2$$

Для гибкой ошиновки, выполненной проводом АС-240/32 с площадью сечения алюминиевой части 240 мм², условие выполняется.

Проверка кабеля 10 кВ по термической стойкости:

$$q_{min(10)КЛ} = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{мер}} = 4210 \cdot \frac{\sqrt{0,5 + 0,09 + 0,1}}{122} = 28,66 \text{ мм}^2$$

Для принятого трехжильного кабеля ПвВнг(А)-LS 3х240/25-10 кВ с площадью сечения медных токопроводящих жил 240 мм², условие выполняется.

Проверка экрана кабеля 10 кВ по термической стойкости:

$$I_{доп.ЭКЛ} > I_{КЗ}^{(2)}$$

$$I_{доп.ЭКЛ} = k \cdot S_э \cdot \frac{1}{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}} = 0,191 \cdot 25 \cdot \frac{1}{\sqrt{0,5 + 0,09 + 0,1}} = 27,39 \text{ кА}$$

$$27,39 \text{ кА} > 3,65 \text{ кА}$$

Для принятого трехжильного кабеля ПвВнг(А)-LS 3х240/25-10 кВ с площадью сечения медных экранов 25 мм², условие выполняется.

Проверка кабеля 10 кВ на невозгораемость:

$$S_{min(10)КЛ} = \sqrt{\frac{b \cdot I_{КЗ}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a]}{K}} = \sqrt{\frac{12,23 \cdot 4,21^2 \cdot [0,5 + 0,09 + 0,1]}{0,6}} = 15,79 \text{ мм}^2$$

Для принятого трехжильного кабеля ПвВнг(А)-LS 3х240/25-10 кВ с площадью сечения медных токопроводящих жил 240 мм², условие выполняется.

Проверка гибкой ошиновки 6 кВ по термической стойкости:

$$q_{min(10)ОГ} = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{мер}} = 4140 \cdot \frac{\sqrt{0,5 + 0,09 + 0,1}}{98} = 35,09 \text{ мм}^2$$

Для гибкой ошиновки, выполненной проводом АС-240/32 с площадью сечения алюминиевой части 240 мм², условие выполняется.

Проверка кабеля 6 кВ по термической стойкости:

$$q_{min(10)КЛ} = I_{кз} \cdot \frac{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}}{C_{мер}} = 4140 \cdot \frac{\sqrt{0,5 + 0,09 + 0,1}}{122} = 28,19 \text{ мм}^2$$

Для принятого трехжильного кабеля ПвВнг(А)-LS 3х240/25-10 кВ с площадью сечения медных токопроводящих жил 240 мм², условие выполняется.

Проверка экрана кабеля 6 кВ по термической стойкости:

$$I_{доп.ЭКЛ} > I_{КЗ}^{(2)}$$

$$I_{доп.ЭКЛ} = k \cdot S_Э \cdot \frac{1}{\sqrt{t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a}} = 0,191 \cdot 25 \cdot \frac{1}{\sqrt{0,5 + 0,09 + 0,1}} = 27,39 \text{ кА}$$

$$27,39 \text{ кА} > 3,58 \text{ кА}$$

Для принятого трехжильного кабеля ПвВнг(А)-LS 3х240/25-10 кВ с площадью сечения медных экранов 25 мм², условие выполняется.

Проверка кабеля 10 кВ на невозгораемость:

$$S_{min(10)КЛ} = \sqrt{\frac{b \cdot I_{КЗ}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a]}{K}} = \sqrt{\frac{11,82 \cdot 4,14^2 \cdot [0,5 + 0,09 + 0,1]}{0,6}} = 15,26 \text{ мм}^2$$

Для принятого трехжильного кабеля ПвВнг(А)-LS 3х240/25-10 кВ с площадью сечения медных токопроводящих жил 240 мм², условие выполняется.

Примечания:

<u>ОРУ 35 кВ:</u>

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_y ;$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,16 \cdot 1,63 = 11,9 \text{ кА}$$

$$B_T = I_T^2 \cdot t_T ;$$

$B_{T(В)} = 12,5^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot$ с - для выключателя 35 кВ;

$B_{T(Р)} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot$ с - для разъединителя 35 кВ;

$B_{T(П)} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2 \cdot$ с - для предохранителя 35 кВ;

$B_{T(ОЖ)} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot$ с - для жесткой ошиновки 35 кВ;

$B_К = I_{кз}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a] = 5,16^2 \cdot [2,4 + 0,06 + 0,05] = 66,83 \text{ кА}^2 \cdot$ с.

<u>РУ 10 кВ:</u>

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_y ;$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,21 \cdot 1,63 = 9,71 \text{ кА}$$

$$B_T = I_T^2 \cdot t_T ;$$

$B_{T(В)} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot$ с - для выключателя 10 кВ;

$B_{T(Т)} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot$ с - для трансформаторов тока 10 кВ;

$B_{T(П)} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \text{ кА}^2 \cdot$ с - для предохранителя 10 кВ;

$B_К = I_{кз}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a] = 4,21^2 \cdot [0,5 + 0,09 + 0,1] = 12,23 \text{ кА}^2 \cdot$ с.

<u>РУ 6 кВ:</u>

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot K_y ;$$

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,14 \cdot 1,63 = 9,54 \text{ кА}$$

$B_T = I_T^2 \cdot t_T$;

$B_{T(В)} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА^2 · с - для выключателя 6 кВ;

$B_{T(Т)} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА^2 · с - для трансформаторов тока 6 кВ;

$B_{T(П)} = 12{,}5^2 \cdot 1 = 156{,}25$ кА^2 · с - для предохранителя 6 кВ;

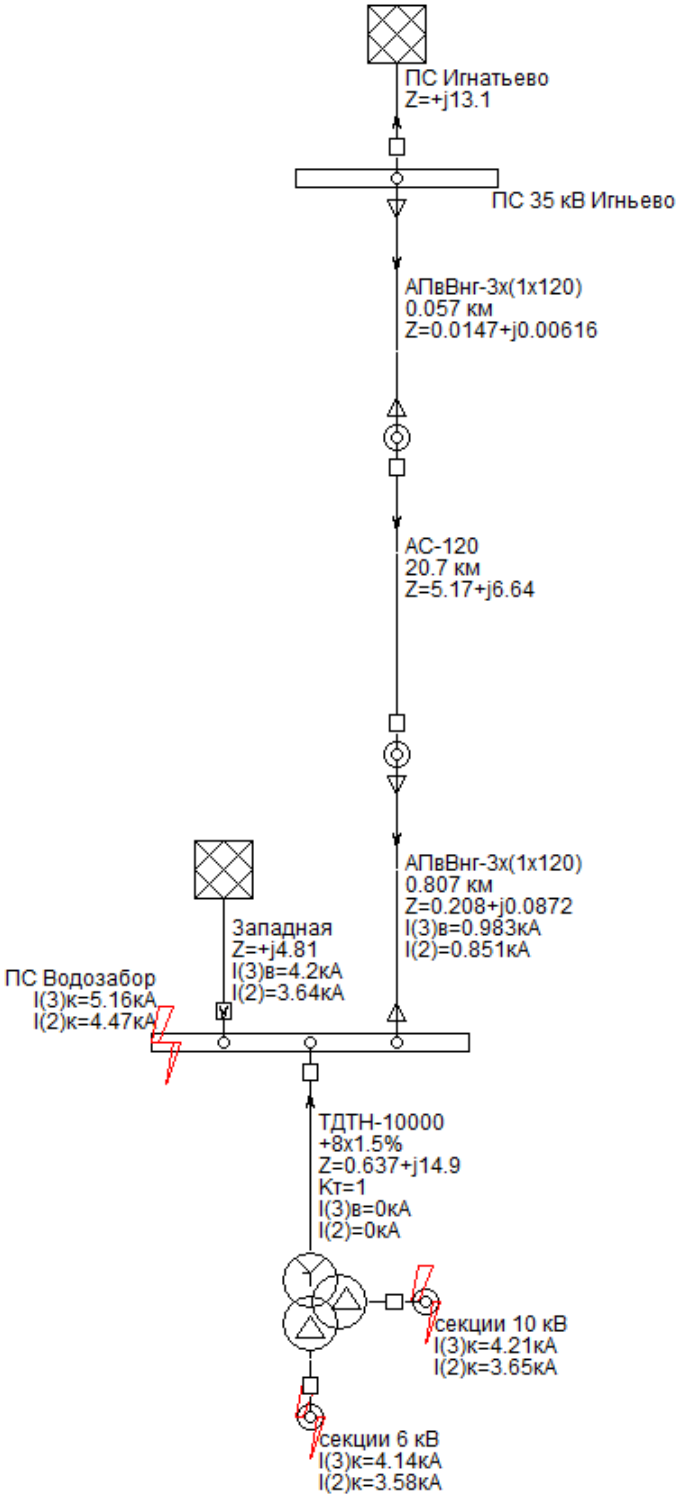
$B_К = I_{кз}^2 \cdot [t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_а] = 4{,}14^2 \cdot [0{,}5 + 0{,}09 + 0{,}1] = 11{,}83$ кА^2 · с.

Вывод:

Согласно выше приведенным расчетам оборудование 35, 10 и 6 кВ соответствует токам КЗ.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

1.1. Максимальный режим работы ЭЭС. Режим параллельной работы питающих ВЛ 35 кВ (режим для выбора электрооборудования)



Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.		Бучинский			03.21
Проверил		Бучинский			03.21
Н.контр.		Тюкавкин			03.21

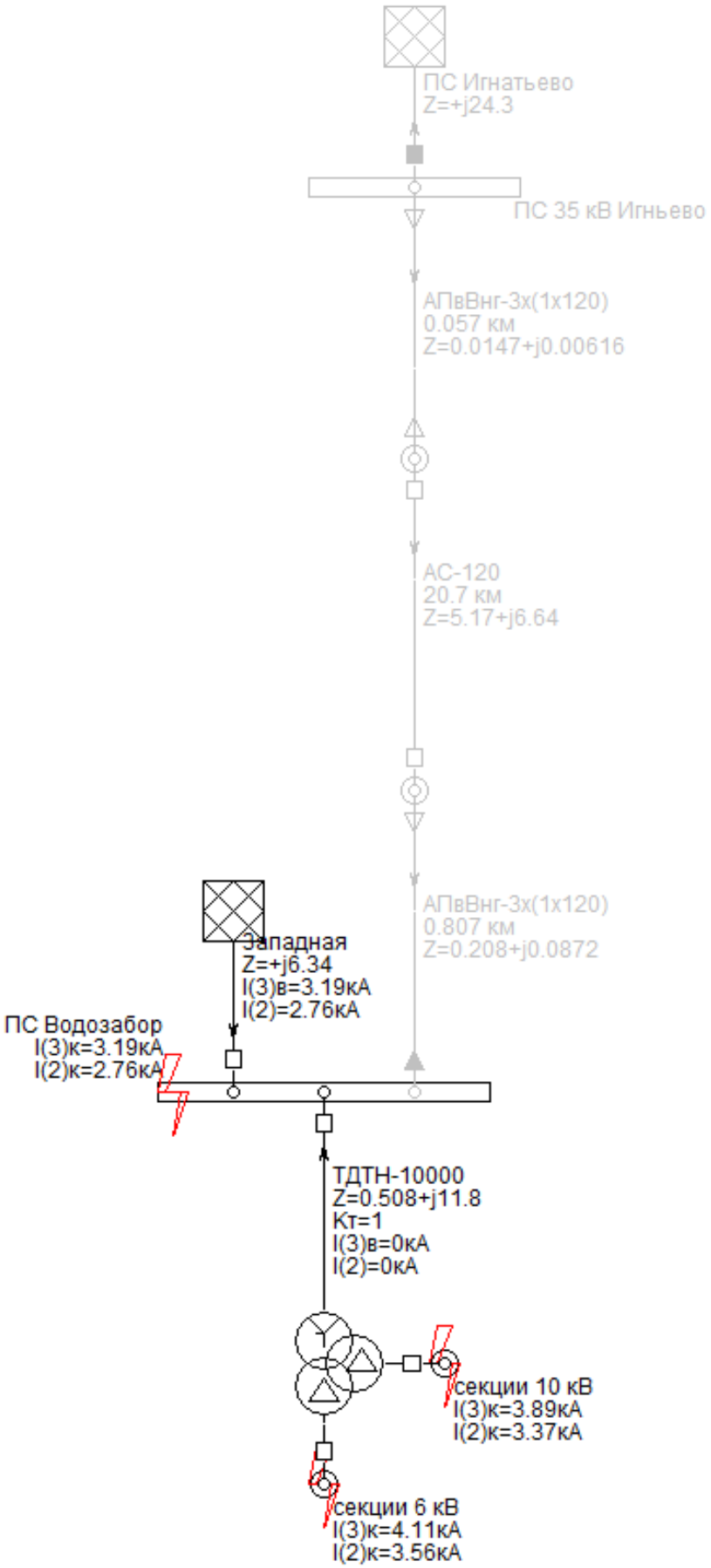
Приложение Б

Расчет токов короткого замыкания

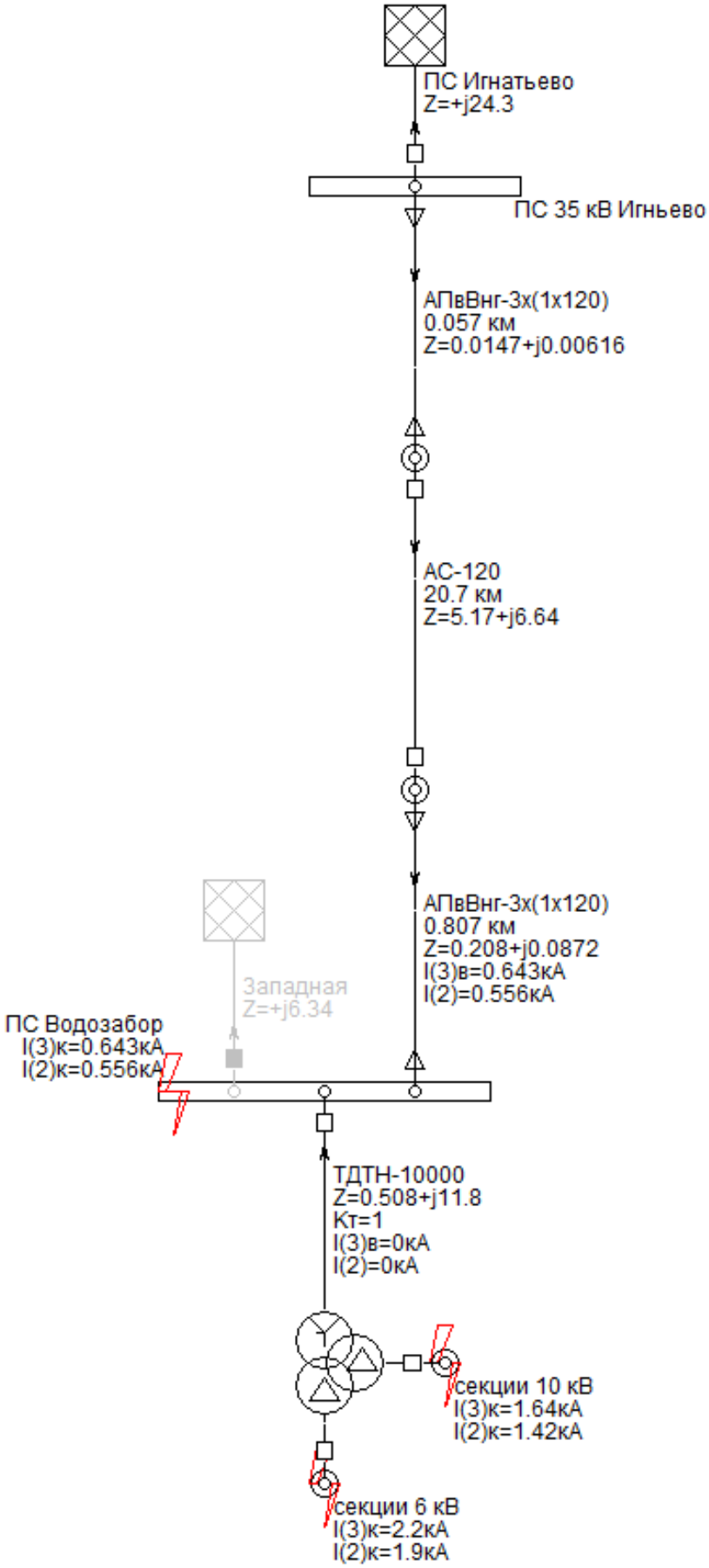
Стадия	Лист	Листов
П	1	6

Проектный центр
ООО «Техно Базис»

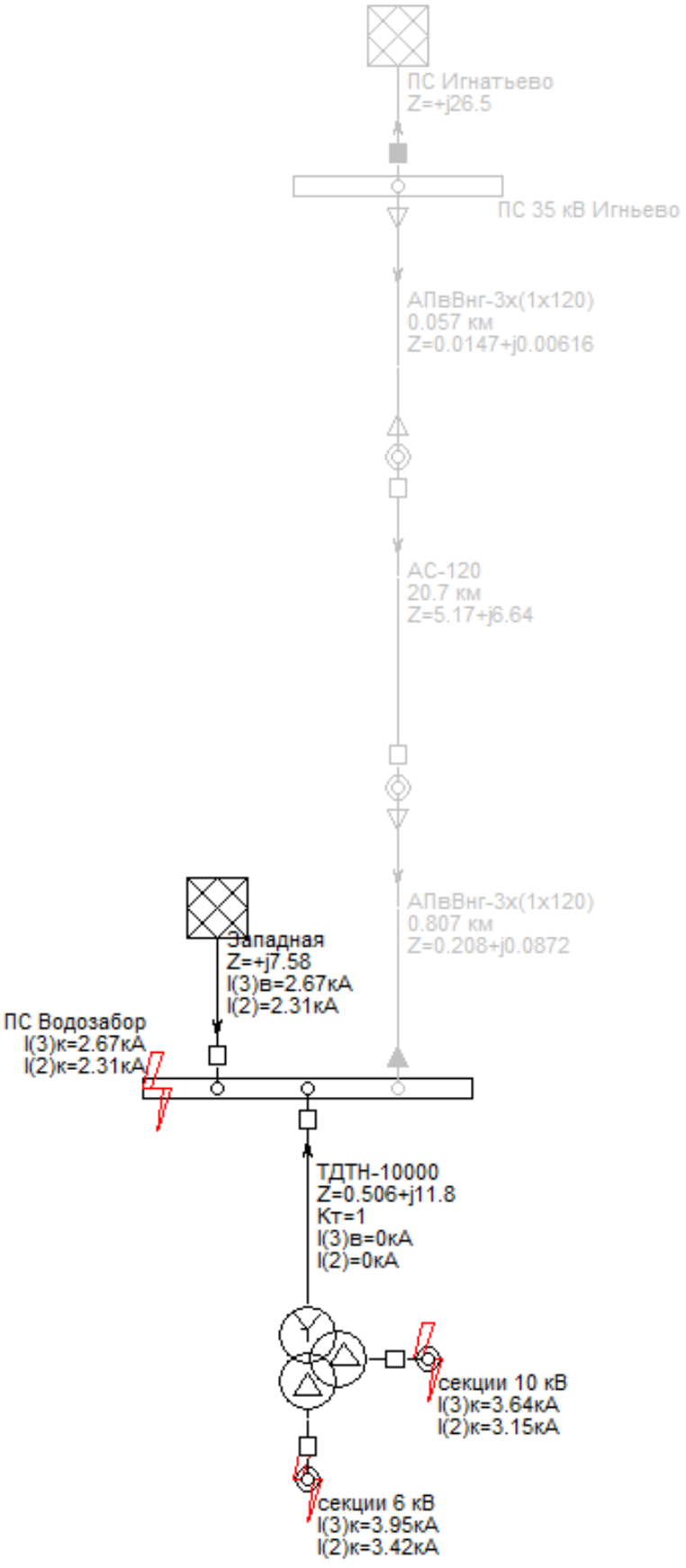
1.2. Максимальный режим работы ЭЭС. Режим питания подстанции с ПС Западная (режим для выбора уставок РЗА)



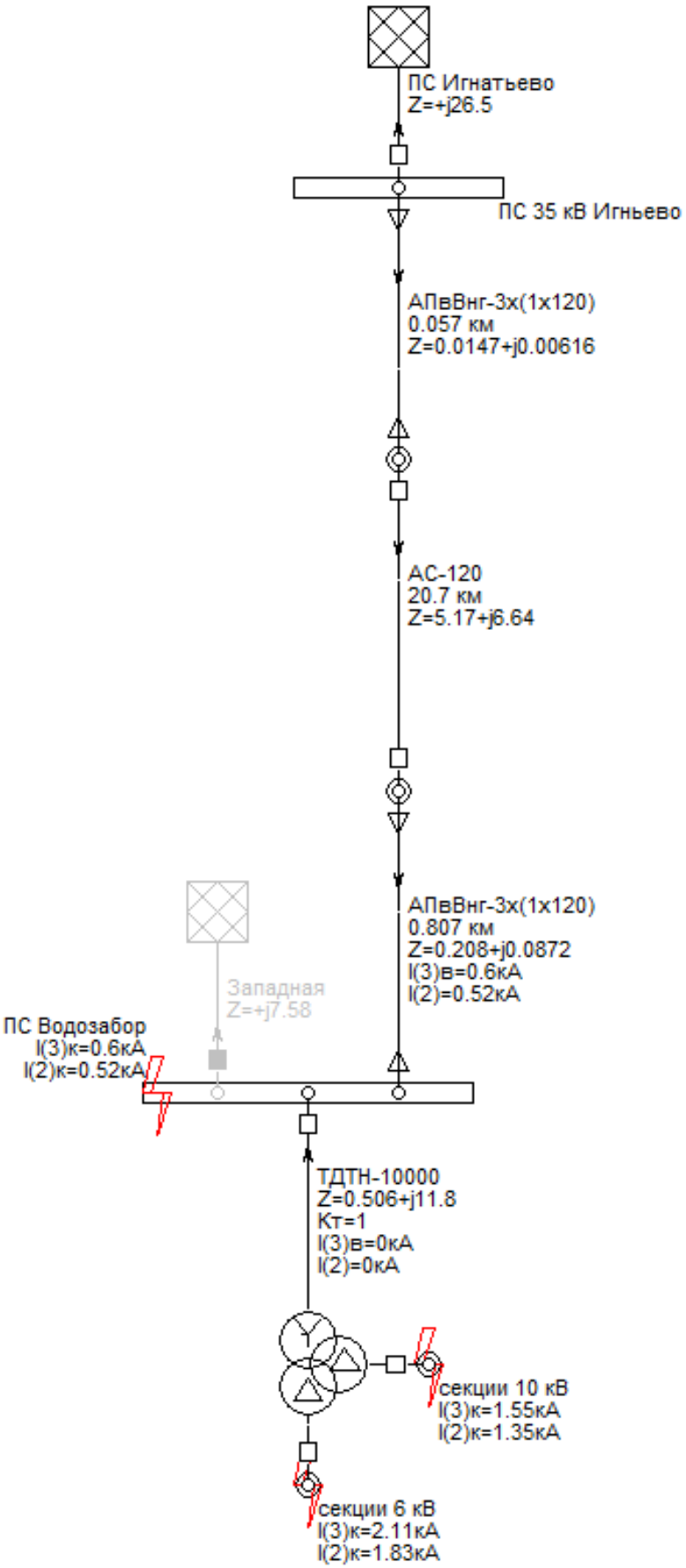
1.3. Максимальный режим работы ЭЭС. Режим питания подстанции с ПС Игнатьево (режим для выбора уставок РЗА)



1.4. Минимальный режим работы ЭЭС. Режим питания подстанции с ПС Западная (режим для выбора уставок РЗА)



1.5. Минимальный режим работы ЭЭС. Режим питания подстанции с ПС Игнатьево (режим для выбора уставок РЗА)



1. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ

Для определения уровней напряжения в узлах электрической сети, загрузки элементов сети и соответствия пропускной способности сети ожидаемым перетокам мощности выполнены расчеты электроэнергетических режимов сети. В случае превышения расчетными величинами допустимых уровней напряжения в узлах электрической сети рекомендованы мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима. При превышении расчетными величинами допустимых токовых загрузок элементов сети будут рекомендованы мероприятия по усилению сети или замене оборудования.

Границами рассматриваемого района приняты шины 220 кВ ПС 500 кВ Амурская, шины 220 кВ ПС 220 кВ Завитая, шины 220 кВ Райчихинской ГЭС, шины 110 кВ Благовещенской ТЭЦ согласно участку замера, предоставленному Филиалом АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ. Топология электрической сети расчетной модели сформирована на основе принципиальной схемы электрических соединений сетей 110 кВ и выше, полученной от АО «ДРСК», с учетом мероприятий, предусмотренных актуальными программами перспективного развития.

Расчетные модели сформированы на основании контрольных замеров зимнего и летнего максимума, полученных от АО «ДРСК» с учетом данных о перспективных нагрузках. Допустимые токовые нагрузки существующих ВЛ 110 кВ и выше приняты согласно данным АО «ДРСК».

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены на программном комплексе RastrWin3.

В соответствие с ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» расчет электроэнергетических режимов для энергорайона Амурской ЭЭС для зимних максимальных нагрузок выполнен при температуре наружного воздуха -5°С; для летних максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98 (в соответствии с данными правил строительной климатологии) 30°С.

Расчеты электроэнергетических режимов выполнены для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня на год окончания модернизации объекта (2022 г.) и на перспективу 5 лет после окончания модернизации объекта (2027 г.).

Нагрузки перспективных потребителей приняты в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 06.05.2014 г. № 250 «Об утверждении Методических указаний по определению степени загрузки вводимых после строительства объектов электросетевого хозяйства, а также по определению и применению коэффициентов совмещения максимума потребления электрической энергии (мощности) при определении степени загрузки таких объектов».

В таблице 1 приведен перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше ЭЭС Амурской области согласно «Схемы и программы развития электроэнергетики Амурской области на 2020-2024 годы», утвержденной распоряжением Губернатора Амурской области от 30.04.2020 г. № 91-р..

Таблица 1. Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование объекта	Параметры	Год ввода	Обоснование
220 кВ				
1.	Строительство ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли) трансформаторной мощностью 126 МВА	2х63 МВА	2023	СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы
2.	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Благовещенская – Варваровка на ПС 220 кВ Тамбовка (Журавли) ориентировочной протяженностью 2 км	2х1 км	2023	СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы
3.	Реконструкция ПС 220 кВ Хвойная с установкой двух реакторов 35 кВ мощностью 35 Мвар каждый	2х35 Мвар	2023	СиПР ЕЭС России на 2020 – 2026 годы
110 кВ				
4.	Техническое перевооружение ПС 110 кВ Центральная с заменой разъединителей 110 кВ - 22 шт.	22 шт.	2021	СиПР Амурской области на 2020-2024 годы
5.	Строительство ПС 110 кВ Маслозавод трансформаторной мощностью 50 МВА	2х25 МВА	2021	СиПР Амурской области на 2020-2024 годы
6.	Строительство ЛЭП 110 кВ Белогорск – Маслозавод протяженностью 2х4,3 км	2х4,3 км		
7.	Строительство ПС 110 кВ Мост трансформаторной мощностью 20 МВА	2х10 МВА	2023	СиПР Амурской области на 2020-2024 годы
8.	Строительство ВЛ 110 кВ Волково – Мост №1, ВЛ 110 кВ Волково – Мост №2	2х16 км		СиПР Амурской области на 2020-2024 годы
9.	Строительство ВЛ 110 кВ Журавли – Тамбовка, перезавод и переустройство существующих заходов ВЛ 110 кВ протяженностью 0,512 км	1 км 0,512 км	2023	ТУ на ТП
10.	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой выключателей 110 кВ – 5 шт. и установка 1 выключателя 110 кВ, выключателей 35 кВ – 4 шт. и установка 1 выключателя 35 кВ, с разработкой ПСД	-	2024	СиПР Амурской области на 2020-2024 годы
11.	Модернизация ПС 110 кВ Ивановка с заменой выключателей 110 кВ – 4 шт. и установка одного выключателя 110 кВ, заменой выключателей 35 кВ – 5 шт. и установка 1 выключателя 110 кВ, с разработкой ПСД	-	2024	СиПР Амурской области на 2020-2024 годы
12.	Модернизация ПС 110 кВ Михайловка с заменой выключателей 110 кВ на элегазовые - 5 шт., заменой выключателей 35 кВ на элегазовые – 6 шт., заменой выключателей 10 кВ на вакуумные - 9 шт., с разработкой ПСД	-	2025	СиПР Амурской области на 2020-2024 годы

Результаты расчетов потокораспределения для зимних максимальных и летних максимальных перспективных нормальных и послеаварийных режимов на 2022 и 2027 годы приведены в приложении Г.

2022 год

На уровне 2022 г. рассмотрены следующие электроэнергетические режимы:

- Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Зимний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Зимний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Зимний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Зимний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Нормальный режим. Летний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Летний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Летний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Летний максимум 2022 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Летний максимум 2022 г.

2027 год

На уровне 2030 г. рассмотрены следующие электроэнергетические режимы:

- Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Зимний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Зимний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Зимний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Зимний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Нормальный режим. Летний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Летний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Летний максимум 2027 г.
- Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Летний максимум 2027 г.

– Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Летний максимум 2027 г.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на уровне 2025 и 2030 годы показал, что во всех рассмотренных нормальных и послеаварийных режимах и ремонтных схемах уровни напряжений соответствуют допустимым значениям, допустимая токовая нагрузка основного оборудования ПС и ЛЭП не превышена.

Результаты расчета электроэнергетических режимов

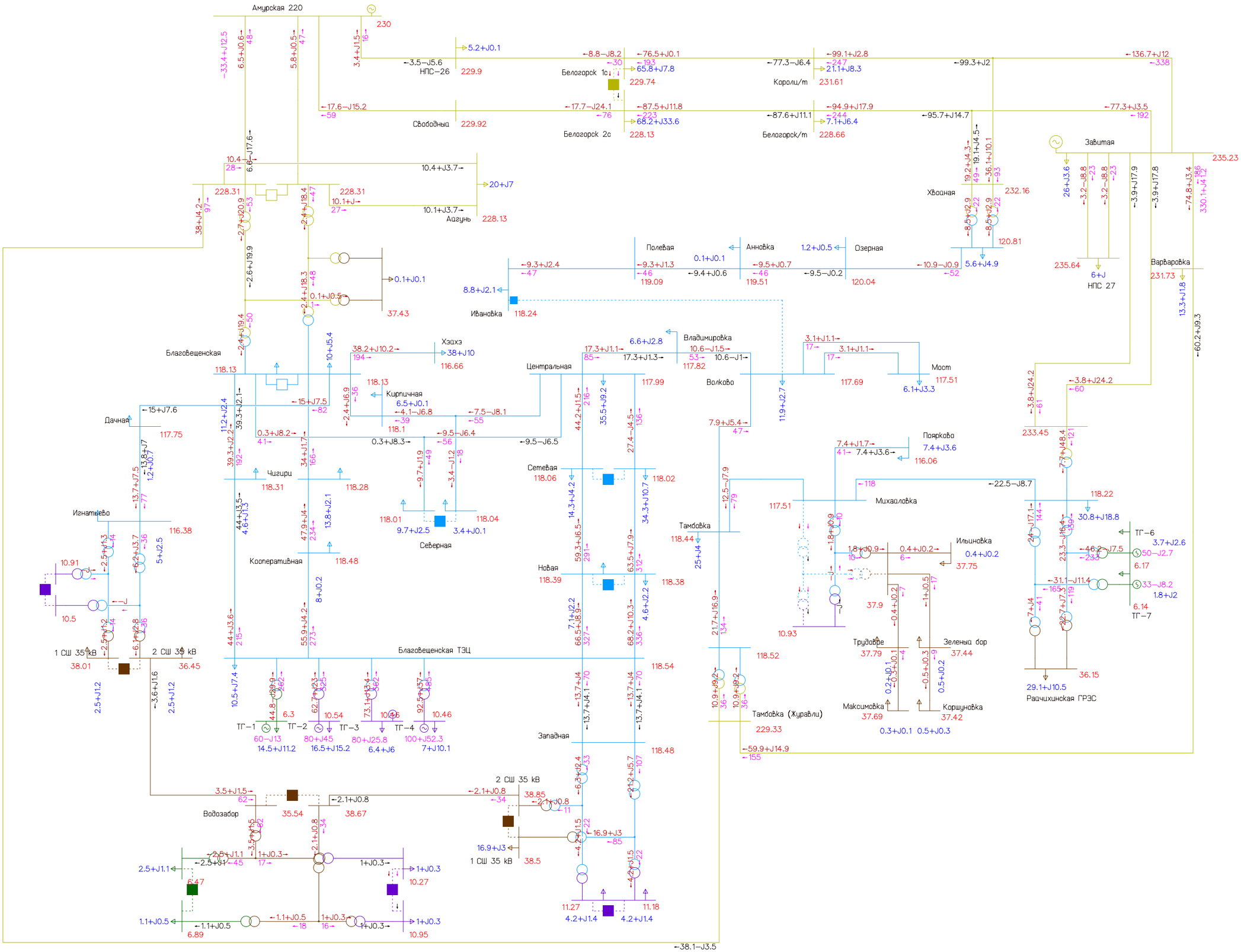


Рисунок 1. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2022 г.

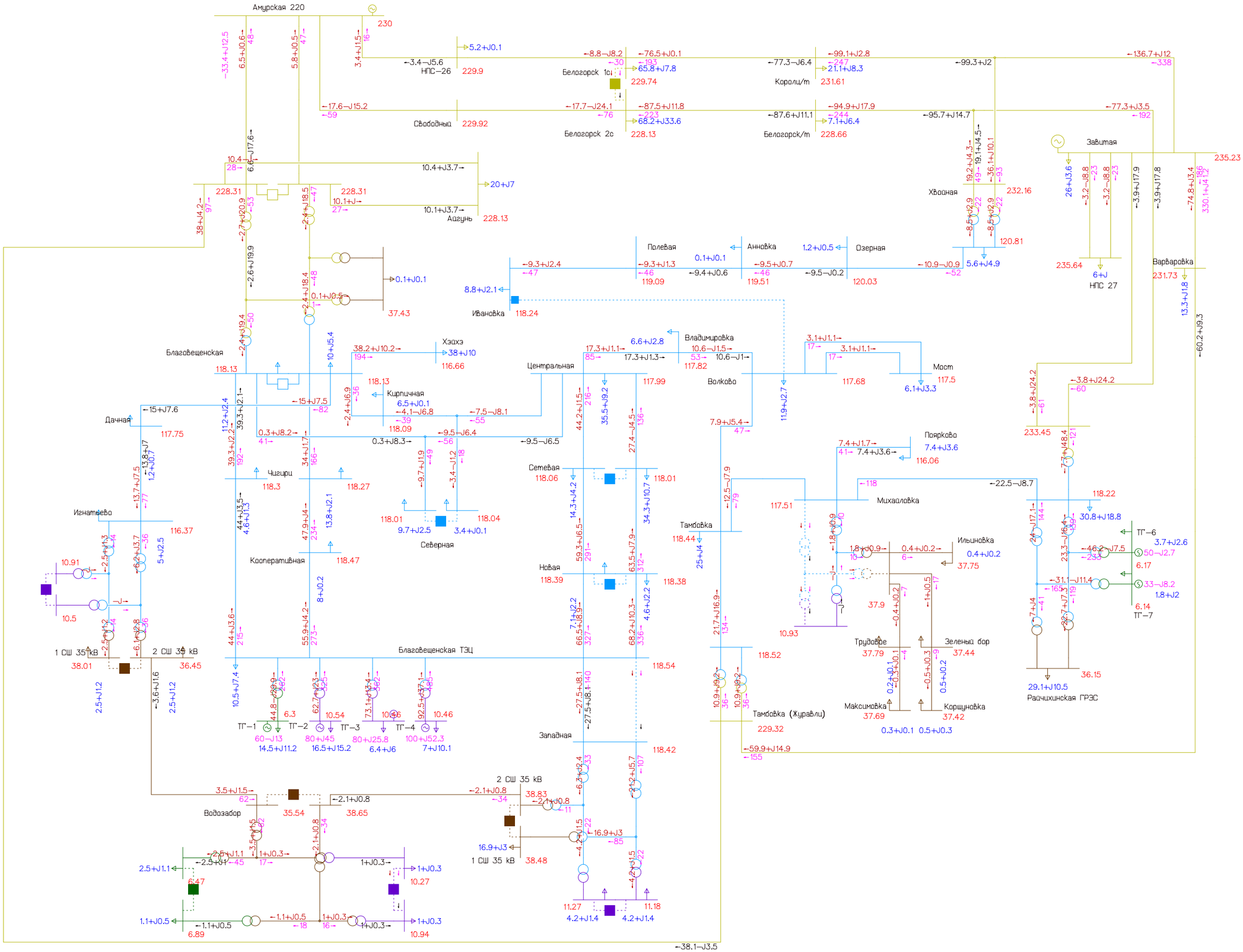


Рисунок 2. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Зимний максимум 2022 г.

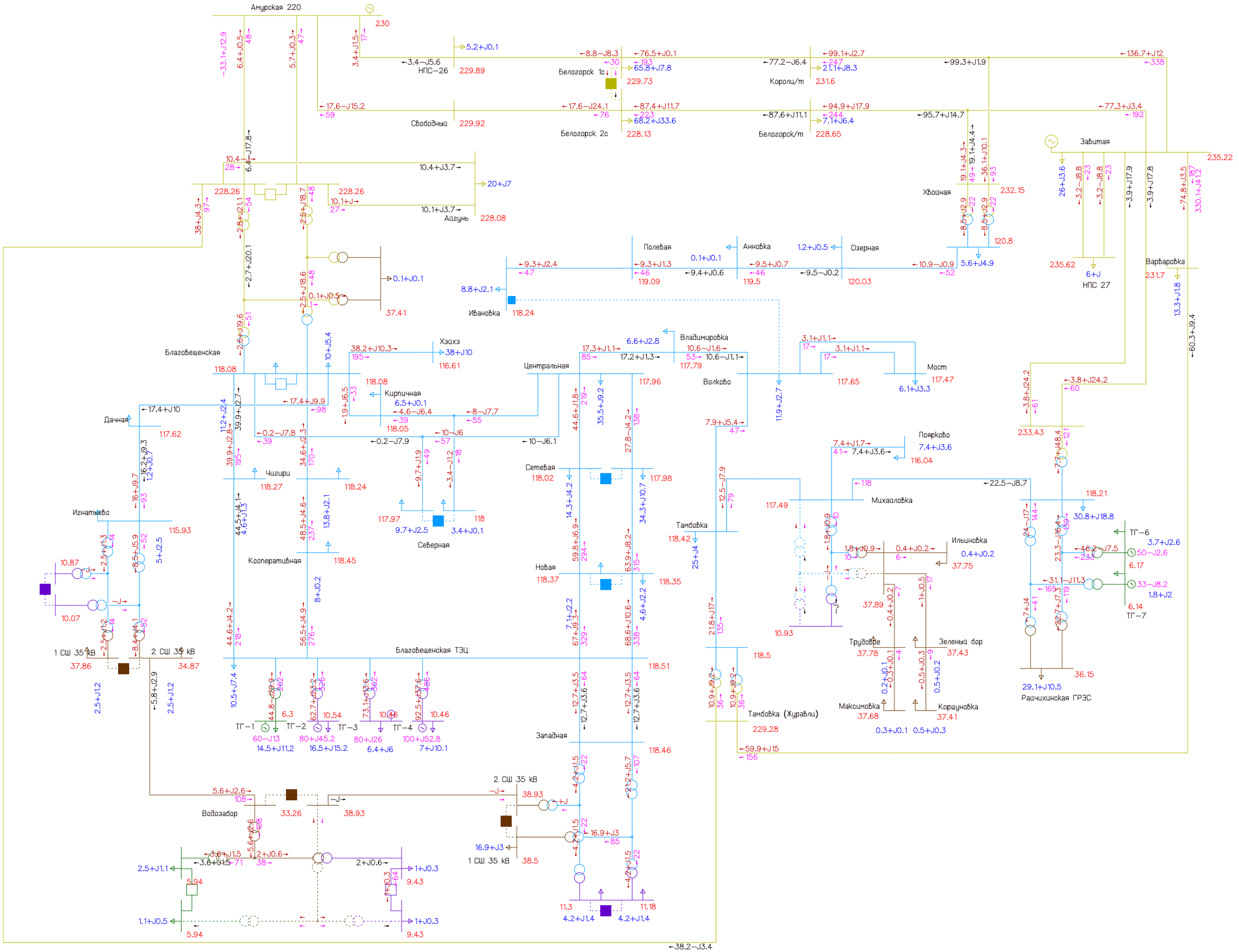


Рисунок 3. Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Зимний максимум 2022 г.

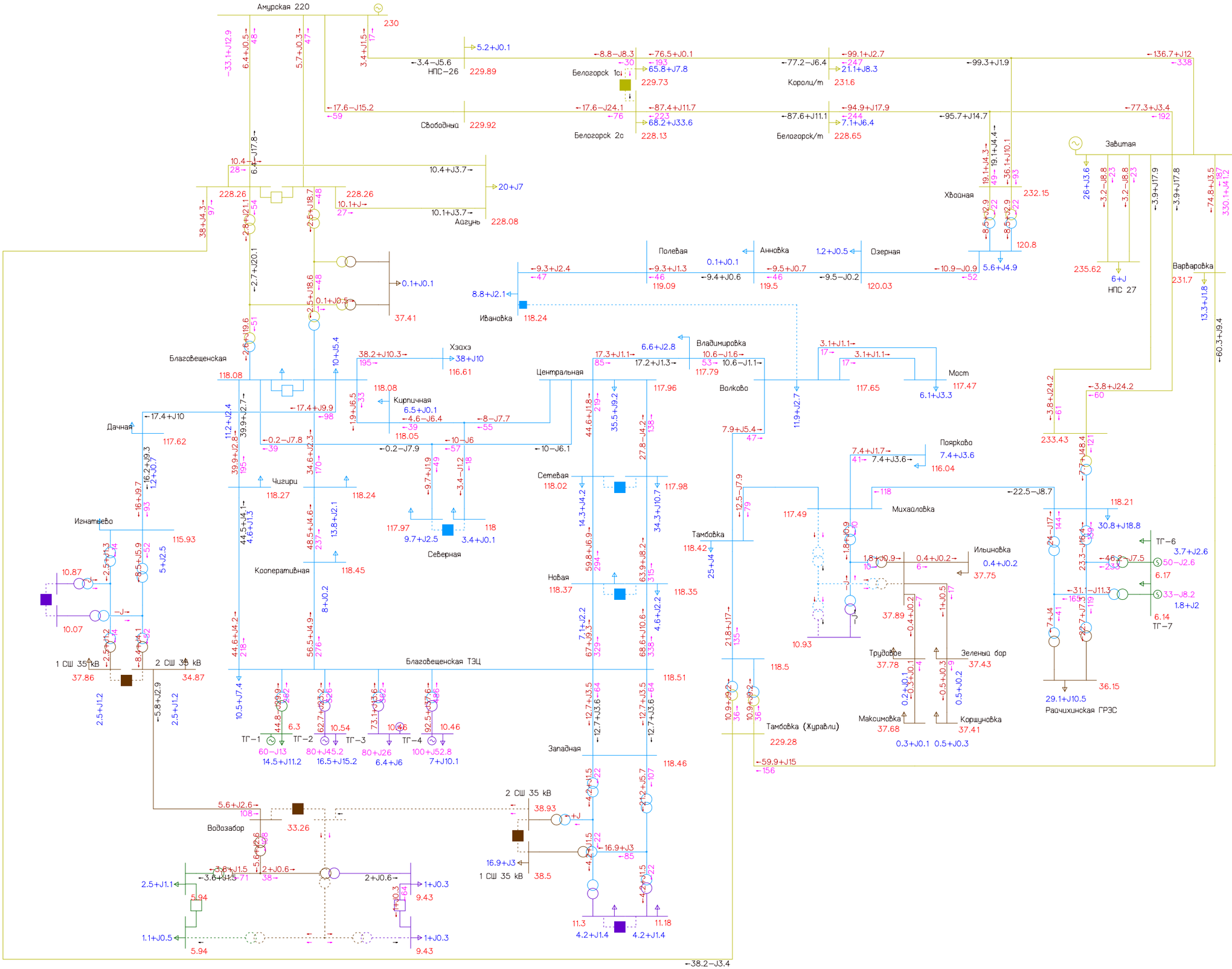


Рисунок 4. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Зимний максимум 2022 г.

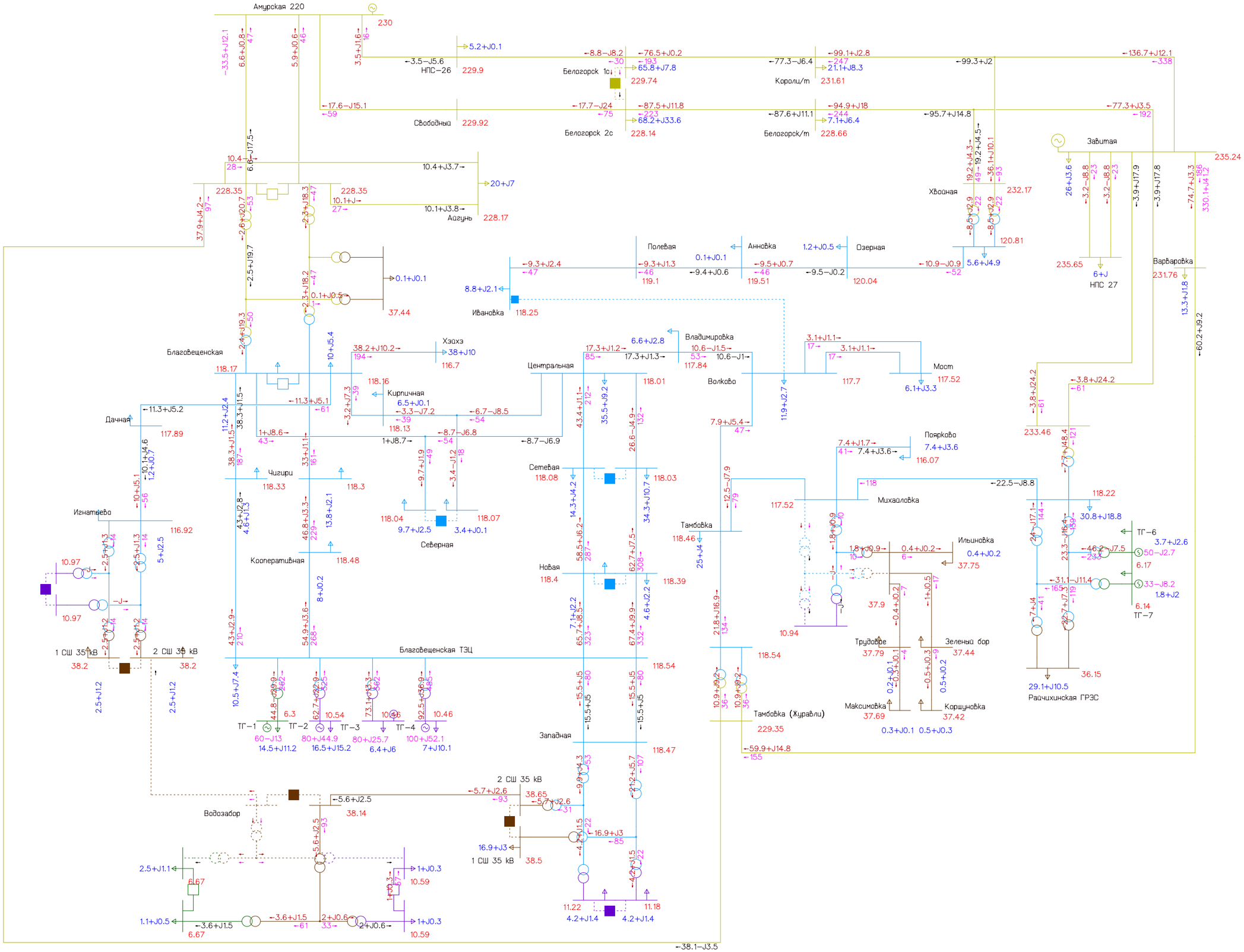
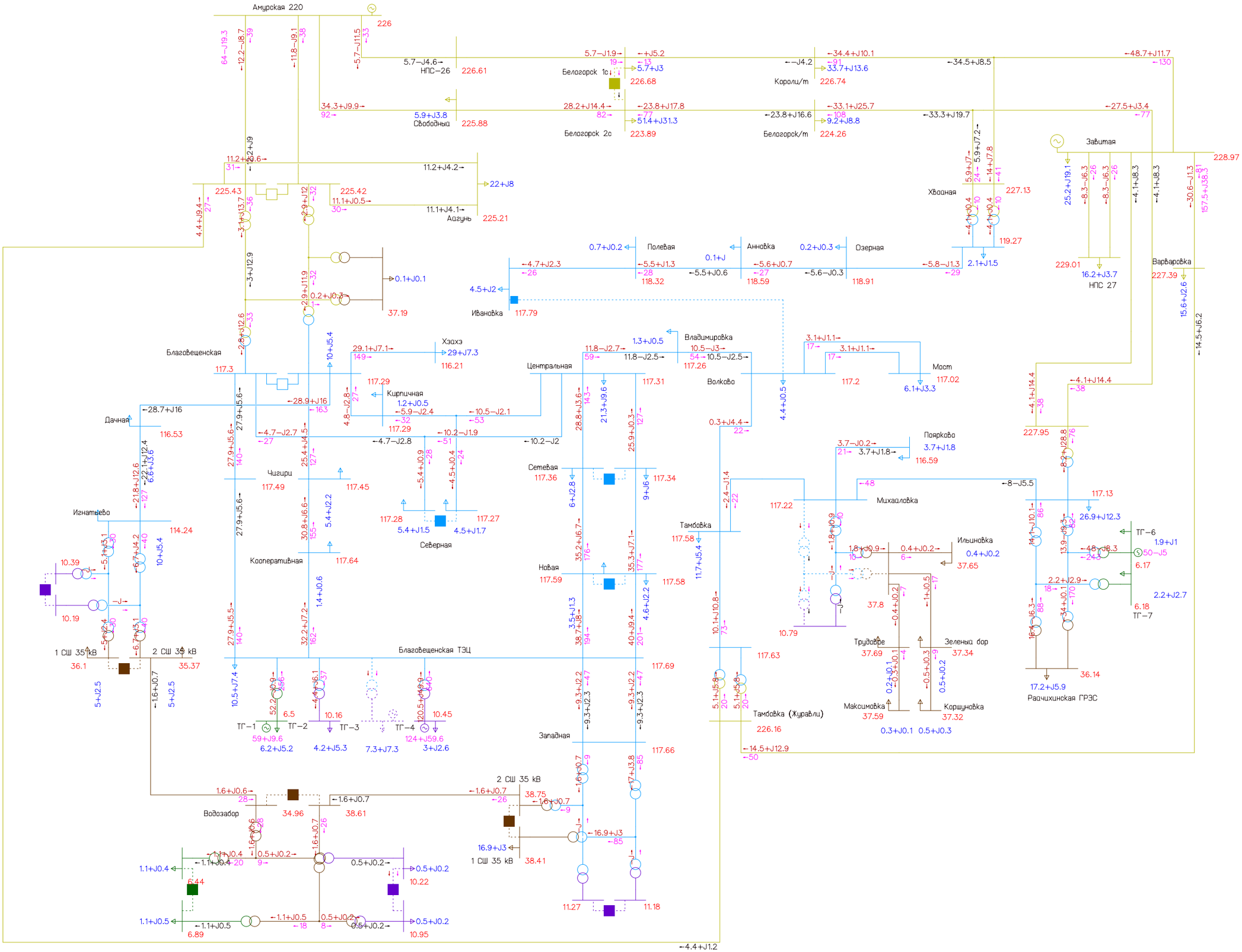


Рисунок 5. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Зимний максимум 2022 г.


Амурская 220
226
Белогорск 1с
226.68
Белогорск 2с
223.89
НПС–26
226.61
Свободный
225.88
Королi/m
226.74
Белогорск/m
224.26
225.43
225.42
11.1+J4.1→
Адагунь
225.21
22+J8
Завитая
228.97
Хвоинная
227.13
119.27
229.01
16.2+J3.7
НПС 27
Варваровка
227.39
Полевая
Аннавка
Озерная
0.1+J
118.32
118.59
118.91
2.1+J1.5
Ивановка
117.79
0.1+J0.1
37.19
Благовещенская
117.3
Хэахэ
116.21
Кирпичная
117.29
Центральная
117.31
Владимировка
117.26
Волкова
Мост
117.02
6.1+J3.3
117.2
Дачная
116.53
Чигири
117.49
117.45
Сетевая
117.36
117.34
Северная
117.28
117.27
5.4+J1.5
4.5+J1.7
Кооперативная
117.64
Новая
117.59
117.58
Тамбовка
117.58
Поярково
3.7+J1.8
116.59
Михайловка
117.22
Ильинковка
0.4+J0.2
37.65
Трудовое
37.69
Зеленый бор
37.34
Максимовка
37.59
Каршуновка
37.32
Тамбовка (Журавли)
226.16
117.63
10.79
Игнатьево
114.24
10.39
10.19
1 СШ 35 кВ
36.1
2 СШ 35 кВ
35.37
Благовещенская ТЭЦ
117.69
ТГ–1
ТГ–2
ТГ–3
ТГ–4
59+J9.6
6.2+J5.2
4.2+J5.3
7.3+J7.3
124+J59.6
3+J2.6
Западная
117.66
Водозабор
34.96
38.61
38.75
16.9+J3
38.41
11.27
11.18
1.1+J0.4
6.44
1.1+J0.5
6.89
0.5+J0.2
10.22
10.95
Раичихинская ГРЭС
117.13
26.9+J12.3
ТГ–6
1.9+J1
50–J5
6.17
2.2+J2.7
6.18
ТГ–7
36.14
17.2+J5.9
227.95
Рассказовка
117.02
6.1+J3.3
Ерофеевка
117.13
26.9+J12.3
Ерофеевка (Ерофеевка)
117.13
Ерофеевка (Ерофеевка)
117.13
Ерофеевка (Ерофеевка)
117.13

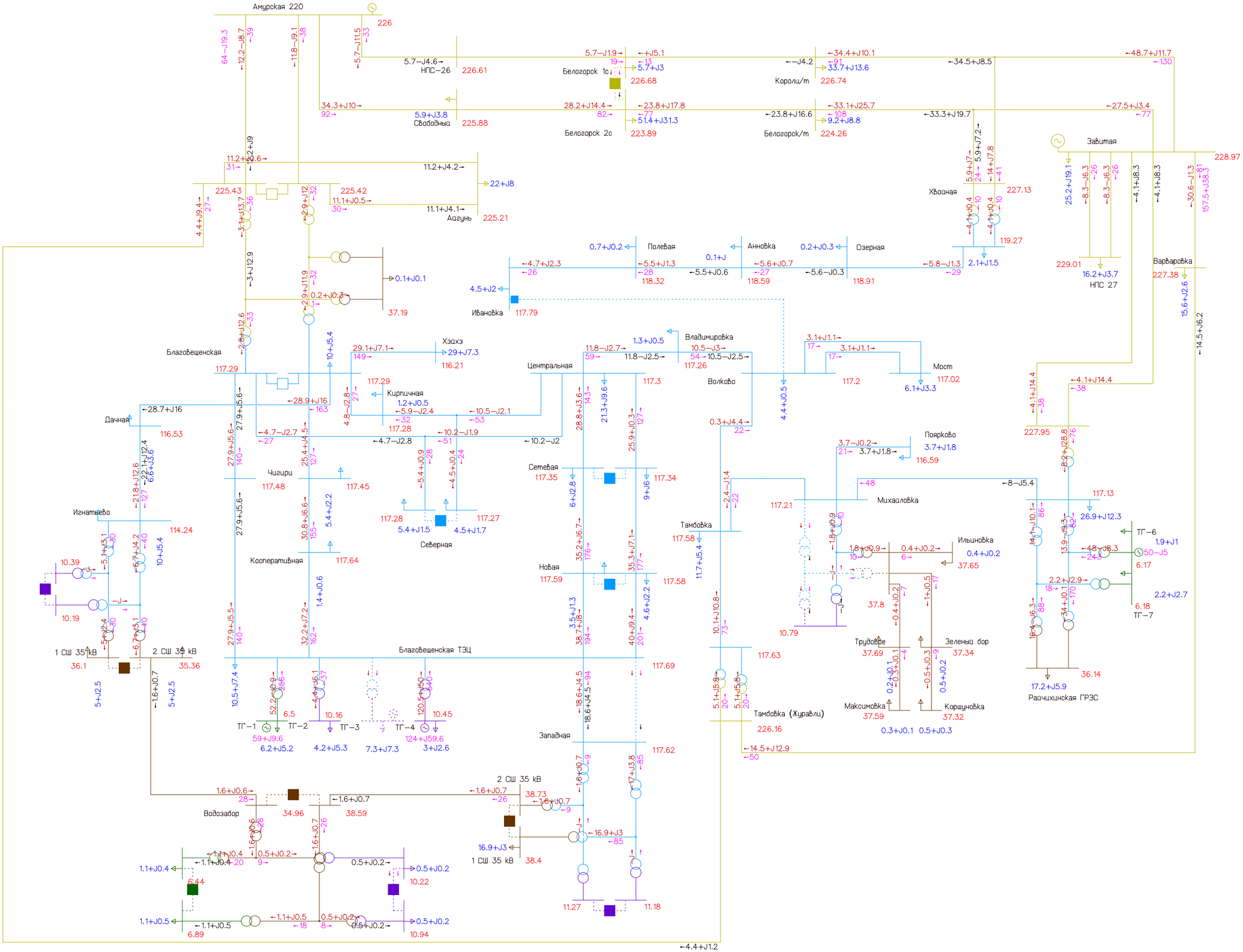


Рисунок 7. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Летний максимум 2022 г.

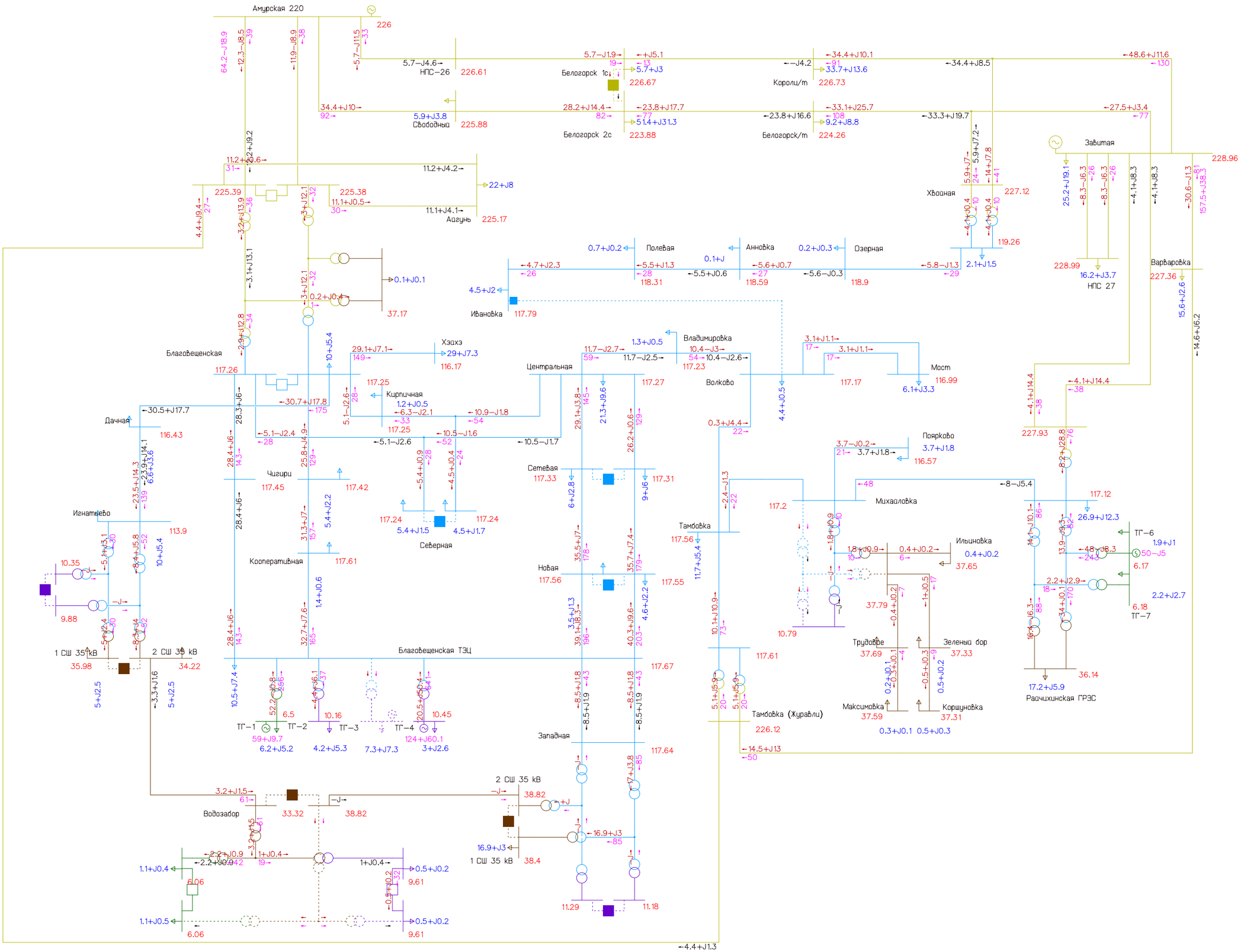


Рисунок 8. Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Летний максимум 2022 г.

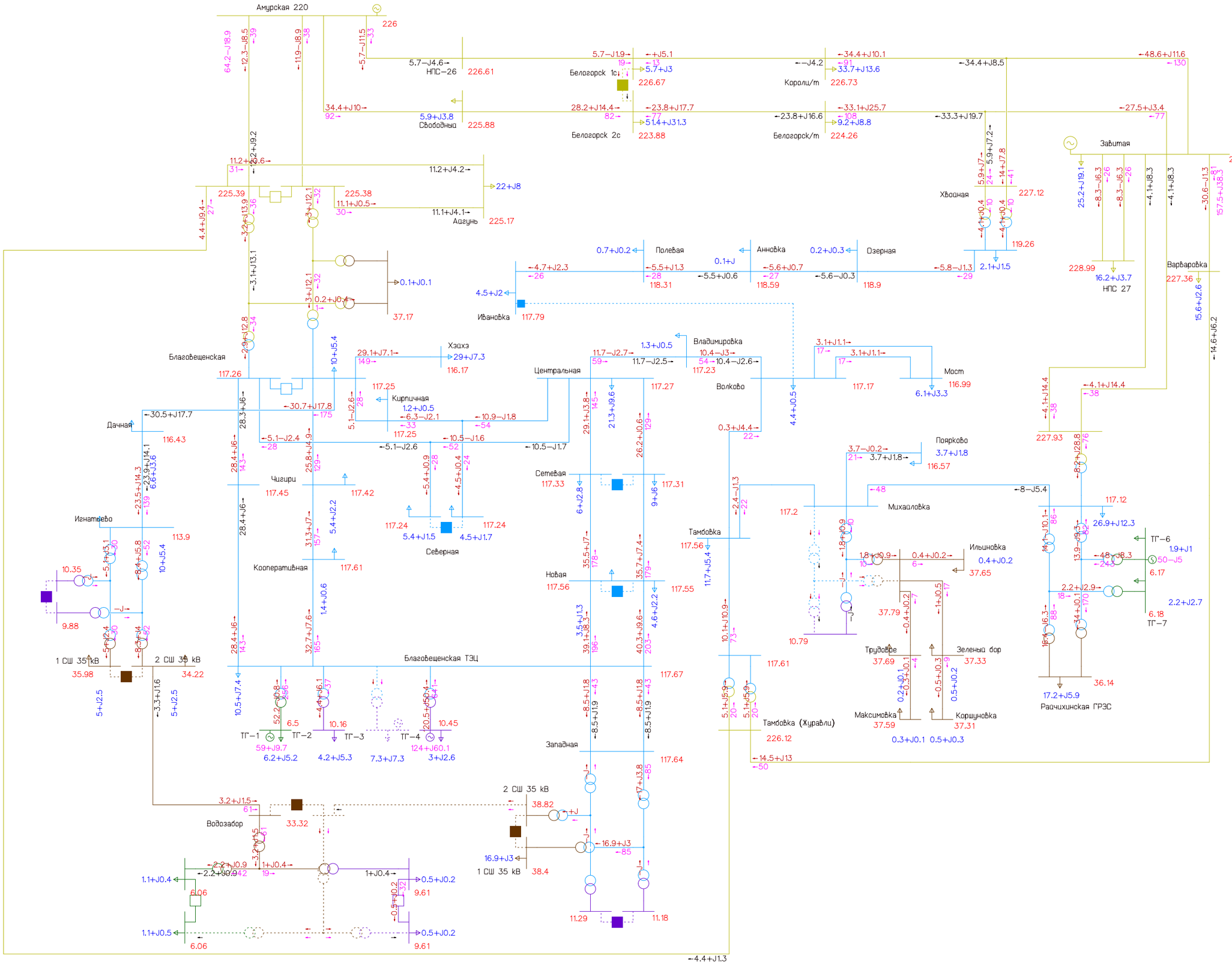


Рисунок 9. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Летний максимум 2022 г.

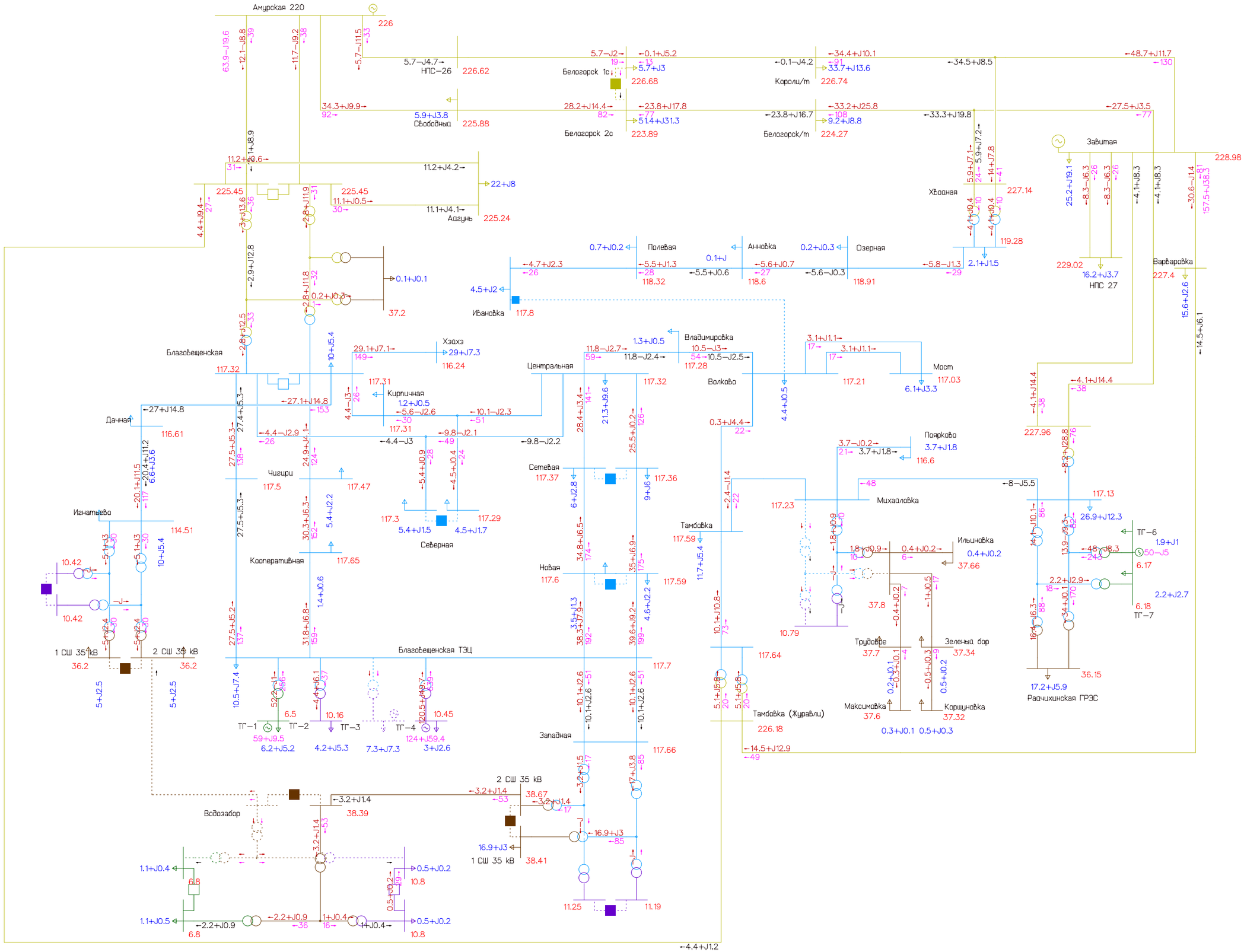


Рисунок 10. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Летний максимум 2022 г.

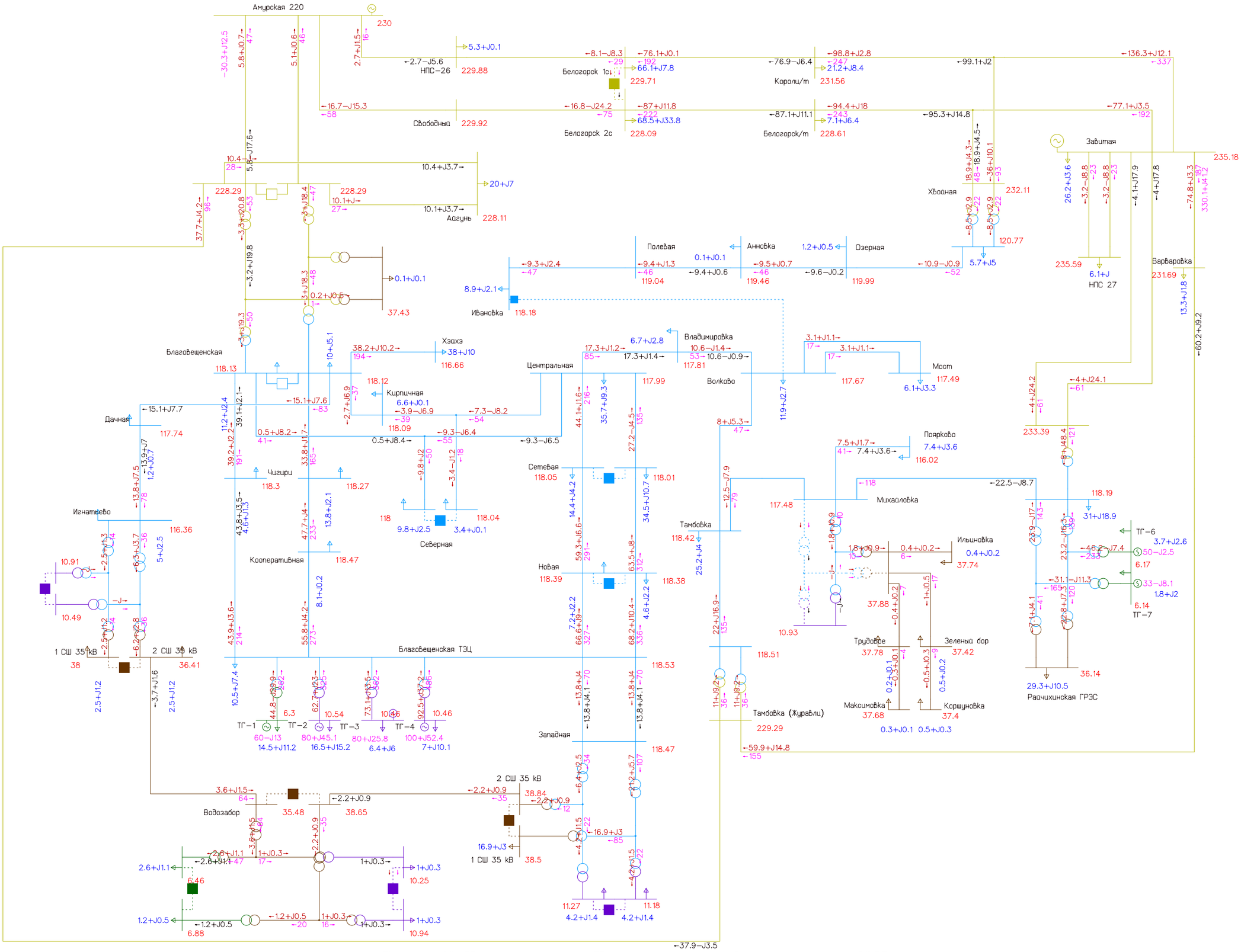


Рисунок 11. Нормальная схема. Нормальный режим. Зимний максимум 2027 г.

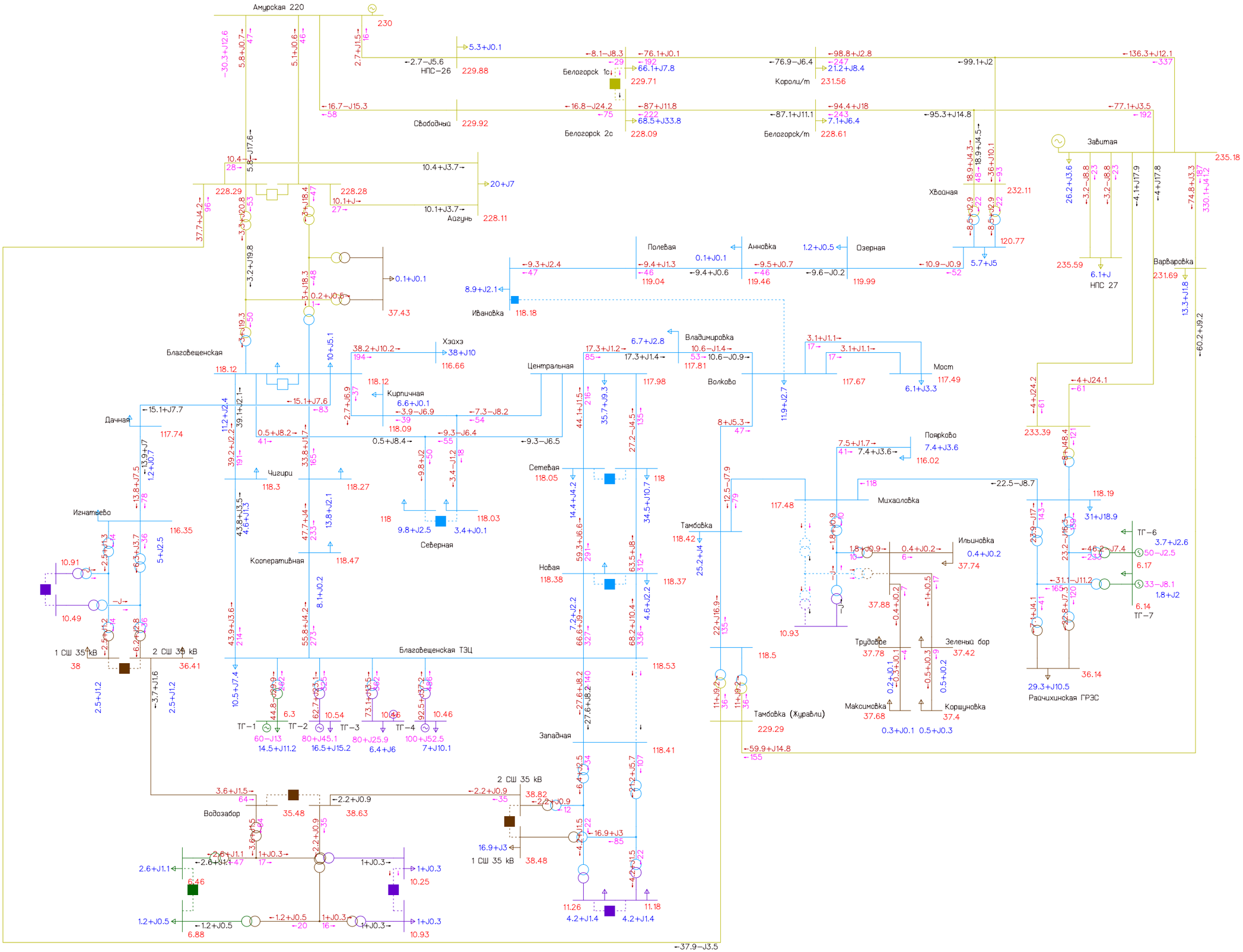
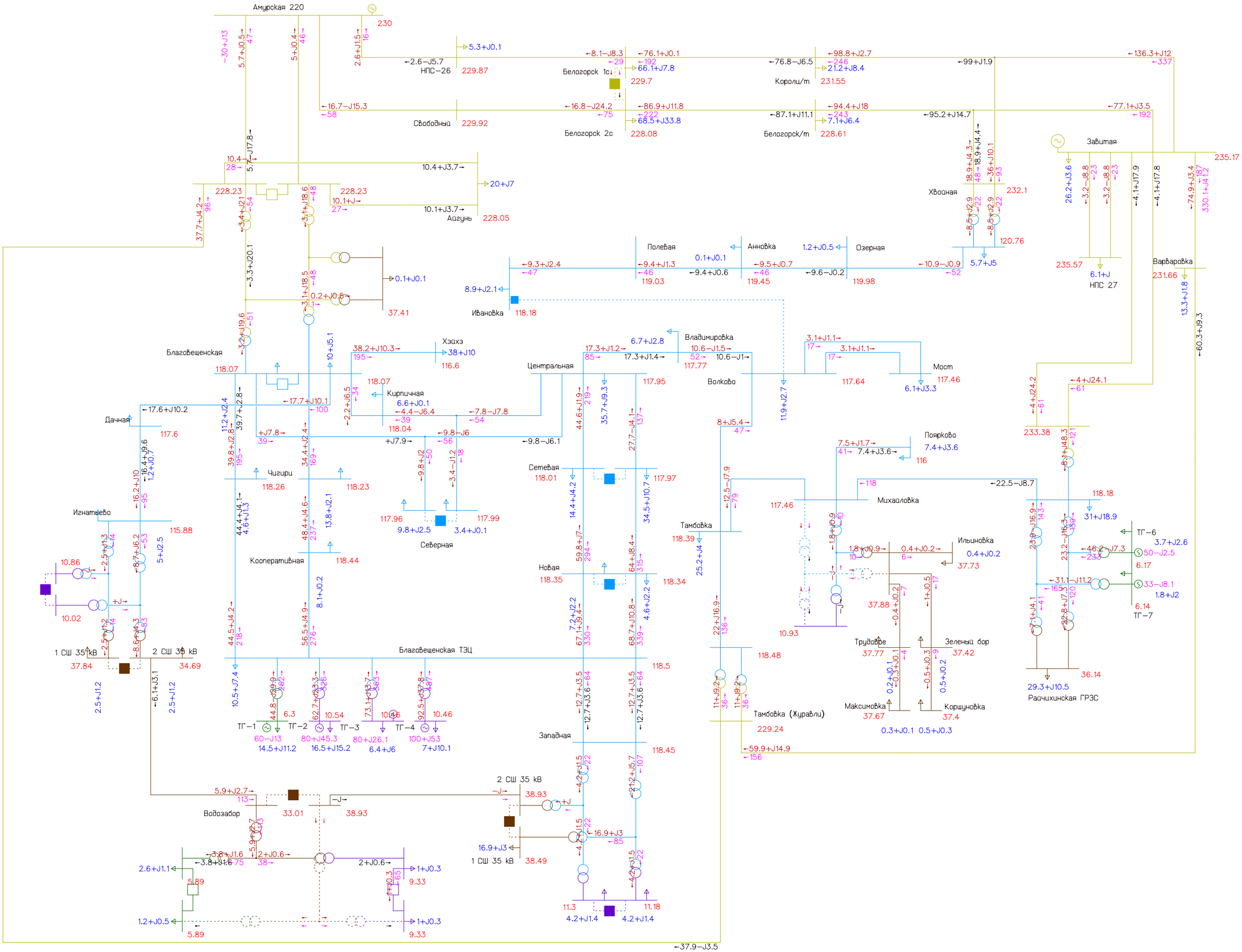


Рисунок 12. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Зимний максимум 2027 г.


Амурская 220
230
НПС–26
229.87
Свободный
229.92
Белогорск 1с
229.7
Белогорск 2с
228.08
Королю/т
231.55
Белогорск/т
228.61
Хвойная
232.1
120.76
Завитая
235.17
235.57
6.1+J
НПС 27
Варваровка
231.66
Полевая
119.03
Анновка
119.45
Озерная
119.98
Ивановка
118.18
Благовещенская
118.07
Хэахэ
38+J10
116.6
Кирпичная
Центральная
117.95
Владимировка
10.6–J1.5
117.77
Волкова
Мост
117.46
6.1+J3.3
117.64
Дачная
117.6
Чигири
118.26
118.23
Игнатьево
115.88
10.86
10.02
1 СШ 35 кВ
37.84
2 СШ 35 кВ
34.69
Сетевая
118.01
117.97
Северная
117.96
117.99
9.8+J2.5
3.4+J0.1
Кооперативная
118.44
Новая
118.35
118.34
Благовещенская ТЭЦ
118.5
ТГ–1
ТГ–2
ТГ–3
ТГ–4
60–J13
14.5+J11.2
80+J45.3
16.5+J15.2
80+J26.1
6.4+J6
100+J53
7+J10.1
Западная
118.45
Водозабор
33.01
38.93
2 СШ 35 кВ
38.93
1 СШ 35 кВ
38.49
16.9+J3
11.3
11.18
4.2+J1.4
4.2+J1.4
Тамбовка
118.39
Тамбовка (Журавли)
229.24
118.48
Михайловка
117.46
Ильиновка
0.4+J0.2
37.73
Трудовое
37.77
Зеленый бор
37.42
Максимовка
37.67
Коршуновка
37.4
0.3+J0.1
0.5+J0.3
10.93
37.88
Поярково
7.4+J3.6
116
Раичихинская ГРЭС
29.3+J10.5
36.14
ТГ–6
3.7+J2.6
ТГ–7
6.17
6.14
31+J18.9
118.18
233.38
Рисунок 13. Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Зимний максимум 2027 г.

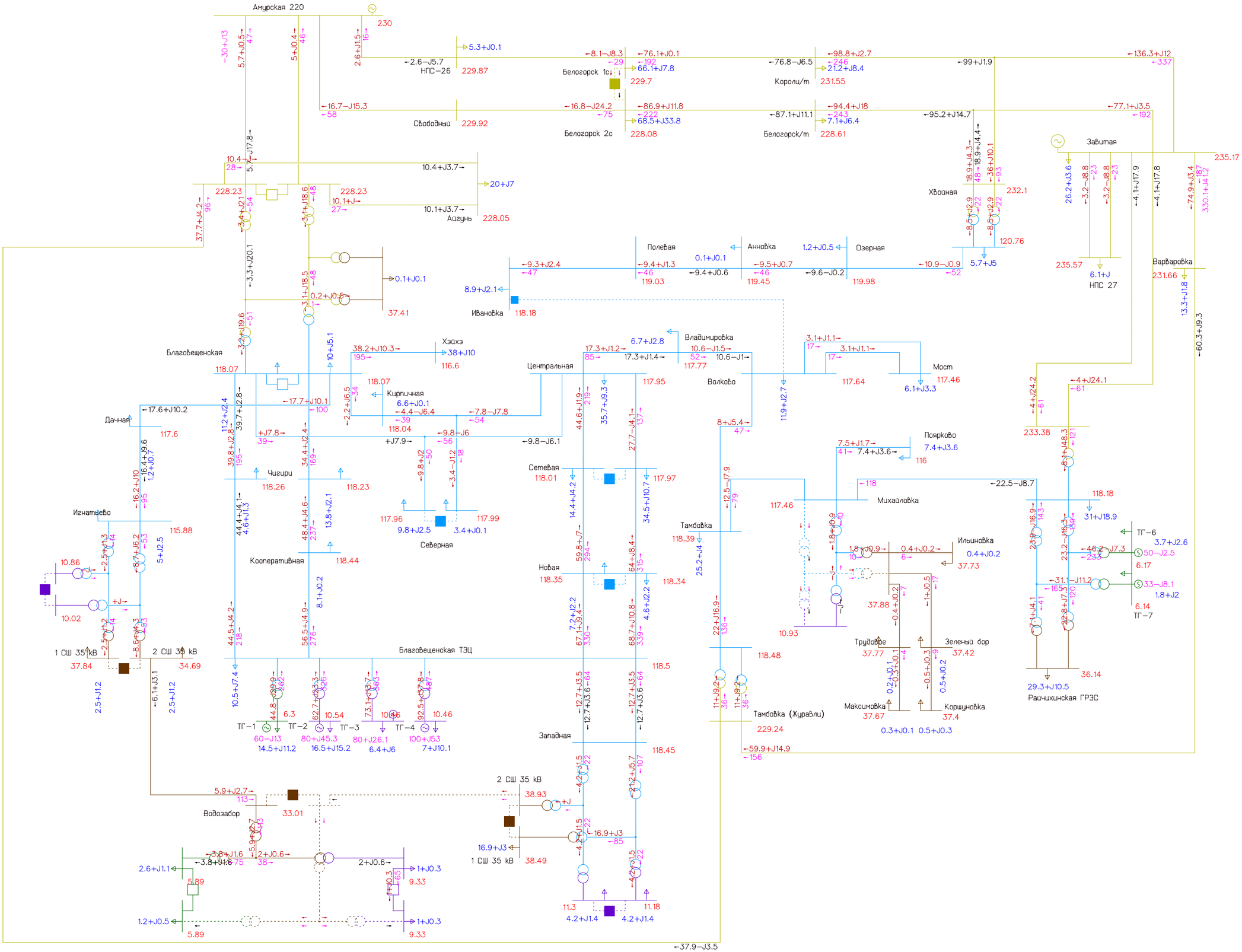


Рисунок 14. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Зимний максимум 2027 г.

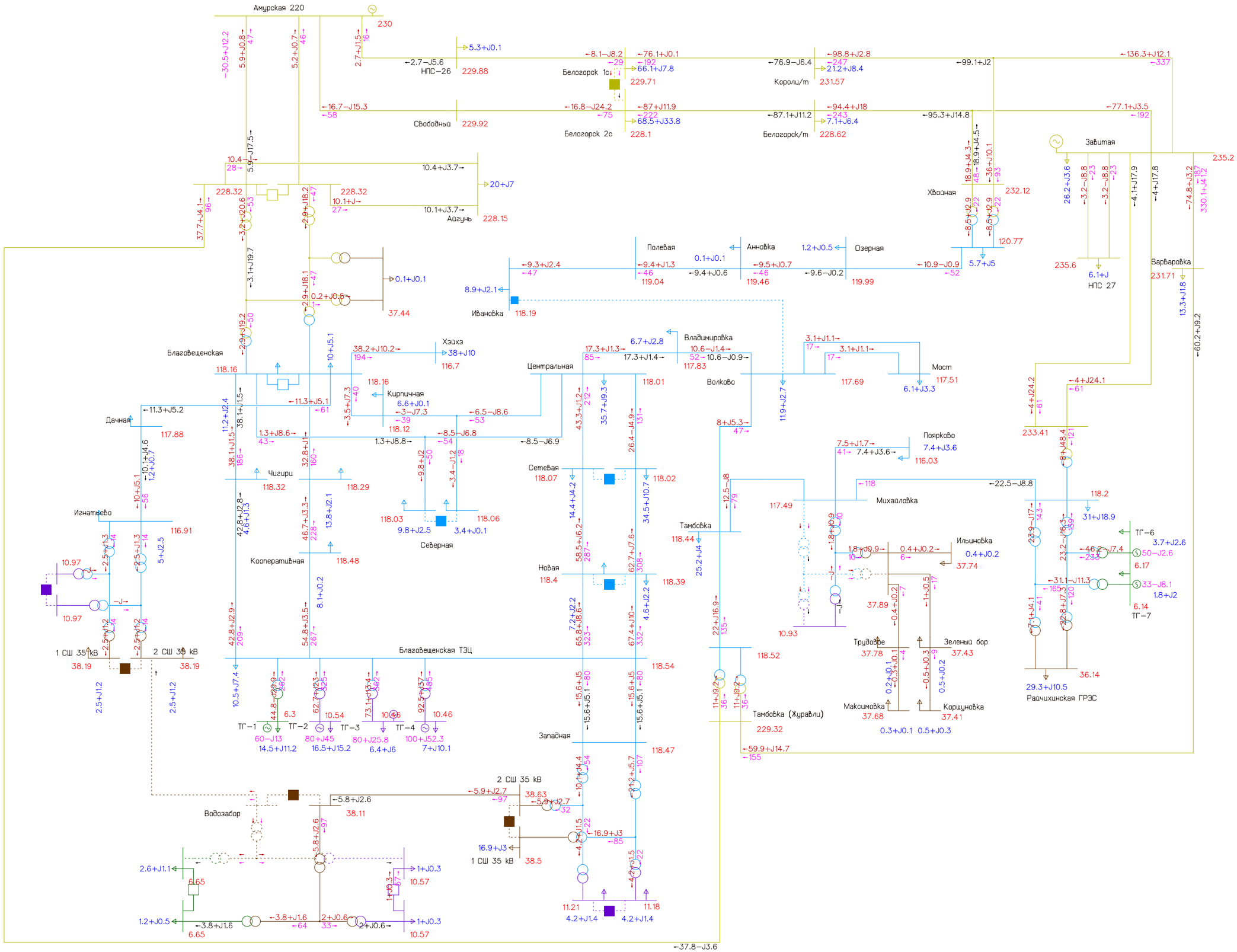


Рисунок 15. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Зимний максимум 2027 г.

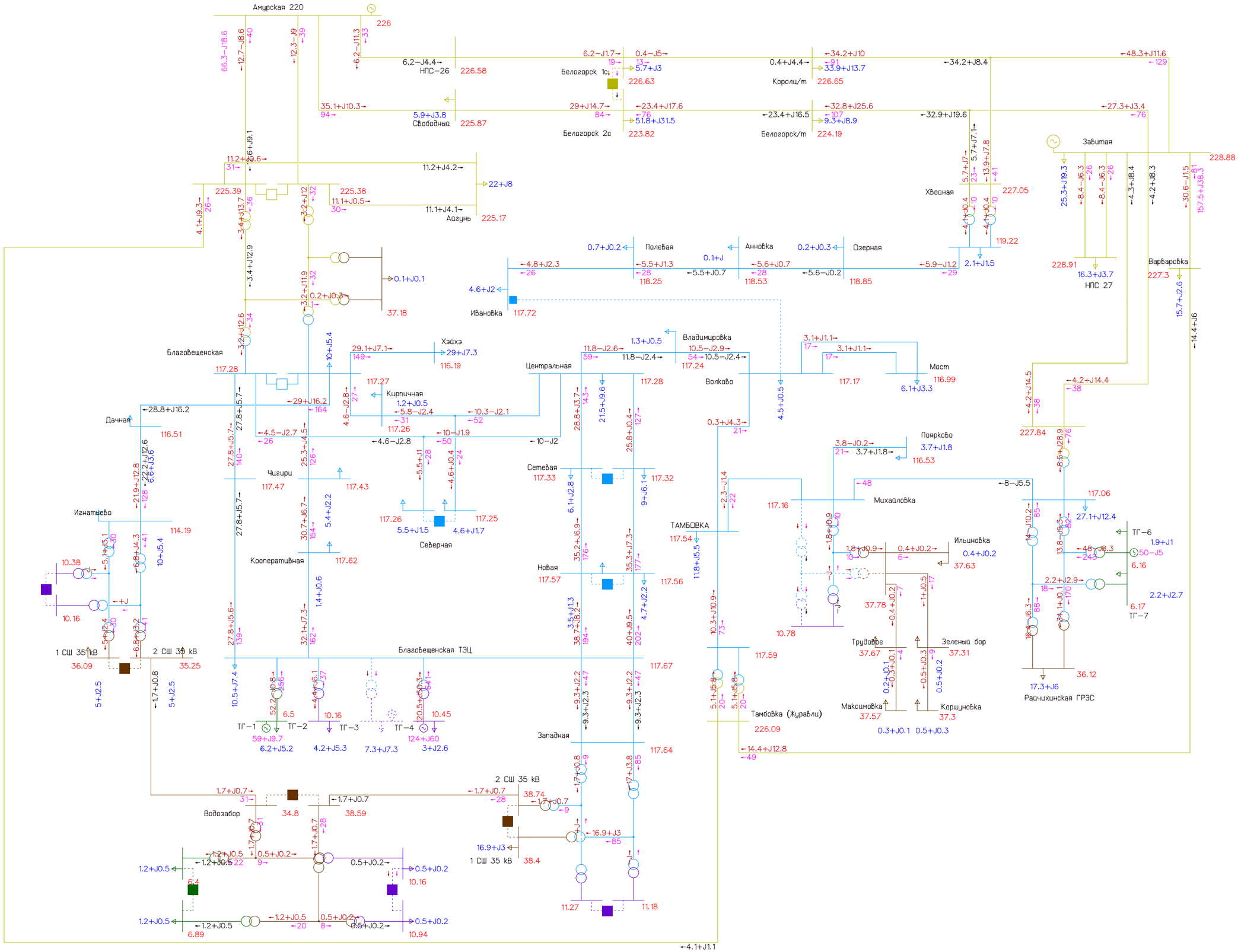


Рисунок 16. Нормальная схема. Нормальный режим. Летний максимум 2027 г.

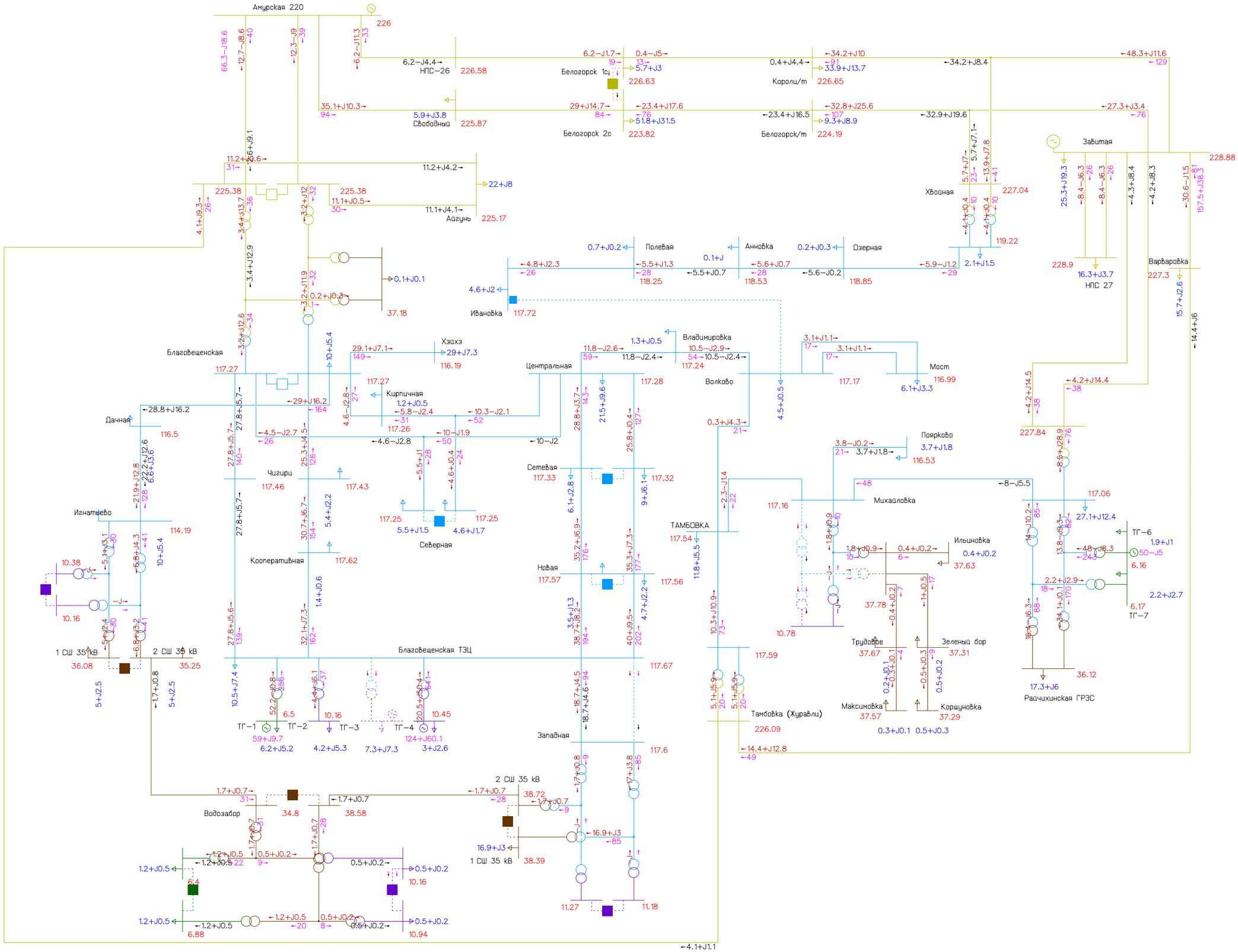


Рисунок 17. Нормальная схема. Отключение ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Западная №1 (№2). Летний максимум 2027 г.

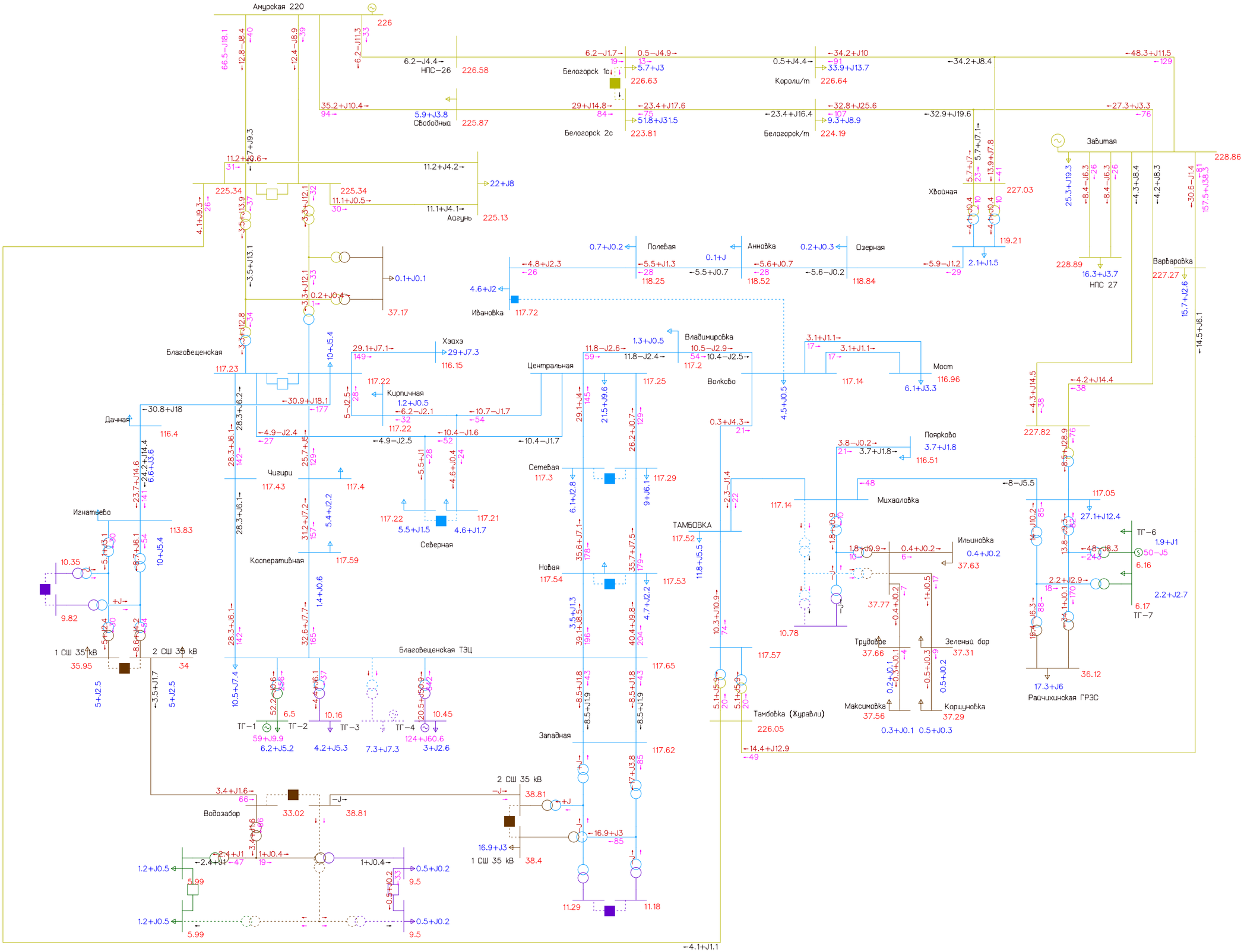


Рисунок 18. Нормальная схема. Отключение Т2 35/6 кВ ПС 35 кВ Водозабор. Летний максимум 2027 г.

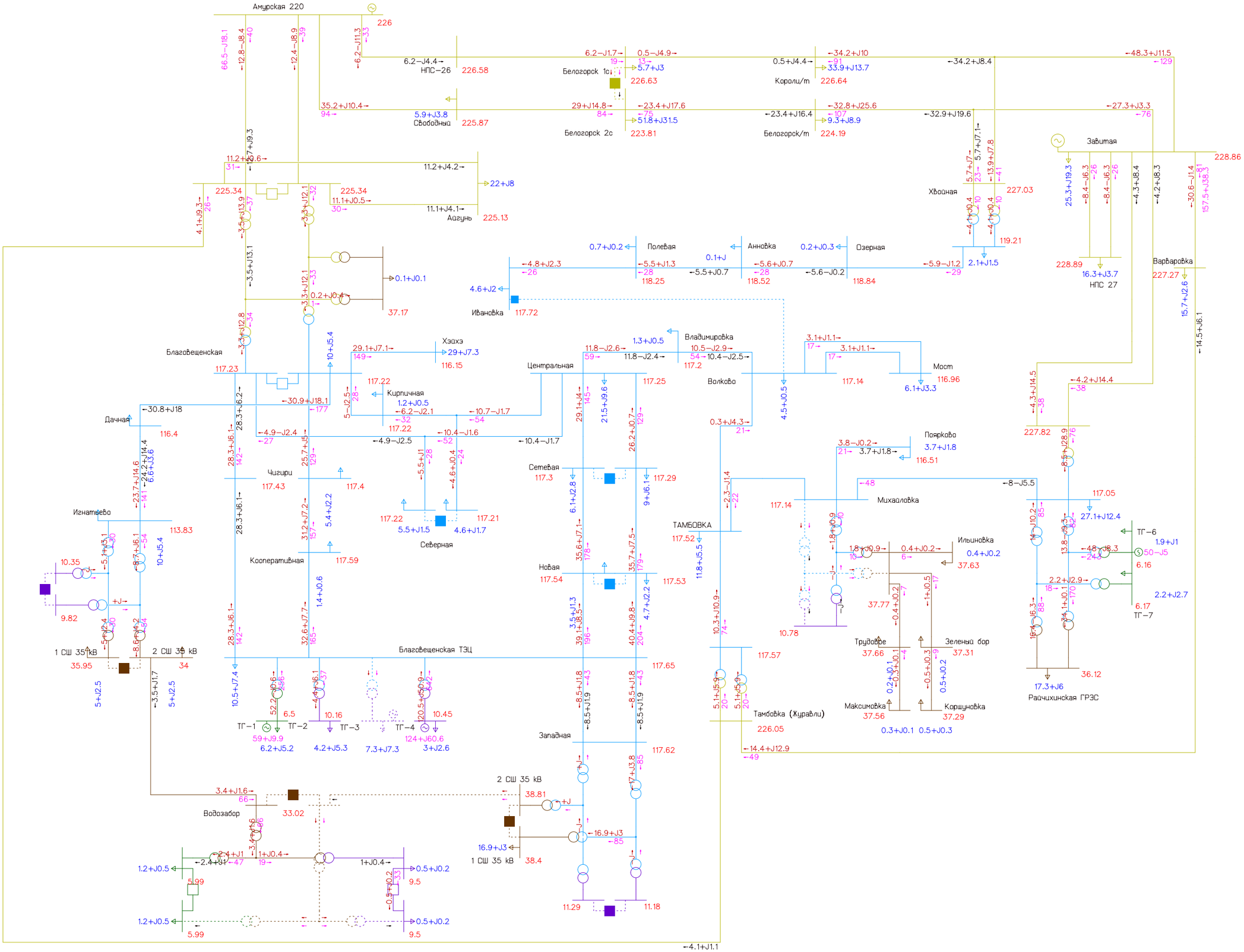


Рисунок 19. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Западная – Водозабор. Летний максимум 2027 г.

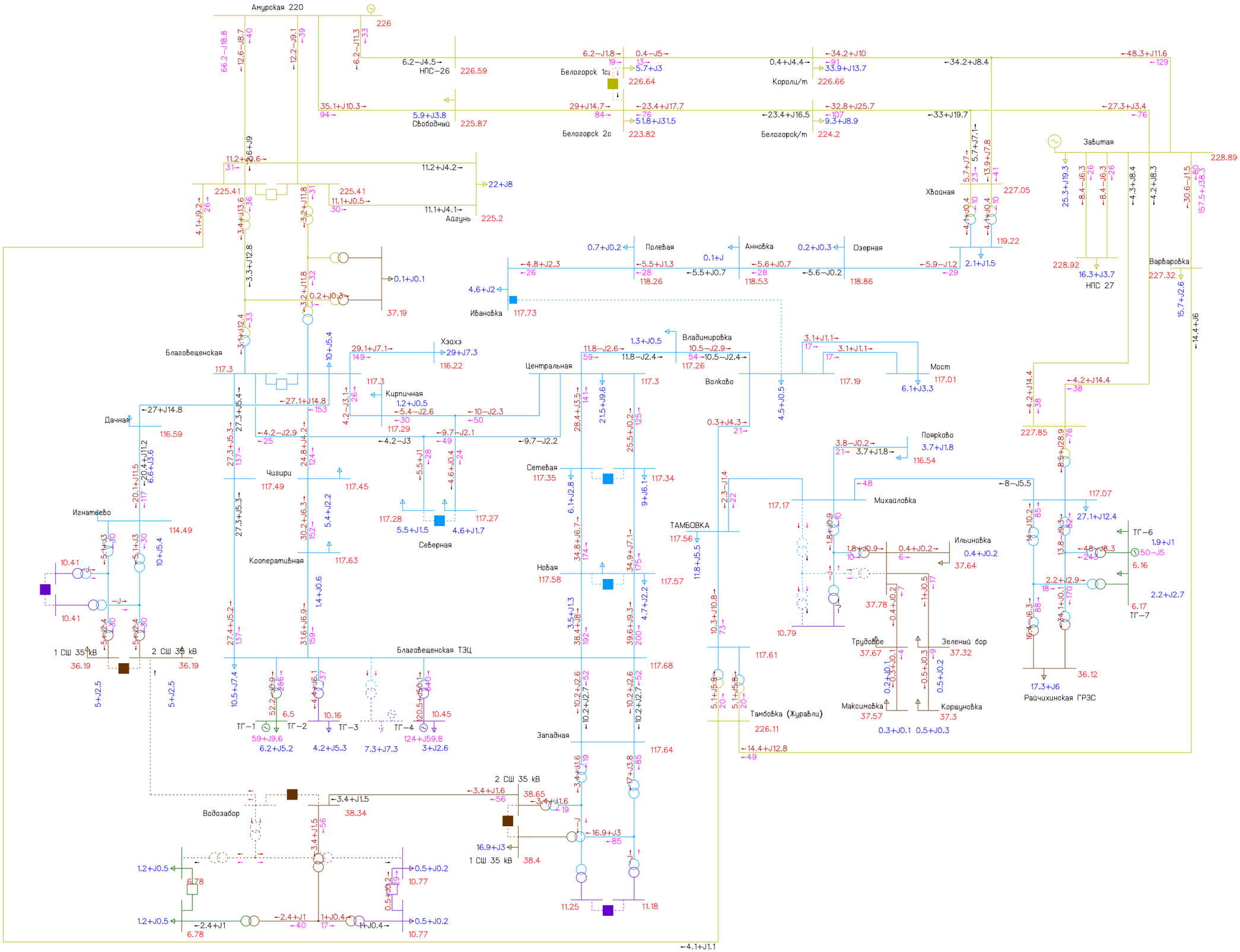


Рисунок 20. Нормальная схема. Отключение ВЛ 35 кВ Игнатьево – Водозабор. Летний максимум 2027 г.

РАСЧЕТ СИСТЕМЫ МАСЛООТВОДА

Расчет габаритов маслоприемника.

Согласно ПУЭ, п. 4.2.69, габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не меньше чем на 1 м при массе масла от 2 до 10 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее метра.

Габариты маслоприемника:

- длина

$A = a + 2 \cdot \Delta$, м,

где a – длина трансформатора, м;

Δ – величина выступа габарита маслоприемника за габариты трансформатора, м.

- ширина

$B = b + 2 \cdot \Delta$, м,

где b – ширина трансформатора;

- высота ограждения маслоприемника H=0,45 м.

Расчет габаритов маслоприемника производится с учетом возможности замены трансформатора на следующую ступень по шкале мощности. В проекте к установке принят трансформатор ТДТН-10000/35/10/6 кВ, расчет выполняется для трансформатора ТДТН-16000/35/10/6 кВ.

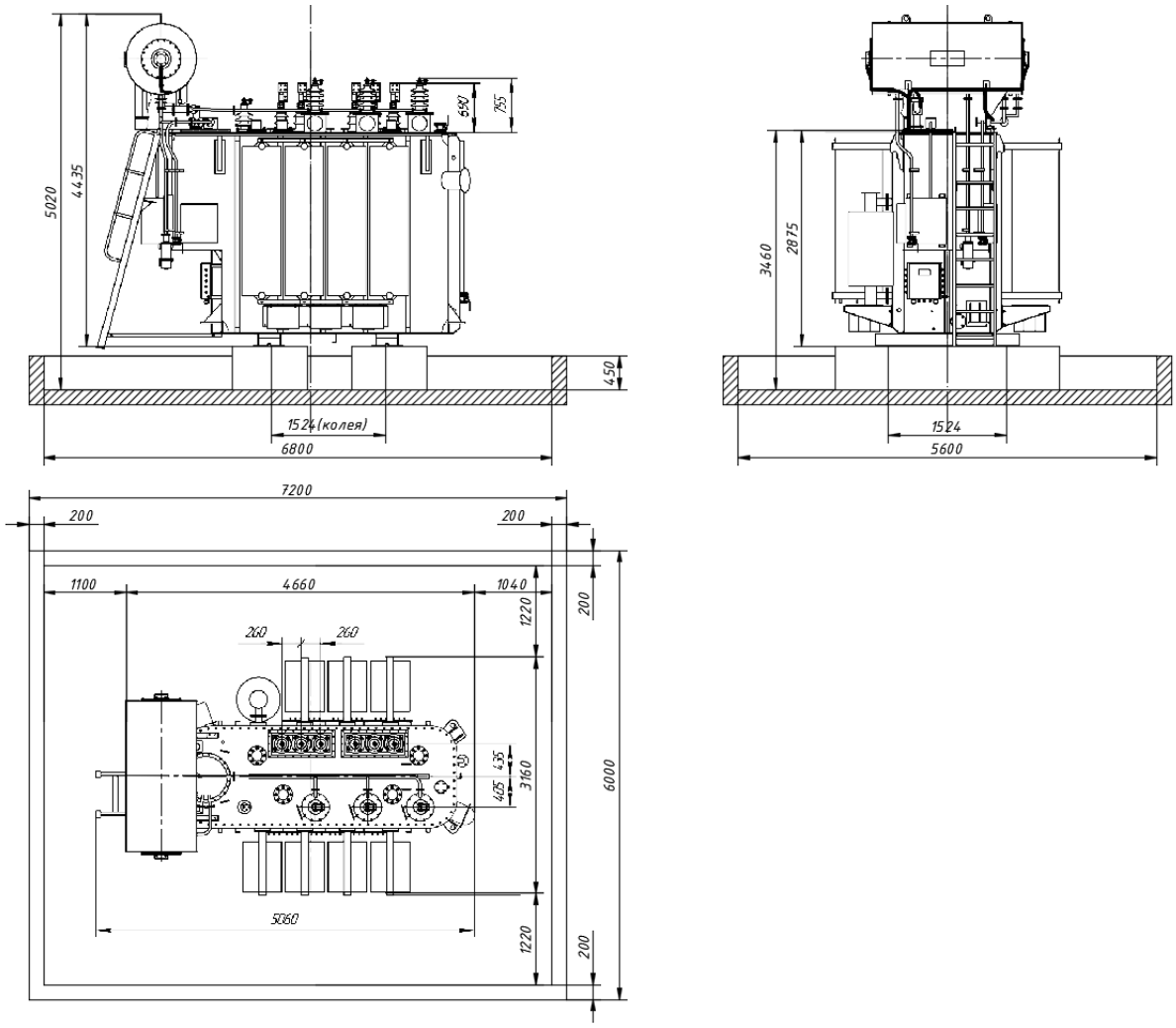


Рис. 1. Общий вид установки трансформатора ТДТН-16000/35/10/6 кВ

						Приложение Г	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата		
Разраб.		Бакшеев			03.21	Расчёт системы маслоотвода	Стадия: Р; Лист: 1; Листов: 3
Проверил		Бучинский			03.21		Проектный центр ООО «Техно Базис»
Н.контр.		Тюкавкин			03.21		

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Габариты трансформатора (ДхШхВ): 4660х3160х4435 мм.

Расчетные габариты маслоприемника:

A = 4660 + 2 · 1 = 6,660 м,

B = 3160 + 2 · 1 = 5,16 м.

Проектом принимается установка маслоприемника с габаритами А=6,8 м, В=5,6 м (размеры маслоприемника приняты с запасом, поскольку трансформаторы разных производителей могут иметь отличающиеся габаритные размеры).

Согласно ПУЭ, п.4.2.69, объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

$V = A \cdot B \cdot H - V_{ФУНД.}$, м³;

V = 6,8 · 5,6 · 0,45 – 4 = 13,136 м³.

С учетом объема фундаментов (4 м³), полезный объем маслоприемника составляет 13,136 м³.

Объем масла, содержащегося в корпусе трансформатора, составляет 9,05 м³ (см. расчет ниже), что удовлетворяет условию.

В соответствии с п.4.2.69 ПУЭ (7-ое издание) на ПС без автоматического пожаротушения емкость маслосборника рассчитывается из условия размещения 100% масла содержащегося в трансформаторе и 80% расчетного расхода воды от средств пожаротушения.

1. Расчет объема маслосборника для размещения масла.

Вес масла трансформатора ТДТН-16000/35/10/6 кВ кВ: Р=8100 кг;

Плотность трансформаторного масла: γ=895 кг/м³.

Объем маслосборника для размещения масла:

$$V_м = \frac{P}{\lambda}, м^3;$$

$$V_м = \frac{8100}{895} = 9{,}05\ м^3.$$

2. Расчет объема маслосборника для размещения воды от пожаротушения.

В соответствии с п. 4.2.69 ПУЭ вода от средств пожаротушения определяется из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 минут.

Габариты трансформатора (ДхШхВ): 4660х3160х4435 мм.

Площадь орошения:

$$S = \frac{2 \cdot h \cdot (a + b)}{1000000} + A \cdot B, м^2,$$

где a – длина трансформатора, мм;

b – ширина трансформатора, мм;

h – высота трансформатора, мм.

$$S = \frac{2 \cdot 4435 \cdot (4660 + 3160)}{1000000} + 6{,}8 \cdot 5{,}6 = 107{,}4\ м^2.$$

Объем воды на пожаротушение (80%):

$V_п = q_{30} \cdot t_{30} \cdot S \cdot 0{,}8$, м³,

где q_{30} – интенсивность орошения, л/с·м² (q30=0,2 л/с·м²=12 л/мин·м²), продолжительностью t_{30}=30 мин.

$$V_п = \frac{12 \cdot 30 \cdot 107{,}4 \cdot 0{,}8}{1000} = 30{,}9\ м^3.$$

Общий объем маслосборника:

$V_{общ}=V_м+V_п$,

$V_{общ}$=9,05 + 30,9 = 40,0 м³.

Принимается маслосборник емкостью V=40 м³.

Расчет маслоотводов.

По п. 4.2.69 ПУЭ маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслосборника масла и воды, применяемой на тушение пожара: 50% масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 часа.

$$q_м = \frac{0{,}5 \cdot V_м \cdot 1000}{t_{уд}}, л/с,$$

где $t_{уд}$= 0,25 ч=900 с.

$$q_м = \frac{0{,}5 \cdot 9{,}05 \cdot 1000}{900} = 5{,}03 л/с.$$

Расход воды на пожаротушение:

$$q_п = \frac{q30 \cdot S \cdot t_{30}}{t_{уд}}, л/с,$$

$$q_п = \frac{12 \cdot 107{,}4 \cdot 30}{900} = 42{,}98\ л/с,$$

Общий расход:

$Q=q_м+q_п$, л/с,

Q=5,03 + 42,98 = 48 л/с.

Наименьший диаметр труб маслоотвода самотечных сетей согласно п. 5.3.1 СП 32.13330.2018 следует принимать для дождевых и общесплавных сетей не менее 200 мм. Для обеспечения необходимой пропускной способности труб, проектом принимается труба диаметром 300 мм. Уклон трубопровода должен быть не менее 0,007 в соответствии с п. 5.5.1 СП 32.13330.2018 (принят равным 0,01).

Расход и скорость движения масла и воды по трубам определяются по таблицам Лукиных для гидравлического расчета при наполнении труб H/D =0,75 для D =300 мм. При таких параметрах q = 82,8 л/с (что больше требуемого расхода, составляемого 48 л/с), v = 1,46 м/с.

Сводная таблица токов короткого замыкания на шинах 35 кВ

Состояние схемы	Расчетные значения токов короткого замыкания			
	Максимальный режим		Минимальный режим	
	I(3)max, A	I(2)max, A	I(3)мин, A	I(2)мин, A
Параллельное питания ПС 35 кВ Водозабор от двух ВЛ 35 кВ (для выбора оборудования)	5160	4470	не требуется	не требуется
Питание ПС 35 кВ Водозабор от ПС Западная (для уставок РЗА)	3190	2760	2670	2310
Питание ПС 35 кВ Водозабор от ПС Игнатьево (для уставок РЗА)	643	556	600	520

Сводная таблица токов короткого замыкания на шинах 10 кВ

Состояние схемы	Расчетные значения токов короткого замыкания			
	Максимальный режим		Минимальный режим	
	I(3)max, A	I(2)max, A	I(3)мин, A	I(2)мин, A
Параллельное питания ПС 35 кВ Водозабор от двух ВЛ 35 кВ (для выбора оборудования)	4210	3650	не требуется	не требуется
Питание ПС 35 кВ Водозабор от ПС Западная (для уставок РЗА)	3890	3370	3640	3150
Питание ПС 35 кВ Водозабор от ПС Игнатьево (для уставок РЗА)	1640	1420	1550	1350

Сводная таблица токов короткого замыкания на шинах 6 кВ

Состояние схемы	Расчетные значения токов короткого замыкания			
	Максимальный режим		Минимальный режим	
	I(3)max, A	I(2)max, A	I(3)мин, A	I(2)мин, A
Параллельное питания ПС 35 кВ Водозабор от двух ВЛ 35 кВ (для выбора оборудования)	4140	3580	не требуется	не требуется
Питание ПС 35 кВ Водозабор от ПС Западная (для уставок РЗА)	4110	3560	3950	3420
Питание ПС 35 кВ Водозабор от ПС Игнатьево (для уставок РЗА)	2200	1900	2110	1830

РАСЧЕТ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Исходные данные:

Обозначение	Наименование	Ед. изм.	Величина
ρ_1	удельное сопротивление верхнего слоя грунта (суглинок твердый)	Ом*м	200
ρ_2	удельное сопротивление нижнего слоя грунта (суглинок тугопла-стичный)	Ом*м	100
L	длина вертикального заземлителя	м	5
H	толщина верхнего слоя грунта	м	1,2
$t_{полосы}$	глубина заложения горизонтального заземлителя	м	0,7
k_1	климатический коэффициент для вертикальных электродов	-	1,4
d	диаметр стержня	мм	18
$\eta_В$	коэффициент использования вертикальных заземлителей	-	0,51
$l_Г$	предполагаемая длина горизонтального заземлителя	м	90
b	ширина стальной полосы	мм	40
$\eta_Г$	коэффициент использования горизонтальных электродов	-	0,3
k_2	климатический коэффициент для горизонтальных электродов	-	2,5
t	расстояние от поверхности земли до середины заземлителя	м	2,9

Расчет комбинированного контурного заземлителя ОРУ 35 кВ

Удельное сопротивление грунта для горизонтального заземлителя:

$$R_{расч.Г} = k_2 \cdot \rho_1 = 2{,}5 \cdot 200 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Удельное сопротивление грунта для вертикального заземлителя:

$$R_{расч.В} = \frac{\rho_1 \cdot k_1 \cdot \rho_2 \cdot L}{\rho_1 \cdot k_1 \cdot (L - H + t_{полосы}) + \rho_2 \cdot (H - t_{полосы})} =$$

$$= \frac{200 \cdot 1{,}4 \cdot 100 \cdot 5}{200 \cdot 1{,}4 \cdot (5 - 1{,}2 - 0{,}7) + 100 \cdot (1{,}2 - 0{,}7)} = 106{,}9 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_Г = \frac{r_г}{\eta_Г}, \text{Ом}$$

где $\eta_Г = 0{,}3$ - коэффициент использования соединительной полосы при расположении 15 вертикальных заземлителей в ряд при отношении расстояния между электродами к их длине a/l=1;

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подпись	Дата	Приложение Д		
Разраб.		Бакшеев			03.21	Расчет контура заземления	Стадия	Лист	Листов
							П	1	2
Проверил		Бучинский			03.21		Проектный центр ООО «ТЕХНО БАЗИС»		
Н.контр..		Тюкавкин			03.21				

$$r_г = \frac{R_{расч.Г}}{\pi \cdot l_Г} \cdot \ln\left(\frac{1{,}5 \cdot l}{\sqrt{0{,}001 \cdot b \cdot t_{полосы}}}\right) = \frac{500}{\pi \cdot 90} \cdot \ln\left(\frac{1{,}5 \cdot 90}{\sqrt{0{,}001 \cdot 40 \cdot 0{,}7}}\right) = 11{,}8 \text{ Ом}$$

$$R_Г = \frac{11{,}8}{0{,}3} = 39{,}5 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ (7-ое издание) ЗУ электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью при использовании заземляющего устройства одновременно для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом.

Необходимое сопротивление вертикального заземляющего устройства:

$$R_В = \frac{R_Г \cdot R_Н}{R_Г - R_Н} = \frac{39{,}5 \cdot 4}{39{,}5 - 4} = 4{,}5 \text{ Ом}$$

где $R_Н = 4$ Ом

Сопротивление одного вертикального заземлителя:

$$r_В = \frac{R_{расч.В}}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \left(\ln\left(\frac{2 \cdot L}{0{,}001 \cdot d}\right) + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot L + 7 \cdot t}{L + 7 \cdot t}\right)\right)$$

$$= \frac{1{,}4 \cdot 106{,}9}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left(\ln\left(\frac{2 \cdot 5}{0{,}001 \cdot 18}\right) + \frac{1}{2} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 + 7 \cdot 0{,}7}{5 + 7 \cdot 0{,}7}\right)\right) = 32{,}3 \text{ Ом}$$

Количество вертикальных заземлителей:

$$N = \frac{r_В}{R_В \cdot \eta_В}$$

где $\eta_В = 0{,}51$ - коэффициент использования вертикальных электродов при расположении 15 вертикальных заземлителей в контуре при отношении расстояния между электродами к их длине a/l=1;

$$N = \frac{32{,}3}{4{,}5 \cdot 0{,}51} = 14{,}2$$

Принят комбинированный заземлитель из 15 вертикальных электродов диаметром 18 мм, длиной 5 м и соединительной горизонтальной полосы протяженностью 90 м.

Саморегулируемая организация
Основанная на членстве лиц, осуществляющих проектирование
(вид саморегулируемой организации)

АССОЦИАЦИЯ ПРОЕКТИРОВЩИКОВ «СтройПроект»
191028, Россия, г. Санкт-Петербург, улица Гагаринская, дом 25, литера А, помещение 6Н
www.sroproect.ru
№ СРО-П-170-16032012

Санкт - Петербург (место выдачи Свидетельства) «26» апреля 2017г. (дата выдачи Свидетельства)

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о допуске к определённому виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

№ 3065

Выдано члену саморегулируемой организации

Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис»,

ОГРН 1123850043041, ИНН 3812143992,

664001, г. Иркутск, ул. Рабочего Штаба, дом № 1/5, оф.8

Основание выдачи Свидетельства : решение Контрольно-дисциплинарного комитета
(наименование органа управления саморегулируемой организации,

АС «СтройПроект» № 26КДК от 26 апреля 2017г.
номер протокола, дата заседания)

Настоящим Свидетельством подтверждается допуск к работам, указанным в приложении к настоящему Свидетельству, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства.
Начало действия с «26» апреля 2017г.
Свидетельство без приложения не действительно.
Свидетельство выдано без ограничения срока и территории его действия.
Свидетельство выдано взамен ранее выданного № 1724 от 30 января 2014г.
(дата выдачи, номер Свидетельства)

Генеральный директор АС «СтройПроект» (должность уполномоченного лица) (подпись) Нечаев О.В. (инициалы, фамилия)

Ассоциация проектировщиков ИНН 7841290212 «СтройПроект» ОГРН 1117800012461 Санкт-Петербург

ПРИЛОЖЕНИЕ
к Свидетельству о допуске к определённому виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
от «26» апреля 2017г.
№ 3065

Виды работ, которые оказывают влияние на безопасность:

1. объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства, объекты использования атомной энергии, и о допуске к которым член **АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство**

№ пп	Наименование вида работ
	НЕТ

2. объектов капитального строительства, включая особо опасные и технически сложные объекты капитального строительства (кроме объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член **АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство**

№ пп	Наименование вида работ
1.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СХЕМЫ ПЛАНИРОВОЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА:
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	Работы по подготовке архитектурных решений
3.	Работы по подготовке конструктивных решений
4.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О ВНУТРЕННЕМ ИНЖЕНЕРНОМ ОБОРУДОВАНИИ, ВНУТРЕННИХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.3.	Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения*
4.4.	Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем*
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения

5.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О НАРУЖНЫХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.8.	Работы по подготовке технологических решений объектов нефтегазового назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
6.13.	Работы по подготовке технологических решений объектов метрополитена и их комплексов
7.	РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
7.5.	Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты.

8.
9.
10.
11.
12.
13.

3.

№ п
1.
1.1.
1.2.
1.3.
2.
3.
4.
4.1.
4.2.
4.5.
4.6.
5.
5.1.
5.2.
5.3.

8.	Работы по подготовке проектов организации строительства, сносу и демонтажу зданий и сооружений, продлению срока эксплуатации и консервации*
9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

3. объектов капитального строительства (кроме особо опасных и технически сложных объектов, объектов использования атомной энергии) и о допуске к которым член **АС «СтройПроект» Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис», ИНН 3812143992 имеет Свидетельство**

№ пп	Наименование вида работ
1.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СХЕМЫ ПЛАНИРОВОЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА:
1.1.	Работы по подготовке генерального плана земельного участка
1.2.	Работы по подготовке схемы планировочной организации трассы линейного объекта
1.3.	Работы по подготовке схемы планировочной организации полосы отвода линейного сооружения
2.	Работы по подготовке архитектурных решений
3.	Работы по подготовке конструктивных решений
4.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О ВНУТРЕННЕМ ИНЖЕНЕРНОМ ОБОРУДОВАНИИ, ВНУТРЕННИХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
4.1.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения
4.2.	Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации
4.5.	Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами
4.6.	Работы по подготовке проектов внутренних систем газоснабжения
5.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ СВЕДЕНИЙ О НАРУЖНЫХ СЕТЯХ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ, О ПЕРЕЧНЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ:
5.1.	Работы по подготовке проектов наружных сетей теплоснабжения и их сооружений
5.2.	Работы по подготовке проектов наружных сетей водоснабжения и канализации и их сооружений
5.3.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения до 35 кВ

	включительно и их сооружений
5.4.	Работы по подготовке проектов наружных сетей электроснабжения не более 110 кВ включительно и их сооружений
5.5.	Работы по подготовке проектов наружных сетей Электроснабжение 110 кВ и более и их сооружений
5.6.	Работы по подготовке проектов наружных сетей слаботочных систем
5.7.	Работы по подготовке проектов наружных сетей газоснабжения и их сооружений
6.	РАБОТЫ ПО ПОДГОТОВКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ:
6.1.	Работы по подготовке технологических решений жилых зданий и их комплексов
6.2.	Работы по подготовке технологических решений общественных зданий и сооружений и их комплексов
6.3.	Работы по подготовке технологических решений производственных зданий и сооружений и их комплексов
6.4.	Работы по подготовке технологических решений объектов транспортного назначения и их комплексов
6.5.	Работы по подготовке технологических решений гидротехнических сооружений и их комплексов
6.6.	Работы по подготовке технологических решений объектов сельскохозяйственного назначения и их комплексов
6.7.	Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов
6.9.	Работы по подготовке технологических решений объектов сбора, обработки, хранения, переработки и утилизации отходов и их комплексов
6.11.	Работы по подготовке технологических решений объектов военной инфраструктуры и их комплексов
6.12.	Работы по подготовке технологических решений объектов очистных сооружений и их комплексов
7.	РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ РАЗДЕЛОВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ:
7.1.	Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне
7.2.	Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
7.3.	Разработка декларации по промышленной безопасности опасных производственных объектов
7.4.	Разработка декларации безопасности гидротехнических сооружений
7.5.	Разработка обоснования радиационной и ядерной защиты.
9.	Работы по подготовке проектов мероприятий по охране окружающей среды
10.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности
11.	Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению доступа маломобильных групп населения
12.	Работы по обследованию строительных конструкций зданий и сооружений
13.	Работы по организации подготовки проектной документации, привлекаемым застройщиком или заказчиком на основании договора юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем (генеральным проектировщиком)

Общество с ограниченной ответственностью «Техно Базис» вправе заключать договоры на осуществление работ по подготовке проектной документации для объектов капитального строительства, стоимость которых по одному договору не превышает **25 000 000 (Двадцать пять миллионов) рублей**.

(сумма цифрами и прописью в рублях Российской Федерации)

Генеральный директор
АС «СтройПроект»
должность

подпись

Нечаев О.В.
фамилия, инициалы

АС «СтройПроект»
В настоящем документе
прошито пронумеровано
и скреплено
Печатью на 3 листах
Секретарь
АС «СтройПроект»
Ильина Е.А.

_____
(Подпись)
МП

Ассоциация проектировщиков
ИНН 7841290212
«СтройПроект»
ОГРН 1117800012461
Санкт-Петербург

Приложение № 1
к Договору подряда
от «19» января 2021 г. № 10

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
Разработка ПСД для реконструкции ПС 35 кВ Водозабор

1. Основание для проектирования.

1.1. Инвестиционная программа АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские ЭС» на 2021 г., в составе мероприятия: K_28-АЭС-Ц-70.

1.2. Технические требования «Реконструкция ПС-35/10/6 кВ Водозабор».

2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проектной и рабочей документации.

2.1. Положение о составе разделов проектной документации и требования к их содержанию, утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87.

2.2. ГОСТ Р 21.1101-2013. Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации.

2.3. ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008.

2.4. ПУЭ и ПТЭ (действующие издания).

2.5. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.

2.6. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017.

2.7. ВСН-113-87 в части, не противоречащей федеральным законам и постановлениям Правительства Российской Федерации.

2.8. Техническая политика Группы РусГидро на период до 2020 года с перспективой до 2025 года.

2.9. Техническая политика Группы РусГидро (введена в действие Приказом АО «ДРСК» от 01.06.2020 № 235 «О вводе в действие Технической политики Группы РусГидро»).

2.10. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 55438-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования».

2.11. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования».

2.12. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению».

2.13. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем». Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

2.14. ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

2.15. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика.

Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования», СТО 59012820.29.020.004-2018.

2.16. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (СО 153-34.20.118-2003), утвержденные приказом Минэнерго Российской Федерации от 30.06.2003 № 281.

2.17. Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные Приказом Минэнерго Российской Федерации от 03.08.2018 № 630.

2.18. Стандарт организации СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», утвержденный и введенный в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441.

2.19. Стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования», утвержденный приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207.

2.20. Регламент формирования, согласования и утверждения сметной документации ОАО «ДРСК».

2.21. Уточнение карт климатического районирования территории Амурской области, Еврейской автономной области, Алданского и Нерюнгринского районов республики Саха (Якутия) по ветровому давлению, ветровой нагрузке при гололеде, толщине стенки гололеда, среднегодовой продолжительности гроз, выполненное в 2009 г. ГУ «Главная геофизическая обсерватория им. А.И. Воейкова» Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

2.22. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений».

2.23. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования».

2.24. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения».

2.25. Другая, действующая на момент разработки проектной документации, нормативно-техническая документация; действующие законодательные документы Российской Федерации и нормативные акты к ним.

3. Основные характеристики реконструируемого объекта.

Показатель	Значение
1	2
Номинальное напряжение	ВН-35 кВ, НН1-10 кВ, НН2-6 кВ
Конструктивное исполнение ПС и РУ (открытое, закрытое, КТП, КРУЭ и т.д.)	РУ-35 – открытое, РУ-10 – закрытое, РУ-6 – закрытое
Тип и схемы каждого РУ	РУ-35 кВ – № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем система шин», РУ-10 кВ – № 10-1 «Одна секционированная выключателем система шин» РУ-6 кВ – № 6-1 «Одна секционированная выключателем система шин»
Количество линий, подключаемых к подстанции, по каждому РУ	35 кВ – 2 линии, 10 кВ – 12 линии, 6 кВ – 7 линий
Оперативный ток	Постоянный
Оперативная блокировка	Электромагнитная

Количество резервных ячеек по каждому РУ	35 кВ – нет, 10 кВ – 2 шт., 6 кВ – нет.
Количество и мощность силовых трансформаторов	Определить проектом
Класс напряжения силовых трансформаторов	35/10/6 кВ
Наличие регулировки под напряжением тр-ов	Да.
Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности	Не требуется
Вид обслуживания	Оперативный персонал
Тип выключателей РУ-35	Элегазовые
Тип выключателей РУ-10	Вакуумные
Тип выключателей РУ-6	Вакуумные
Организация связи и телемеханики	Размещение оборудования в отдельном помещении ОПУ с системой контроля микроклимата. Установка оборудования пакетной передачи данных уровня L3, организация резервирования по всем каналам. Резервирование электропитания оборудования связи и телемеханики. Объем телемеханизации принять полный по всем присоединениям Полное описание типа, марки, количества оборудования определить проектным решением.
1	2
Средства учета электроэнергии АИИС КУЭ	Модернизация системы учета электроэнергии, в рамках реконструкции ПС
Релейная защита и противоаварийная автоматика	Устройства РЗ и ПА на микропроцессорной базе, дуговая защита на оптоволоконных датчиках, применение цифровых приборов. Тип, марка количество оборудования определяется проектным решением
Возможность расширения	РУ-35 кВ – нет, РУ-10 кВ – есть, определить проектом РУ-6 кВ – есть, определить проектом

4. Вид строительства и этапы разработки проектной и рабочей документации:

4.1. Вид строительства – реконструкция, в пределах существующей ПС, без ограничения потребителей.

4.2. Перечень титулов, с которыми требуется координация решений документации, разрабатываемой по данному ТЗ:

ПСД шифр 930-11-10/16 «ВЛ 35 кВ Игнатьево-Водозабор (строительство)».

4.3. Этапы разработки проектной и рабочей документации:

I-й этап:

Проведение инженерных изысканий и обследование существующего здания ЗРУ/ОПУ, в объеме необходимом для проектирования. Разработка, обоснование и согласование с АО «ДРСК» проектной документации (далее – ПД), в том числе главной электрической схемы, типов основного применяемого оборудования, расчетных моделей, а также сметной документации необходимых для проведения экспертизы.

Срок выполнения: в течении 2-х месяцев с момента заключения договора, но не позднее 28 февраля 2021 года.

II-й этап:

Экспертиза ПД в соответствии с требованиями нормативно-технических документов. Указанные изменения должны быть согласованы со всеми лицами, участвующими в согласовании.

Срок выполнения: в течении 1-го месяца с момента согласования ПД (по I-му этапу)

III-й этап:

Разработка, согласование с АО «ДРСК» рабочей документации, обеспечивающей реализацию принятых в ПД технических решений (после прохождения экспертизы).

Срок выполнения: в течении 1-го месяца с момента окончания работ по II-му этапу, но не позднее 30 апреля 2021 года

4.4. В рабочей документации предусмотреть выполнение строительно-монтажных работы по реконструкции ПС в три этапа:

1 этап:

а) Монтаж выключателей 35 кВ – 2 шт.,

б) Монтаж ячеек КРУ 10 кВ – 6 шт.,

в) Установка РЗиА: Шкаф защиты и автоматики линий 35 кВ – 1 шт.,

2 этап:

а) Монтаж выключателей 35 кВ –3 шт.,

б) Монтаж оборудования РЗиА, АИИС КУЭ, телемеханики и связи,

в) Ремонт помещений ОПУ/ЗРУ

г) Установка систем постоянного тока

3 этап:

а) Монтаж силовых трансформаторов,

б) Монтаж трансформаторов собственных нужд – 2 шт.

5. В составе проектной и рабочей документации обосновать и выполнить:

5.1. Сбор исходных данных достаточных для проектирования в объемах настоящего технического задания.

5.2. Технические решения по электротехническому оборудованию и строительной части выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 1, п. 2 технических требований «Реконструкция ПС-35/10/6 кВ Водозабор» (Приложение 1) в составе:

- главную электрическую схему подстанции с пояснительной запиской;
- генерального плана подстанции с графической частью существующего и вновь устанавливаемого оборудования;
- принципиальные конструктивные и компоновочные решения по оборудованию РУ-6 кВ, РУ-10 кВ и РУ-35 кВ, зданиям и сооружениям, заходам линий электропередач конструктивных решений на основании типа и марки выбранного электротехнического оборудования;
- принятых электрических и строительных решений на основе современных строительных технологий;
- решений по уровню изоляции, расчета защит оборудования от грозовых и внутренних перенапряжений, прямых ударов молнии и заземляющему устройству;
- решений по наружному освещению РУ-35 кВ и внутреннему освещению РУ- 10, РУ-6, помещений ОПУ с применением энергосберегающих технологий;
- технического решения по организации электрической связи захода существующей ВЛ 35 кВ Западная-Водозабор, захода ВКЛ 35 кВ Игнатьево-Водозабор на ПС Водозабор. Электрическую связь между линейными и трансформаторными выключателями принять жесткой; между трансформаторными выключателями и силовыми трансформаторами 35 кВ принять гибкой ошиновкой, сечение шин и габариты, с учётом перспективной замены трансформатора определить проектом. Технического решения замене кабеля от силовых трансформаторов до КРУ 10/6 кВ с учетом прокладки в лотках, на кабель расчетного сечения.
- общих технических требований к устройствам собственных нужд (СН) и постоянного тока (ПТ);
- Расчеты токов короткого замыкания в цепях постоянного тока (с использованием специализированных программ)
- Расчеты токов короткого замыкания в цепях переменного тока (в цепях СН), (с использованием специализированных программ).
- выбранного типа, количества, требуемой мощности источников СН;
- выполнения защиты сетей оперативного постоянного тока, СН и построения карт селективности защитных аппаратов сети 0,22-0,4 кВ, защитных аппаратов сети постоянного

оперативного тока (с использованием специализированных программ);

- выполненного расчета кабельной продукции, необходимой для подключения устройств РЗА, ПТ, СН.

5.3. Технические решения подключения к устройствам РЗ и противоаварийной автоматики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 3 технических требований «Реконструкция ПС-35/10/6 кВ Водозабор» (Приложение 1) в составе:

- Принципиальные решения по устройствам РЗА, управления и противоаварийной автоматике, с указанием мест их размещения.
- схемы подстанции с размещением типов защиты и автоматики;
- схемы подстанции с распределением защит по трансформаторам тока;
- схемы размещения панелей РЗА присоединений 35 кВ, ЦС, ЩСН, ЩПТ в ОПУ;
- схем электрических принципиальных устройств РЗА, присоединений 6 кВ, 10 кВ и 35 кВ;
- карт заказа шкафов защиты и автоматики;
- данных по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных терминалов РЗ (для устройств РЗ 35 кВ).
- Расчеты токов КЗ на шинах ПС 35/10/6 кВ Водозабор на год окончания реконструкции и на перспективу 5 (пять) лет.
- Ориентировочный расчет параметров срабатывания устройств РЗ для подтверждения принципов выполнения и уточнения количественного состава защит.

Проектируемые к установке микропроцессорные устройства РЗА должны обеспечивать работу в диапазоне частот в соответствии с п. 5.6.2. ГОСТ IEC 60255-1-2014 «Реле измерительные и защитное оборудование. Часть 1. Общие требования», но не уже чем 45,0 – 55,0 Гц.

5.4. Технические решения по организации АИИС КУЭ выполнить отдельным томом (разделом) в соответствии п. 4 технических требований «Реконструкция ПС-35/10/6 кВ Водозабор» (Приложение 1).

5.4.1. В раздел по организации АИИС КУЭ включить следующие документы:

- общие данные, принципиальные решения по устройствам АИИС КУЭ с указанием мест их размещения;
- схему объёмов (направления) учета электроэнергии;
- схему структурную АИИС КУЭ;
- схему расположения оборудования с привязкой к однолинейной схеме;
- кабельный журнал;
- схему подключения приборов учета (вторичных цепей, интерфейсных цепей);
- схему электрическую принципиальную системы АИИС КУЭ;
- спецификацию оборудования;
- сметный расчет на организацию учета.

5.4.2. В пояснительной записке выполнить:

- расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (глава 1.4, п. 1.5.17 ПУЭ-6 и ПУЭ-7;
- проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длинны проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (п. 1.5.19 ПУЭ-6 и ПУЭ-7).

5.5. Технические решения к организации СДТУ и телемеханики выполнить отдельным томом (разделом), в соответствии п. 5 технических требований «Реконструкция ПС-35/10/6 кВ Водозабор» (Приложение 1), с указанием мест размещения оборудования.

5.6. Проект организации строительства (ПОС) со сроками выполнения строительно-монтажных работ (СМР), включая предложения по выделении очередей реконструкции и согласования проектной документации.

5.7. Оценка воздействия ПС на окружающую среду (ОВОС). Раздел «Охрана окружающей

среды» оформить отдельным томом (разделом).

5.8. Прочие разделы проектной и рабочей документации выполнить в соответствии с Постановлением Правительства от 16.02.2008 № 87.

5.9. Расчеты электроэнергетических режимов для нормальной и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в указанных схемах в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, характеризующихся максимальной токовой нагрузкой на год окончания реконструкции объекта и на перспективу 5 лет после окончания реконструкции объекта с учетом реконструкции существующих и ввода/вывода электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок. На основании результатов расчетов должны быть определены технические требования к вновь устанавливаемому оборудованию.

При анализе перспективных режимов работы электрической сети 35 кВ, прилегающей к объекту проектирования, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

Результаты расчетов должны включать в себя токовые нагрузки ЛЭП, трансформаторов ПС, потокораспределение активной и реактивной мощности, уровни напряжения в электрической сети 35 кВ, представленные в табличном виде и нанесенные на однолинейную схему замещения сети.

На основании результатов расчетов должен быть проведен выбор оборудования, оценен объем необходимого электросетевого строительства, очередность ввода элементов электрической сети, определены мероприятия по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

Требования к расчетным моделям.

Проектная организация формирует и предоставляет АО «ДРСК» все расчетные модели (включая графические схемы), используемые для проведения расчетов электроэнергетических режимов, статической устойчивости, в форматах программных комплексов, с помощью которых проведены расчеты, в том числе в электронном виде в формате ПК «RastrWin» (*.rg2, *.grf).

Данные расчетные модели формируются на год ввода объекта в эксплуатацию (окончания реконструкции) и на перспективу 5 (пять) лет.

Сбор и верификация данных, необходимых для формирования соответствующих расчетных моделей, осуществляется проектной организацией самостоятельно.

6. Требования к выполнению сметных расчетов.

6.1. Сметная документация должна соответствовать требованиям методических указаний по определению стоимости строительства, решение по которым принято Советом директоров АО «ДРСК»:

6.1.1. «Порядок определения стоимости проектных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134.

6.1.2. «Порядок определения стоимости инженерных изысканий», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 23.04.2014 (протокол № 6) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 30.04.2014 № 134.

6.1.3. «Порядок определения стоимости работ по техническому перевооружению, реконструкции, ремонту и техническому обслуживанию объектов генерации, сетей, зданий и сооружений», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 07.05.2014 (протокол № 7) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 16.05.2014 № 148.

6.1.4. «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ», решение Совета директоров АО «ДРСК» о присоединении от 08.07.2014 (протокол № 11) и приказ АО «ДРСК» о принятии в работу от 15.07.2014 № 213.

6.1.5. Другая действующая на момент разработки сметных расчетов нормативно-

техническая документация; действующие законодательные документы РФ и нормативные акты к ним.

6.2. При составлении смет руководствоваться МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».

6.3. Сметную документацию, согласно Постановлению Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», выполнить в двух уровнях цен с применением базисно-индексного метода:

6.3.1. Сметная стоимость в базисном уровне цен, определяется на основе действующих сметных норм и цен с использованием единичных расценок утвержденных, зарегистрированных в установленном порядке и внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов РФ, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России).

6.3.2. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, определяется на основе действующих сметных норм и цен с использованием единичных расценок утвержденных, зарегистрированных в установленном порядке и внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов РФ, утвержденный Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) или индексами, рекомендованными к применению региональными РЦЦС.

6.3.3. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой). При этом к стоимости строительно-монтажных работ принимаются следующие индексы:

6.3.3.1. Индексы по каждой позиции единичной расценки (позиции локальной сметы), разработанные к территориальным и федеральным единичным расценкам региональными РЦЦС.

6.3.3.2. При отсутствии индексов, разработанных к единичным расценкам, принимают индексы по видам строительства, рекомендованные Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой России) в соответствии со следующими требованиями:

1) Индексы для воздушных и кабельных линий применяются в соответствии с индексами по объектам строительства:

- воздушная прокладка провода с медными жилами;
- воздушная прокладка провода с алюминиевыми жилами;
- подземная прокладка кабеля с медными жилами;
- подземная прокладка кабеля с алюминиевыми жилами.

2) Индексы для КТП, ПС применяются в соответствии с индексом «Прочие объекты».

6.4. Стоимость материально-технических ресурсов (далее – МТР) (не учтенных в расценках) определять по сборнику «сметных цен на материалы» утвержденного в установленном порядке и внесенного в Федеральный реестр сметных нормативов.

6.5. При отсутствии необходимой номенклатуры МТР по сборнику, допускается определять стоимость МТР на основании прайс-листов в текущем уровне (в сметах в графе «обоснование» указывать дату/период действия и изготовителя/поставщика), при этом цены не должны превышать средних цен по региону расположения Филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети».

6.6. При использовании в сметах коэффициентов и лимитированных затрат, указывать обоснование из технической части, вводных указаний сборников или других нормативных документов и приложений к ним.

6.7. Поправочные коэффициенты из технической части к расценкам (например, на демонтаж или для учета особых условий выполнения работ) учитываются индивидуально для

каждой позиции и в выходных формах при выгрузке в формат Excel указываются попозиционно.

6.8. При строительстве затраты на возведение временных зданий и сооружений учитывать в том случае, если они указаны в проекте организации строительства.

6.9. Резерв средств на непредвиденные работы и затраты начислять в смете в процентах в размере не превышающем, указанный в пункте 4.96 МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации».

6.10. В локальных сметах указывать величину накладных расходов и сметной прибыли по видам строительных, ремонтно-строительных, монтажных и пусконаладочных работ, на основании нормативных документов, внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов.

6.11. Расчет стоимости пусконаладочных работ оформлять отдельной локальной сметой, составленной базисно-индексным методом по единичным расценкам на пусконаладочные работы, внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов, с предоставлением программ на ПНР и расчетов сложности автоматизированных систем с указанием формул расчета сложности систем, согласно методикам, включенным в Федеральный реестр сметных нормативов.

6.12. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ.

6.13. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам (локальным сметам) необходимо предоставить сводный сметный расчет.

6.14. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel и в формате «Гранд СМЕТА» (или в формате программы «WIN RIK»), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика с набором функций, не уступающих указанному ПО, и схожим с ним интерфейсом.

7. Общие требования:

7.1 Реконструкция ведется в условиях действующего предприятия, вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением.

7.2 В проекте организации строительства разработать технические решения, последовательность и технологии работ, связанных с обеспечением бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией на время реконструкции объекта.

7.3 Выполнить комплекс инженерных изысканий, в т.ч. сбор исходных данных, в объеме, необходимом для реконструкции объекта.

7.4 В разделах «Инженерные изыскания» и «Проект полосы отвода» картографический материал предоставить в масштабах 1:500 и 1:2000 на бумажном и электронном носителях.

7.5 Противопожарные мероприятия выполнить в соответствии с действующими правилами пожарной безопасности для энергетических объектов.

7.6. Для выполнения инженерных изысканий по договору Подрядчик имеет право привлекать субподрядную организацию.

Необходимо согласовать с Заказчиком субподрядчика, условия договора субподряда, устанавливающие сроки выполнения работ субподрядчиком, а также порядок расчетов Подрядчика с субподрядчиком;

7.7. При согласовании привлечения Субподрядчика Подрядчик представляет Заказчику:

– проект договора с Субподрядчиком;

– сведения об объемах выполнения работ Субподрядчиком;

– копии документов, подтверждающих наличие у Субподрядчика и его персонала допусков, разрешений и лицензий, необходимых для выполнения Работ.

7.8 При выполнении рабочей документации необходимо предоставить Заказчику – 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» г. Благовещенск и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат

АО «ДРСК» г. Благовещенск, для рассмотрения и согласования с профильными структурными подразделениями АО «ДРСК».

7.9 После рассмотрения и согласования АО «ДРСК», предоставить 3 экземпляра на бумажном носителе и 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в филиал АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» г. Благовещенск, 1 экземпляр в электронном виде (на CD) в Исполнительный аппарат АО «ДРСК» г. Благовещенск.

7.10 Использование форматов при передаче документации в электронном виде:

Вид документа	Используемое приложение	Формат
Текстовая часть, описания	MS Word и Adobe Acrobat	.doc .pdf
Таблицы	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls .pdf
Базы данных	MS Excel и Adobe Acrobat	.xls .pdf
Планы, графики	MS Project и MS Excel	.mpp .xls
Чертежи	AutoCAD и Adobe Acrobat	.dwg .pdf
Графический материал	MS Photo Editor и Adobe Acrobat	.jpg .pdf
Электронный архив	WinRar	.rar *
Сметная документация	MS Excel и в формате программы «WIN RIK» («ГРАНД СМЕТА»), позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам.	.xls .gsf

*- *материалы каждого тома проекта компоновать в одном файле*

7.11 Разработанная рабочая документация является собственностью Заказчика, и передача её третьим лицам без его согласия запрещается.

7.12 Проектная организация осуществляет от лица Заказчика получение по проекту всех необходимых согласований и заключений.

7.13 В составе проектной документации разработать техническую часть конкурсной документации на строительно-монтажные работы и оборудование, с разбивкой по этапам реконструкции, с законченным циклом выполнения работ по РУ-6 кВ, РУ-10 кВ, РУ-35 кВ и т.д.).

8. Исходные данные для проектирования:

Перечень исходных данных, сроки подготовки и передачи их Заказчиком проектной организации определяются договором на разработку рабочей документации.

9. Заказчик: Филиал АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «Амурские электрические сети».

10. Срок выполнения проектной и рабочей документации:

Начало проектирования – с момента заключения договора.

Окончание – 30 апреля 2021 года.

Приложение: Технические требования «Реконструкция ПС 35 кВ Водозабор».

ЗАКАЗЧИК:
Заместитель директора по развитию и инвестициям филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

_____А.В. Селивонов

М.П.

ПОДРЯДЧИК:
Директор ООО «Техно Базис»

_____В.А. Бучинский

М.П.

Приложение № 1 к техническому заданию

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту

«Реконструкция ПС 35 кВ Водозабор»

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС.

1.1. Выполнить реконструкцию ОРУ 35 кВ, с полной заменой оборудования в том числе силовых трансформаторов, ячеек 6 кВ и 10 кВ, заменой системы собственных нужд, постоянного тока, оборудования РЗиА, связи и телемеханики, АИИС КУЭ.

1.2. Схемы распределительных устройств:

1.2.1. Схему для РУ 35 кВ принять № 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин» с привязкой к существующей схеме заходов ВЛ 35 кВ. Уточнить при проектировании.

1.2.2. Схема для РУ 10 кВ существующая № 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

1.2.3. Схема для РУ 6 кВ существующая № 6-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин».

1.3. Выполнить замену существующих двухобмоточных силовых трансформаторов (ТМН-4000/35/10, ТМ-4000/35/6, ТМ-4000/10/6).

1.4. Компоновку оборудования РУ 35 кВ выполнить с применением блоков КТПБ 35 кВ высокой заводской готовности. ОРУ 35 кВ выполнить с применением жесткой ошиновки. Ошиновку от трансформаторов до ЗРУ выполнить кабельными вставками, сечение определить проектом.

1.5. Фундаменты под оборудование РУ 35 кВ принять поверхностные заводского изготовления. Конструктивное исполнение захода на ПС 35 кВ Водозабор от существующей ВЛ 35 кВ Западная-Водозабор и захода ВЛ 35 кВ Игнатьево-Водозабор определить проектом и согласовать с Заказчиком.

1.6. В ЗРУ выполнить замену существующих ячеек 6 кВ и 10 кВ марки КВЭ-10 (КРУ2-10) на ячейки серии К-129.

1.7. Предусмотреть замену контрольных и силовых кабелей оборудования подстанции. Прокладку кабельной продукции по территории ОРУ реконструируемой подстанции выполнить с применением железобетонных поверхностных кабельных лотков. Силовые и контрольные кабели применить с индексом НГ (не поддерживающие горения). В части заземления экранов контрольных кабелей руководствоваться требованиями типовых проектных решений ПАО «РусГидро» Часть 1. 87-07-2015-РЗА.ТПР1.1 «Технические требования к шкафам и микропроцессорным устройствам защиты и автоматики», а также СП 76.13330.2016 «Электротехнические устройства», И 1.06-08 «Инструкция по монтажу вспомогательных цепей».

1.8. Выполнить замену трансформаторов собственных нужд с установкой в отдельном помещении.

1.9. Выполнить расчет и проектирование заземляющего устройства подстанции, с учетом существующего контура заземления, защиту от грозовых и внутренних перенапряжений.

1.10. Предусмотреть реконструкцию системы маслоулавливания (маслоприемники, маслосборники, маслоотводы).

1.11. Выполнить обследование существующего здания ОПУ/ЗРУ подстанции на соответствие требованиям НТД. На основании проведенного обследования выполнить отдельным томом

(разделом) строительные решения по реконструкции здания ОПУ/ЗРУ ПС, в части формирования кабельных каналов в соответствии с проектируемыми типами оборудования, укрепление фундаментов, перекрытий, перегородок, кровли, полов, опорных конструкций под установку шкафов РЗА, управления, собственных нужд, системы оперативного постоянного тока, расположенных в помещении ОПУ/ЗРУ и согласовать в процессе проектирования с Заказчиком.

1.12. Проектом предусмотреть реконструкцию периметрального ограждение ПС с применением спирального барьера безопасности (СББ). Вид ограждения, тип, марку фундаментов под ограждение ПС определить проектным решением по согласованию с Заказчиком.

1.13. Проектом предусмотреть обустройство пожароохранной сигнализацией ОПУ/ЗРУ и системой видеонаблюдения подстанции. Исполнение пожароохранной сигнализации и инженерно-технических средств охраны определить проектным решением по согласованию с Заказчиком.

1.14. В здании ОПУ/ЗРУ предусмотреть электрическое отопление, с применением энергосберегающих технологий. Помещения ОПУ/ЗРУ оборудовать системой вентиляции, обеспечения микроклимата (температурного режима).

1.15. Наружное освещение РУ 35 кВ и внутреннее освещение ОПУ/ЗРУ выполнить с применением светодиодных светильников.

1.16. Проектным решением организовать формирование вторичных цепей для оборудования РУ 6 кВ, РУ 10 кВ, РУ 35 кВ, с привязкой к шкафам защит, управления, собственных нужд, постоянного тока. Предусмотреть замену шкафов собственных нужд и постоянного тока.

1.17. Оперативный ток принять постоянный, с питанием от стационарной аккумуляторной батареи. Предусмотреть установку комплектной системы оперативного постоянного тока, выбор АКБ определить проектом.

1.18. Собственные нужды ПС, сформировать в шкафах в составе щита СН выполненного на современной элементной базе.

1.19. Выполнить расчёт сети потребителей собственных нужд и постоянного тока с выбором уставок автоматических выключателей и их характеристик, расчёты токов короткого замыкания в сетях собственных нужд и постоянного тока, построение карт селективности защитных аппаратов. Расчёты предоставить в виде сводных таблиц.

1.20. Выполнить расчёт и выбор кабельной продукции (силовых и контрольных кабелей) с предоставлением плана раскладки, кабельного журнала и схем внешних соединений (монтажных схем).

1.21. Предусмотреть на ПС оперативную электромагнитную блокировку.

1.22. Типы и марки выбранного оборудования по всем разделам технических требований согласовать с Заказчиком.

1.23. Предусмотреть проектным решением организацию мероприятий по водоотведению грунтовых вод от территории ПС.

2. Основное силовое электрооборудование.

2.1. Выключатели 35 кВ, устанавливаемые в составе блоков КТПБ, принять баковые элегазовые с электромагнитными приводами и со встроенными трансформаторами тока.

2.2. Выключатели 6 кВ, 10 кВ, в составе выкатных элементов принять вакуумными по типу привода с электромагнитной защелкой.

2.3. Тип, мощность и количество силовых трансформаторов определить проектом, с технико-экономическим обоснованием.

2.4. Разъединители 35 кВ принять горизонтально – поворотного исполнения с ручными приводами.

2.5. Трансформаторы напряжения 35 кВ принять антирезонансные типа НАМИ, с установкой в составе блоков КТПБ.

2.6. Трансформаторы напряжения 6 кВ, 10 кВ принять антирезонансные типа НАМИ.

2.7. Трансформаторы напряжения принять классом точности 0,2, с отдельными обмотками для измерений и учета электроэнергии. Нагрузочная способность вторичной обмотки должна соответствовать нагрузке подключаемых вторичных цепей, климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

2.8. Трансформаторы тока 6 кВ, 10 кВ и 35 кВ, принять с отдельными обмотками для измерений и коммерческого учета, классом точности 0,2S. Включение трансформаторов тока 6 кВ, 10 кВ и 35 кВ выполнить по схеме «полная звезда».

2.9. Трансформаторы тока линейных ячеек 6 кВ и 10 кВ комплектного распределительного устройства внутренней установки предусмотреть с тремя вторичными обмотками классом точности 0,2S/0,2/10P. На вводных ячейках 6 кВ и 10 кВ установить трансформаторы тока с четырьмя вторичными обмотками классом точности 0,2S/0,2/10P/10P.

2.10. Трансформаторы тока 6 кВ, 10 кВ и 35 кВ предусмотреть с учётом термической и динамической стойкости на ток К.З., климатическое исполнение - в соответствии с параметрами окружающей среды по месту установки.

2.11. Провести проверку вторичных цепей ТТ и ТН в зависимости от номинальных значений выбираемого оборудования и протяженности трасс.

2.12. Трансформаторы собственных нужд 10 кВ принять масляные, герметичного исполнения. Мощность ТСН определить проектным решением.

2.13. Для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений предусмотреть установку ОПН.

3. Оборудование РЗА.

3.1. Центральную сигнализацию выполнить на микропроцессорном терминале в одном шкафу, набор и состав сигналов определить проектом.

3.2. Релейную защиту силовых трансформаторов выполнить в шкафах, в составе микропроцессорных терминалов: защиты трансформатора, защиты и автоматики ввода 35 кВ, защиты и автоматики ввода 10 кВ, защиты и автоматики ввода 6 кВ, регулирования напряжения трансформатора, мнемосхему, ключи управления вводными выключателями, цифровые приборы (амперметры, анализаторы сети, указатели положения РПН), кнопки (ключи) управления РПН.

3.3. Релейную защиту СВ-35 кВ выполнить в шкафу, в составе микропроцессорного терминала защиты СВ-35 кВ, переключателей и секционирования цепей напряжения ТН-35 кВ, мнемосхему, ключ управления СВ-35 кВ, цифровые приборы (амперметры, киловольтметры).

3.4. Релейную защиту СВ-6 кВ и СВ-10 кВ выполнить в шкафу, в составе микропроцессорных терминалов защиты, мнемосхем, ключей управления, цифровых приборов (амперметры, киловольтметры).

3.5. Релейную защиту ВЛ-35 кВ выполнить в шкафу, в составе микропроцессорных терминалов защит ВЛ-35 кВ, мнемосхем, ключей управления, цифровых приборов (амперметры).

3.6. Релейную защиту и автоматику в РУ-6 кВ, РУ-10 кВ предусмотреть на микропроцессорных терминалах.

3.7. В ячейках РУ - 6 кВ и РУ - 10 кВ предусмотреть быстродействующие дуговые защиты от межфазных КЗ с оптоволоконными датчиками.

3.8. Тип и марки выбираемого оборудования согласовать с заказчиком.

3.9. Выполнить расчёт параметров срабатывания устройств РЗА, требуемых номинальных первичных и вторичных токов трансформаторов тока, значений токов КЗ.

3.10. Предусмотреть проектом расчеты и при необходимости предусмотреть мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости.

3.11. Реконструкцию и установку устройств РЗА осуществить с учетом Приказа Минэнерго от 10.07.2020 №546 и ПУЭ изд.6.

4. Средства учета электроэнергии.

4.1. На вводах и отходящих линиях 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ заменяемых ячеек предусмотреть установку приборов учета электрической энергии со следующими характеристиками:

- учет активно-реактивной энергии в двух направлениях,
- класс точности 0,5S - для активной энергии, 1 – для реактивной энергии,
- номинальное напряжение 3*57,7/100 В;
- номинальный (максимальный) ток 5(7,5) А;
- возможность подключения резервного питания;
- фиксирование почасовых профилей мощности, журнала событий;
- диапазон температур от - 40 до +55 ^{o}C;
- наличие интерфейса связи RS 485.

Тип приборов учета определить с учетом возможности интегрирования в действующую АИИС КУЭ АО «ДРСК», выполненную на базе программного обеспечения Пирамида и прикладного программного обеспечения производителя счетчиков для их конфигурации.

4.2. Чувствительность системы учета электроэнергии должна соответствовать минимальной расчетной нагрузке присоединения.

4.3. Предусмотреть шкаф приборов учета.

4.4. Предусмотреть возможность замены электросчётчика и (или) подключения образцового счетчика без отключения измерительных цепей, с применением испытательных коробок типа «ЛИМГ».

4.5. Предусмотреть автоматизированную передачу данных с приборов учета электроэнергии в АИИС КУЭ АО «ДРСК».

4.6. Спецификацию элементов оборудования системы учета электроэнергии согласовать с заказчиком.

4.7. Приборы учета электроэнергии присоединений 6 кВ, 10 кВ, 35 кВ подключить к УСПД.

4.8. Счетчики электроэнергии по 35 кВ, оборудование уровня ИВКЭ (УСПД), а также коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах с возможностью защиты от несанкционированного доступа. Место установки шкафов определить в ОПУ ПС 35/10/6 кВ Водозабор, с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации оборудования.

4.9. Для обеспечения функционирования оборудования АИИС КУЭ предусмотреть источник бесперебойного питания.

4.10. Предусмотреть организацию каналов связи от УСПД в АИИС КУЭ АО «ДРСК» посредством:

- основной канал – Ethernet;
- дополнительный канал – GSM GPRS.

5. Организация телемеханики и связи

5.1. Оборудование СДТУ разместить в помещении ОПУ.

5.2. Предусмотреть систему контроля микроклимата комнаты связи на базе блока СРК-М2 или аналогичном. Установить систему кондиционирования с зимним пакетом, систему обогрева. Мониторинг параметров микроклимата осуществить по протоколу SNMP. Тип оборудования и схему системы контроля микроклимата согласовать с заказчиком.

5.3. Для организации каналов связи и телемеханики между ПС-35/10/6 кВ Водозабор и филиалом АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», запроектировать установку оборудования пакетной передачи данных на существующие оптические волокна, оборудование должно поддерживать работу в стеке, уровень коммутаторов связи не ниже L3, обеспечивать возможность организации VPN-тоннелей для пропуска трафика РЗАИ, АИИСКУЭ, IP-телефонии, ТМ, видеонаблюдения, сети ПД, сети мониторинга. Должно обеспечиваться полное резервирование по основным (магистральным) направлениям связи, с разнесением резервных каналов географически. Оборудование связи разместить в отдельном шкафу 42U. Тип и модели оборудования передачи данных, количество дополнительных каналов и типы интерфейсов определить в проекте и согласовать с заказчиком.

5.4. Для организации резервирования канала связи по ВОЛС (с учетом строящегося ВОЛС на участке ПС 35/10/6 Водозабор – ПС 110/35/10 Игнатьево) запроектировать строительство ВОЛС между комнатой связи ПС 110/35/10 кВ Игнатьево и ответвительной муфтой ПАО «Ростелеком» на участке п. Аэропорт – п. Сергеевка.

5.5. Для резервирования электропитания аппаратуры связи и телемеханики применить систему АВР запитанную от двух секций ЩСН и ИБП с технологией двойного преобразования (On-line) 19” исполнения с коэффициентом мощности не менее 90%, с внешними аккумуляторными батареями, рассчитанными на время автономной работы не менее 6 часов и сроком эксплуатации не менее 10 лет. Питание оборудования связи и МИП осуществить от двух независимых ИБП Мониторинг параметров ИБП осуществить по протоколу SNMP. Мониторинг параметров АВР осуществить по протоколу МЭК-104. ИБП питания МИП и АВР разместить в отдельном шкафу 42U. ИБП оборудования связи разместит ь в шкафу связи. Схему шкафа электропитания согласовать с заказчиком.

5.6. Телемеханизацию ПС 35/10/6 Водозабор выполнить в полном объёме (телеуправление, телеизмерение, телесигнализация) по всем присоединениям на аппаратуре типа КП «Исеть», с использованием МИП Satec PM130E-PLUS и блоками расширения 12DIOR-DRC или аналогичной. Получение телеинформации от КП и МИП осуществить по интерфейсу RS-485 (протокол МЭК-101) через преобразователи интерфейса с разделением по секциям и уровням напряжения. Получение телеинформации от микропроцессорных терминалов защит осуществить по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus) через преобразователи интерфейса с разделением по секциям и уровням напряжения. Оборудование КП «Исеть» разместить в отдельном шкафу 42U. МИП разместить в релейных шкафах. Перечень сигналов ТС, ТУ, ТИ согласовать с заказчиком.

5.7. Предусмотреть мероприятия по обеспечению электромагнитной совместимости оборудования СДТУ.