

Свидетельство СРО № 0668.02-2013-5258109139-П-169 от 27.07.2015 г.

Реконструкция РУ-6кВ инв.№864096071, расположенного в здании РП-34 инв.№864005096 находящегося по адресу: Смоленская область, г.Смоленск, ул.Фрунзе, д.57, лит.161, для филиала «Волго-Вятский» АО«Оборонэнерго»

Проектная документация

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

Подраздел 2. Технологические решения

Часть 2. Релейная защита и автоматика

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

ТОМ 5.2.2

Изм	№ док.	Подп.	Дата



ГРУППА КОМПАНИЙ

ТАВРИДА
ЭНЕРГОСТРОЙ

ООО "ТЭС НН"

Свидетельство СРО № 0668.02-2013-5258109139-П-169 от 27.07.2015 г.

Реконструкция РУ-6кВ инв.№864096071, расположенного в здании РП-34 инв.№864005096 находящегося по адресу: Смоленская область, г.Смоленск, ул.Фрунзе, д.57, лит.161, для филиала «Волго-Вятский» АО«Оборонэнерго»

Проектная документация

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

Подраздел 2. Технологические решения

Часть 2. Релейная защита и автоматика

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

ТОМ 5.2.2

Главный инженер проекта

Дударев В.А.

Изм	№ док.	Подп.	Дата

2019 г.

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

Содержание

Справка главного инженера проекта	4
Текстовая часть.....	5
1. Основные требования к устройствам РЗА.....	5
1.1. Общие положения.....	5
1.2. Электромагнитная совместимость и помехозащищенность устройств РЗА ..	5
1.3. Требования к безопасности и экологии	8
1.4. Общие требования к надежности и живучести системы РЗА	9
1.5. Технические требования к терминалам микропроцессорных защит.....	9
2. Основные технические решения по РЗА.....	13
2.1. Характеристика защищаемого объекта.....	13
2.2. Необходимый состав защит и автоматики РУ-6 кВ.....	13
2.3. Защита, автоматика шин 6кВ и управление вводными и секционным выключателем 6кВ.....	13
2.4. Защита, автоматика и управление присоединений отходящих линий (ОЛ) 6кВ 15	15
2.5. Сигнализация однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети 6кВ.....	15
2.6. Сигнализация на РП	16
2.7. Автоматика ввода резерва (АВР) секций шин 6кВ.....	16
2.8. Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте.	17
3. Расчет токов короткого замыкания.....	17
4. Расчет мощности и номинальной предельной кратности вторичных обмоток трансформаторов тока реконструируемого РУ-6кВ	18
4.1. Требования к трансформаторам тока	18
4.2. Выбор первичного тока трансформаторов тока.....	19
4.3. Расчетная проверка трансформаторов тока на 10%-ную погрешность.....	20
4.4. Расчетная проверка трансформаторов тока на максимальную погрешность	22
4.5. Расчетная проверка трансформаторов тока на отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях при максимальном токе КЗ	23
5. Расчет мощности вторичных обмоток для РЗА трансформаторов напряжения РУ-6кВ	23
6. Принципы реализации оперативной блокировки на РУ-6кВ	24
7. Потребность в устройствах РЗА	25
8. Потребность в кабельной продукции	26
9. Ориентировочный расчет уставок РЗА	27

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-С

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Кузьмина		<i>Кузьмина</i>	
Проверил		Тюрьмин		<i>Тюрьмин</i>	
Нач. отд.		Тюрьмин		<i>Тюрьмин</i>	
Н.контр.		Баранов		<i>Баранов</i>	
ГИП		Дударев		<i>Дударев</i>	2019

Содержание

Стадия	Лист	Листов
П	1	2
 ГРУППА КОМПАНИЙ ТАВРИДА ЭНЕРГОСТРОЙ г. Н. Новгород 2019 г		

ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Обозначение	Наименование	Примечание
ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-01	РУ-6кВ. Схема электроснабжения	стр. 34
ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-02	РУ-6кВ. Схема размещения устройств РЗА	стр. 35
ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-03	РУ-6кВ. Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС	стр. 36
ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-04	Расчет токов короткого замыкания	стр. 37-41

Состав проектной документации

Состав проектной документации см. том 1 ТЭС-068-003-19-ПЗ «Раздел 1. Пояснительная записка».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									2	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-С	

Справка главного инженера проекта

В настоящей проектной документации все технические решения по сооружениям, конструкциям, оборудованию и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с действующими на дату выпуска документации нормами и правилами, включая правила пожарной безопасности.

При соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сооружений по данному проекту безопасна.

Главный инженер проекта



Дударев В.А.

И.И.В. № подл	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Текстовая часть

1. Основные требования к устройствам РЗА

1.1. Общие положения

Настоящий том выполнен в составе титула «Реконструкция РУ-6кВ инв.№864096071, расположенного в здании РП-34 инв.№864005096, находящегося по адресу: Смоленская область, г.Смоленск, ул.Фрунзе, д.57, лит.161 для филиала «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго».

Проект реконструкции РУ-6кВ выполнен на основании Технического задания Заказчика.

1.2. Электромагнитная совместимость и помехозащищенность устройств РЗА

При выполнении реконструкции РУ-6кВ предусматривается установка комплексов микропроцессорных (МП) устройств РЗА, которые, в отличие от электромеханических устройств, более подвержены опасному влиянию электромагнитных воздействий из-за низкого уровня сигналов, на которых работают эти устройства.

Все устройства РЗА должны иметь уровни помехозащищенности (степень жесткости) в соответствии с требованиями действующих ГОСТ.


Заземляющие устройства РУ-6кВ, силовое и коммутационное оборудование, расположение кабельных трасс и прокладка по ним силовых и контрольных кабелей должны исключать наводки во вторичных цепях устройств РЗА, превышающие заявленные уровни их помехозащищенности.

В случае необходимости должны быть разработаны мероприятия по подавлению коммутационных помех в месте их возникновения, а также, при необходимости, дополнительные мероприятия по защите вторичных цепей.

По предварительной оценке общая электромагнитная обстановка может быть классифицирована, как жесткая.

Основными источниками электромагнитных воздействий на РУ-6кВ в нормальных и аварийных режимах являются:

- напряжения и токи промышленной частоты при коротких замыканиях;
- грозовые перенапряжения;

Взам. инв. №	По предварительной оценке общая электромагнитная обстановка может быть классифицирована, как жесткая.											
	Основными источниками электромагнитных воздействий на РУ-6кВ в нормальных и аварийных режимах являются: - напряжения и токи промышленной частоты при коротких замыканиях; - грозовые перенапряжения;											
Подп. и дата												
	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2											
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Текстовая часть			Стадия	Лист	Листов
	Разраб.	Кузьмина		Кузьмина						П	1	29
	Проверил	Тюрьмин		Тюрьмин						 ГРУППА КОМПАНИЙ ТАВРИДА ЭНЕРГОСТРОЙ г. Н. Новгород 2019 г		
	Нач. отд.	Тюрьмин		Тюрьмин								
	Н.контр.	Баранов		Баранов								
	ГИП	Дударев		Дударев		2019						

- импульсные помехи при коммутации высоковольтного оборудования;
- электромагнитные поля радиочастотного диапазона;
- магнитные поля промышленной частоты;
- импульсные магнитные поля;
- помехи при коммутациях электромагнитов включения и отключения выключателей.

Электромагнитные воздействия, попадая на входы микропроцессорных устройств РЗА, могут приводить к их повреждению или вызывать неправильную работу.

В связи с этим проектирование релейной защиты и автоматики должно выполняться с учётом требований электромагнитной совместимости и помехоустойчивости.

Воздействие напряжения промышленной частоты:

- Электрическая изоляция между всеми независимыми цепями устройства (кроме последовательной передачи данных) относительно корпуса и всех цепей между собой выдерживают без пробоя и перекрытия испытательное напряжение 2000В (эффективное значение) переменного тока 50 Гц в течение 1 минуты (МЭК-60255-5).

- Импульсные помехи при коммутациях силового оборудования и коротких замыканиях на шинах распределительного устройства.

- На устойчивость к затухающим колебаниям (частотой 0,1 и 1МГц) устройства испытывают в соответствии с ГОСТ 513174.1-2000, ГОСТ Р 51317.4.12-99.

- Степени жесткости испытаний не ниже 3.

По ГОСТ Р 51317.4.12-99 проводят испытания при воздействии одиночными колебательными (частота колебаний 0,1 МГц) затухающими импульсами.

Степени жесткости испытаний не ниже 4.

Импульсные помехи при ударах молнии:

- Испытания на устойчивость к воздействию импульсных помех от токов молнии проводятся в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.5-99.

- Степени жесткости испытаний не ниже 4.

Испытания изоляции устройств РЗА импульсным напряжением должны проводиться приложением импульсного напряжения, максимальное значение которого должно быть 5кВ, как указано в МЭК 255.

Электромагнитные поля радиочастотного диапазона:

- Испытания на устойчивость к излучаемым радиочастотным полям проводят в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.3-99.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									2	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	

- Степени жесткости и нормируемые уровни испытаний при воздействии радиочастотным полем не ниже 3.

Разряды статического электричества:

- Испытания на помехоустойчивость к разрядам статического электричества (ГОСТ 30804.2.2-2013, ИЕС 61000-4-2:2008) проводят как при контактном, так и при искровом воздушном разряде непосредственно на испытуемый объект.

- Степени жесткости испытаний не ниже 3.

Магнитные поля промышленной частоты:

- Испытания на помехоустойчивость к воздействию магнитного поля промышленной частоты проводят в соответствии ГОСТ Р 50648-94.

- Степени жесткости испытаний не ниже 4.

Импульсные магнитные поля:

- Испытания на устойчивость к импульсному магнитному полю проводят в соответствии с ГОСТ Р 50649-94.

- Степени жесткости испытаний не ниже 4.

Помехи, связанные с возмущением в цепях питания АСТУ постоянного и переменного тока:

- Испытания на устойчивость к помехам в цепях электропитания в соответствии ГОСТ 30804.4.13-2013, ГОСТ Р 51317.4.14-2000, ГОСТ 30804.4.11-2013, ГОСТ Р 51317.4.28-2000. Испытания проводят на устойчивость к гармоникам, интергармоникам, сигналам систем телеуправления и сигнализации, колебаниям напряжения, провалам напряжения и кратковременным перерывам питания, несимметрии напряжения, изменениям частоты питания, составляющим постоянного тока в электрических сетях переменного тока.

Наносекундные импульсные помехи, возникающие в результате процессов коммутации в сетях электропитания:

- Испытания на помехоустойчивость к наносекундным импульсным помехам проводят в соответствии ГОСТ Р 51317.4.4-2007. Степени жесткости испытаний не ниже 4.

- Испытания на устойчивость к затухающему колебательному магнитному полю, которое возникает при коммутации на шинах высокого напряжения выключателями и разъединителями, проводят в соответствии ГОСТ Р 50652-94. Степени жесткости испытаний не ниже 4.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2				3

- Испытания на устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока проводят в соответствии ГОСТ Р 51317.4.17.2000. Степени жесткости испытаний не ниже 4.

Кондуктивные помехи, наведенные радиочастотными электромагнитными полями:

- Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц, воздействующими на порты электропитания и ввода – вывода сигналов тока проводят в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.6-99.

- Степени жесткости испытаний не ниже 4.

Кондуктивные помехи в полосе частоты от 0 до 150 кГц:

- Испытания на устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 0 до 150 кГц проводят в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.16-2000.

- Степени жесткости испытаний не ниже 3.

- Напряжение срабатывания бинарных входов не менее 132 В.

Необходимые мероприятия по защите от импульсных помех разрабатываются в соответствии с действующими «Методическими указаниями по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций от импульсных помех» (РД 34.20.116-93), введенными в действие Решением № Э-І/03 от 29.06.93 года Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России».

Наиболее действенным средством защиты от помех является применение в цепях трансформаторов тока и трансформаторов экранированных кабелей, которые должны предусматриваться проектом вторичных соединений. Экранированные кабели необходимо заземлять с двух сторон. Для цепей напряжения необходимо использовать кабели, имеющие металлическую оболочку, которая является естественным экраном для проникновения в эти цепи помех.

Для проверки достаточности принятых проектных решений и качества их практической реализации строительно-монтажной организацией, после окончания реконструкции РУ-6кВ необходимо провести натурные измерения на стадии пусковых или приёмосдаточных испытаний. Выполнение таких работ рекомендуется поручить на договорной основе организации, имеющей лицензию на их проведение.

1.3. Требования к безопасности и экологии

Устройства РЗА и подключенные к ним контрольные кабели, как в период монтажа, так и в период эксплуатации должны не загрязнять окружающую среду, т.е. не

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2				4

производить повышенного уровня шума, вибрации, не создавать вредных выбросов и излучений.

Монтаж аппаратуры на месте должен производиться без пайки. Монтаж кабелей на рядах зажимов должен выполняться под зажим или под обжим в специальные разъемы.

Остатки и обрезки кабельной продукции после монтажа должны подлежать утилизации и сдаче в пункты приема черных и цветных металлов.

В процессе монтажа может возникнуть небольшое количество отходов в виде упаковочного картона, жесткого пенопласта и других материалов. Картон должен подлежать накоплению и сдаче в макулатуру, а другие упаковочные материалы – утилизации вместе с твердыми бытовыми отходами предприятия.

1.4. Общие требования к надежности и живучести системы РЗА

Элементы системы РЗА должны обеспечивать:

- срок службы при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию не менее 20 лет;
- среднюю наработку на отказ сменного элемента не менее 1 тыс. часов;
- гарантийный срок эксплуатации не менее 36 месяцев;
- среднее время восстановления работоспособности РЗА по любой из выполняемых функций не более 0,5 часа.

Система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения в пределах +10% и – 20% от номинального.

1.5. Технические требования к терминалам микропроцессорных защит

Цепи переменного тока терминалов:

Номинальный ток ($I_{ном}$)	5А
Ток термической стойкости	$2I_{ном}$ (длительно)
Ток двухсекундной стойкости	$40I_{ном}$
Рабочий диапазон	$(0,2 \div 30) I_{ном}$
Потребление на фазу при $I_{ном}$	не более 2 ВА

Терминалы должны правильно работать с принятым временем срабатывания защит с периодической составляющей до $30 \times I_{ном}$ при максимальной аperiodической составляющей с постоянной времени до 0,3 сек, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке.

Цепи переменного напряжения терминалов:

Взам. инв. №		Ток двухсекундной стойкости	40I _{НОМ}					
		Рабочий диапазон	(0,2÷30) I _{НОМ}					
		Потребление на фазу при I _{НОМ}	не более 2 ВА					
Подп. и дата		Терминалы должны правильно работать с принятым временем срабатывания защит с периодической составляющей до 30хI _{НОМ} при максимальной аperiodической составляющей с постоянной времени до 0,3 сек, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке.						
		Цепи переменного напряжения терминалов:						
Инв. № подл							ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
								5
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

Линейное номинальное	$U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$
Напряжение термической стойкости	$1,5 U_{\text{НОМ}}$ (длительно)
Напряжение двухсекундной стойкости	$2 U_{\text{НОМ}}$
Напряжение термической стойкости $3 U_0$	$1,5 U_{\text{НОМ}}$
Напряжение двухсекундной стойкости $3 U_0$	$2 U_{\text{НОМ}}$
Рабочий диапазон напряжений	$(0,05 \div 1,2) U_{\text{НОМ}}$
Потребление на фазу при $U_{\text{НОМ}}$	$\leq 0,5 \text{ ВА}$
Потребление по $3 U_0$ при $U_{\text{НОМ}}$	$\leq 1 \text{ ВА}$
Рабочая частота терминалов:	
Номинальная частота	$f_{\text{НОМ}} = 50 \text{ Гц}$
Рабочий диапазон частот	$(0,95 \div 1,05) f_{\text{НОМ}}$

Напряжение оперативного постоянного тока терминалов:

Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ В}$
Рабочий диапазон напряжений	$(0,8 \div 1,1) \times U_{\text{НОМ}}$
Потребление при $U_{\text{НОМ}}$ в номинальном режиме (при отсутствии КЗ в сети)	$P_{\text{НОМ}} < 20 \text{ Вт}$
Потребление при наличии КЗ в сети	$< 2 P_{\text{НОМ}}$

Пульсация в напряжении постоянного тока не более 6% от среднего значения.

Нормальное функционирование терминалов не должно нарушаться при исчезновении или снижении напряжения ниже установленного предела при соответствующей организации системы постоянного оперативного тока на РУ на время до 0,05 с.

Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала.

Бинарные входы терминалов:

Постоянное номинальное напряжение каждого входа	$U_{\text{ВХ. НОМ}} = 220 \text{ В}$
Рабочий диапазон напряжений каждого входа	$(0,8 \div 1,1) U_{\text{ВХ. НОМ}}$

Напряжение срабатывания входа должно быть $(0,7 \div 0,8) U_{\text{ВХ. НОМ}}$, а коэффициент возврата $K_{\text{в}} \geq 0,95$.

Входы не должны иметь гальванической связи с элементами, расположенными внутри терминала.

Дискретные входы должны обеспечивать:

- несрабатывание при появлении замыкания на землю на любом полюсе;
- несрабатывание при работе устройств выявления замыкания на землю на любом полюсе, автоматического и автоматизированного поиска «земли»;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Лист

6

- работу устройств выявления замыкания на землю на любом полюсе, автоматического и автоматизированного поиска «земли».

Выходы терминалов:

Выходы терминалов должны быть контактными, исключаящими гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала.

Выходы должны содержать как замыкающие, так и размыкающие контакты.

Выходные контакты должны коммутировать напряжение постоянного тока 250 В.

Контакты должны обеспечивать размыкание тока 1/0,4/0,2/0,15А при напряжении соответственно 48/110/220/250 В и постоянной времени цепи $L/R \leq 40$ мс.

Контакты, коммутирующие цепи отключения и включения выключателей, должны также обеспечивать:

- замыкание токов до 10 А на время $t=1,0$ с;
- замыкание токов 30 А на время $t=0,2$ с;
- длительное протекание тока 5 А.

Коммутационная способность реле, действующих в цепях внешней сигнализации, должна быть не менее 30 Вт в цепях оперативного постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02 с при напряжении до 250 В и токе до 2 А.

Терминалы должны иметь программируемую логику как между различными функциями защиты, управления и контроля, входящими в состав МП устройств, так и между этими функциями и внешними устройствами защиты, управления и контроля.

Терминалы должны удовлетворять:

- ГОСТам на электрическую аппаратуру напряжением до 1000 В;
- РД 34.35.310-97;
- нормам и правилам МЭК по обеспечению электромагнитной совместимости;
- испытаниям в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000).

Терминалы должны предусматривать синхронизацию от внешнего источника точного времени, иметь непрерывную диагностику.

Терминалы должны иметь возможность выставление любой группы принятых уставок, а также всех регулируемых параметров, с клавиатуры и дисплея терминала (интерфейса человек-машина ИЧМ), с помощью персонального компьютера (ПК), подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления.

Терминалы должны иметь порты связи, обеспечивающие дистанционные управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУТП и

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							
<p>– испытаниям в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000).</p> <p>Терминалы должны предусматривать синхронизацию от внешнего источника точного времени, иметь непрерывную диагностику.</p> <p>Терминалы должны иметь возможность выставление любой группы принятых уставок, а также всех регулируемых параметров, с клавиатуры и дисплея терминала (интерфейса человек-машина ИЧМ), с помощью персонального компьютера (ПК), подключаемого к специальному входу терминала, и с верхнего уровня управления.</p> <p>Терминалы должны иметь порты связи, обеспечивающие дистанционные управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУТП и</p>									
						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2			Лист
									7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

взаимодействие между терминалами РЗА (желательно), местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности.

Терминалы должны осуществлять определение и отображение электрических параметров объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию о состоянии и функционировании терминала, в том числе сигнализацию, выполненную на светодиодах с ручным съемом сигналов о неисправности терминала.

Терминалы должны иметь стандартные международные протоколы обмена данными, при этом должна быть безусловно обеспечена возможность интеграции системы РЗА в АСУТП, поставляемую другой фирмой-производителем.

Терминалы должны иметь русифицированные интерфейсы.

В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:

- программное обеспечение (русифицированный вариант), необходимое для общения с терминалами, настройки параметров и конфигурации, регистрации и осциллографирования различных сигналов;

- документация на русском языке, содержащая описание принципов работы, технические характеристики, алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы, описание их функционирования и взаимодействия внутри терминала, рекомендации по выбору параметров настройки терминала, а также инструкции по наладке и эксплуатации;

- необходимые испытательные устройства и ЗИП.

Терминалы должны размещаться в шкафах, укомплектованных переключателями или испытательными блоками (разъемами) в выходных и входных цепях терминалов для удобства оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании.

Срок службы системы РЗА (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 25 лет.

Гарантийный срок эксплуатации - не менее 36 месяцев.

Гарантийный ремонт организуют поставщики оборудования в срок не более 5 дней (время выполнения гарантийного ремонта учитывается от момента получения поставщиком оборудования письменного уведомления о неисправности, до предоставления письменного отчета заказчику о готовности к вводу в работу оборудования).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист 8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2. Основные технические решения по РЗА

2.1. Характеристика защищаемого объекта

РУ-6кВ выполнено по схеме №6-1 «одна одиночная, секционированная выключателем, система шин» с присоединением 10 потребительских линий. Принятая схема является оптимальной с позиций надежности и экономичности для РУ-6кВ, предусматривается подключение двух питающих линий по радиальной схеме.

2.2. Необходимый состав защит и автоматики РУ-6 кВ

Рекомендуемый основными техническими решениями состав защит и автоматики управления, устанавливаемый на реконструируемом РУ-6кВ, следующий:

- защита, автоматика и управление секции шин 6кВ;
- защита, автоматика и управление отходящих линий 6кВ;
- защита (сигнализация) от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ) в сети 6кВ;
- центральная и местная сигнализация РУ-6кВ;
- автоматика АВР секций шин 6кВ.

2.3. Защита, автоматика шин 6кВ и управление вводными и секционным выключателем 6кВ

Для защиты, автоматики и управления шин 6кВ применяются:

- 1) логическая защита шин 6кВ (ЛЗШ);
- 2) максимальная токовая защита (МТЗ) шин секции 6кВ;
- 3) защита от дуговых замыканий на шинах и в ячейках 6кВ;
- 4) УРОВ вводного выключателя (ВВ) 6кВ;
- 5) УРОВ секционного выключателя (СВ) 6кВ;
- 6) контроль и управление вводным выключателем 6кВ;
- 7) контроль и управление секционным выключателем 6кВ.

ЛЗШ применяется для быстрого отключения повреждения на шинах 6кВ. Она выполнена с помощью МП терминалов отходящих присоединений и МП терминалов вводного и секционного выключателей. ЛЗШ реализуется формированием сигналов пуска токовых защит отходящих присоединений, блокирующих пуск токовой защиты вводного и секционного выключателей. При КЗ на шинах пуск токовых защит отходящих присоединений не осуществляется, токовые защиты ВВ и СВ не блокируются.

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

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Для защиты шин секции 6кВ от междуфазных КЗ, при питании секции через ВВ-6кВ, применяется МТЗ, которая реализуется в МП терминале выключателя ввода 6кВ. Защита действует на отключение ВВ-6кВ с выдержкой времени.

Для защиты шин секции 6кВ от междуфазных КЗ, при питании секции через СВ-6кВ, применяется МТЗ, которая реализуется в МП терминале секционного выключателя 6кВ. Защита действует на отключение СВ-6кВ с выдержкой времени.

Защита от дуговых замыканий секции шин 6кВ выполнена с использованием быстродействующей селективной световой дуговой защиты. Шкаф устройства устанавливается на боковой стенке крайней ячейки, а фотодатчики устанавливаются в отсеках ячеек КРУ-6кВ, устройства индикации и регистрации – в релейных отсеках ячеек КРУ-6кВ. Отключение от ЗДЗ происходит через терминал РЗА присоединения КРУ-6кВ.

Пуск ЗДЗ выполнен с контролем по току, что позволяет блокировать ложное действие датчика.

Селективность дуговой защиты обеспечивается работой по трем алгоритмам:

- 1) отключение выключателя отходящей линии, в кабельном отсеке которой произошло междуфазное замыкание;
- 2) отключение вводного и секционного выключателей при возникновении междуфазного замыкания в отсеке выключателя отходящих линий и/или в отсеке сборных шин.

УРОВ вводного выключателя 6кВ выполнено как функция в МП терминале ВВ-6кВ.

УРОВ по назначению делится на два типа: УРОВ выходное, действующее на отключение вышестоящего выключателя (в РУ-6кВ не используется). УРОВ входное, действующее на отключение ВВ при отказе выключателей отходящих присоединений и секционного выключателя 6кВ. УРОВ действует с выдержкой времени на выходное реле при срабатывании МТЗ, дуговой защиты, ЛЗШ, внешнего отключения, а также при отключении от входного УРОВ и отказе выключателя присоединения.

УРОВ СВ-6кВ выполнено как функция в МП терминале СВ-6кВ. УРОВ по назначению делится на два типа: УРОВ выходное, действующее на отключение ВВ-6кВ и УРОВ входное, действующее на отключение СВ при отказе выключателей отходящих присоединений. УРОВ действует с выдержкой времени на выходное реле при срабатывании МТЗ, дуговой защиты, ЛЗШ, внешнего отключения, а также при отключении от входного УРОВ и отказе выключателя присоединения.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Лист

10

Для контроля и управления вводными и секционными выключателями 6кВ используется встроенная функция в МП терминале соответствующего присоединения. Предусмотрено местное и дистанционное управление вводными и секционными выключателями.

2.4. Защита, автоматика и управление присоединений отходящих линий (ОЛ) 6кВ

Для защиты, автоматики и управления отходящих линий 6кВ применяются следующие функции в МП терминале ОЛ-6кВ:

1) Токовая защита, выполняется двухступенчатой:

- 1 ступень: токовая отсечка (ТО) – используется для защиты ОЛ-6кВ от междуфазных КЗ с действием на отключение выключателя ОЛ-6кВ без выдержки времени;

- 2 ступень: максимальная токовая защита (МТЗ) – используется для защиты ОЛ-6кВ от междуфазных КЗ с действием на отключение выключателя ОЛ-6кВ с выдержкой времени;

2) Для контроля и управления выключателем ОЛ-6кВ используется встроенная функция в МП терминале РЗА. Предусмотрено местное и дистанционное управление ОЛ-6кВ;

3) УРОВ выключателя ОЛ-6кВ выполнено как функция в МП терминале присоединения ОЛ-6кВ.

УРОВ выполнено выходным с действием на отключение ВВ и СВ-6кВ. УРОВ действует с выдержкой времени на выходное реле при срабатывании МТЗ и дуговой защиты и отказе выключателя присоединения.

2.5. Сигнализация однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети 6кВ

В РУ-6кВ применен режим работы сети 6кВ с изолированной нейтралью.

Защита от ОЗЗ (ЗОЗЗ) выполнена двухступенчатой. Первая ступень позволяет организовать защиту с абсолютным замером, вторая – защиту с абсолютным или относительным замером (групповая ЗОЗЗ) тока нулевой последовательности.

Первая ступень выполнена по току нулевой последовательности $3I_0$

Вторая ступень позволяет выполнить защиту, реагирующую на ток основной гармоники или ток высших гармоник.

Для повышения чувствительности вторая ступень может быть выполнена с контролем пуска реле напряжения нулевой последовательности, уставка которого задается

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

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
							11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

3) пусковой орган ЗМН для АВР (ступень $U \ll 3\text{МН}$) МП терминала вводного выключателя 6кВ;

4) сигналы «пуск АВР» и «запрет АВР» из МП терминала ВВ-6кВ;

5) напряжение на своей и смежной секции шин. Данный контроль осуществляется в МП терминалах вводов 6кВ и передается в МП терминал соответствующего ВВ-6кВ.

2.8. Решения по комплексу технических средств, его размещению на объекте

В качестве устройств РЗА на реконструируемом РУ-6кВ применяются МПУЗА серии "БЭМП РУ" производства АО "ЧЭАЗ".

Учитывая это, в ячейках КРУ-6кВ предполагается установить следующие микропроцессорные терминалы защит:

- БЭМП-РУ-ВВ-5-220-Д2-УХЛ (в ячейках вводов 6кВ);
- БЭМП-РУ-СВ-5-220-Д2-УХЛ (в ячейке секционного выключателя);
- БЭМП-РУ-ТТ-5-220-Д-УХЛ (в ячейках ОЛ-6кВ);
- устройство дуговой защиты «Овод-МД» (шкаф устройства устанавливается на боковой стенке крайних ячеек).

3. Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания проведены с целью:

- выявления требований к вновь устанавливаемому оборудованию;
- проверки соответствия установленного оборудования расчетным значениям токов короткого замыкания и определения технических параметров вновь устанавливаемого оборудования.

Результаты расчеты токов КЗ представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчетные токи короткого замыкания

Расчетная точка КЗ	Место КЗ	Ток короткого замыкания		
		$I_{k \max}^{(3)}$, кА	$I_{k \min}^{(3)}$, кА	$I_{k \min}^{(2)}$, кА
Питание от ПС 110/35/6кВ «Северная»				
К1	шины 6кВ ПС 110/35/6кВ «Северная»	12,806	11,950	10,349
К2	шины 6кВ РП-34	9,909	9,411	8,150
К3	шины 6кВ ТП-1	8,857	8,486	7,349
К4	шины 6кВ ТП-55АЭР	8,502	8,165	7,071
К5, К8	шины 6кВ ТП-801	8,320	8,001	6,929
К6	шины 6кВ Т-2	9,882	9,388	8,131
К7	шины 0,4кВ Т-2	0,787	0,784	0,679
К9, К10	шины 6кВ ТП-102	9,007	8,616	7,465

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

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		13

Продолжение таблицы 3.1

Расчетная точка КЗ	Место КЗ	Ток короткого замыкания		
		$I_{k \max}^{(3)}$, кА	$I_{k \min}^{(3)}$, кА	$I_{k \min}^{(2)}$, кА
Питание от Л-628 ПС 110/35/6кВ «Западная»				
K1	шины 6кВ ПС 110/35/6кВ «Западная»	13,095	12,418	10,754
K2	шины 6кВ ТП-55АЭР	7,218	7,063	6,116
K3	шины 6кВ РП-34	6,139	6,038	5,229
K4	шины 6кВ ТП-1	5,473	5,399	4,676
K5, K8	шины 6кВ ТП-801	5,205	5,140	4,451
K6	шины 6кВ Т-2	6,114	6,014	5,209
K7	шины 0,4кВ Т-2	0,762	0,760	0,658
K9, K10	шины 6кВ ТП-102	5,580	5,501	4,764

4. Расчет мощности и номинальной предельной кратности вторичных обмоток трансформаторов тока реконструируемого РУ-6кВ

Расчёт мощности вторичных обмоток ТТ выполнен с учётом данных по нагрузкам в виде устройств РЗА и длин кабелей токовых цепей, определённых по плану расположения оборудования. Кабели токовых цепей выполняются с медными жилами сечением 2,5 мм².

4.1. Требования к трансформаторам тока

При реконструкции РУ-6кВ должны быть применены трансформаторы тока с обмоткой для учёта электроэнергии класса точности 0,5S, для измерений – 0,5, для защит - 10P, соответствующие требованиям ГОСТ 7746-2001.

Таблица 4.1 – Типы и параметры ТТ

Обмотка ТТ	Наименование присоединения	Тип и параметры измерительной обмотки ТТ				
		Тип	Класс точности	$I_{2 \text{ ном}}, \text{ А}$	$S_{\text{ном}}, \text{ ВА}$	$K_{\text{н}}$
1 секция 6кВ						
ТА1/ТА2/ТА3	Ввод 1 6кВ	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-801	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-55А	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-1	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2	ОЛ-6кВ к Т-1 (резерв)	ТЛО-10	0,5S/0,5	5	10	-
2 секция 6кВ						
ТА1/ТА2/ТА3	Ввод 2 6кВ	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2	СВ-6кВ	ТЛП-10	0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-801	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-102	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-102	ТЛП-10	0,5S/0,5/10P	5	20	15
ТА1/ТА2	ОЛ-6кВ к Т-2	ТЛО-10	0,5S/0,5	5	10	-

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Лист

14

4.2. Выбор первичного тока трансформаторов тока

Первичный ток ТТ выбирался, исходя из следующих условий:

- по нагреву (номинальный первичный ток трансформатора тока должен быть не меньше рабочего максимального тока присоединения):

$$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{ном ТТ}},$$

где $I_{\text{ном ТТ}}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ;

$I_{\text{раб max}}$ – максимальный рабочий ток присоединения;

- по обеспечению термической стойкости в аварийных режимах.

Таблица 4.2 - Выбор первичного тока ТТ

Обмотка ТТ	Наименование присоединения	$I_{\text{I ном}} \text{ , А}$	$I_{\text{I раб max}} \text{ , А}$	Проверка условия
				$I_{\text{раб max}} \leq I_{\text{I ном ТТ}}$
1 секция 6кВ				
ТА1/ТА2/ТА3	Ввод 1 6кВ	400	365	$365 \text{ А} < 400 \text{ А}$
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-801	200	190	$190 \text{ А} < 200 \text{ А}$
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-55А	200	190	$190 \text{ А} < 200 \text{ А}$
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-1	200	155	$155 \text{ А} < 200 \text{ А}$
ТА1/ТА2	ОЛ-6кВ к Т-1 (резерв)	50	38,5	$38,5 \text{ А} < 50 \text{ А}$
2 секция 6кВ				
ТА1/ТА2/ТА3	Ввод 2 6кВ	400	365	$365 \text{ А} < 400 \text{ А}$
ТА1/ТА2	СВ-6кВ	400	365	$365 \text{ А} < 400 \text{ А}$
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-801	200	190	$190 \text{ А} < 200 \text{ А}$
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-102	200	190	$190 \text{ А} < 200 \text{ А}$
ТА1/ТА2/ТА3	ОЛ-6кВ к ТП-102	200	190	$190 \text{ А} < 200 \text{ А}$
ТА1/ТА2	ОЛ-6кВ к Т-2	50	38,5	$38,5 \text{ А} < 50 \text{ А}$

Проверка ТТ с выбранными по табл. 4.2 первичными токами по обеспечению термической стойкости в аварийных режимах производится по условию:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

где B_k – тепловой импульс по расчету;

$I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – время термической стойкости по каталогу.

Тепловой импульс определяется по выражению:

$$B_k = I_{\text{пер}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_A),$$

где $I_{\text{пер}}$ – периодическая составляющая тока короткого замыкания (принимается равной максимальному току трехфазного КЗ $I_{\text{пер}} = I_{\text{кз max}}^{(3)}$);

$t_{\text{откл}}$ – время отключения присоединения устройствами РЗА;

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

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
							15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

T_A – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (принимается равной для присоединений 6кВ – $T_A = 0,01$ с).

Таблица 4.3 – Проверка ТТ на термическую стойкость

Обмотка ТТ	Наименование присоединения	$I_{кз\max}^{(3)}$, кА	$t_{откл}$, с	T_A , с	$I_{тер}$, кА	$t_{тер}$, с	B_K , кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, кА ² ·с
1 секция 6кВ								
TA1/TA2/TA3	Ввод 1 6кВ	9,909	1	0,01	40	1	99,17	1600
TA1/TA2/TA3	ОЛ-6кВ к ТП-801		0,4	0,01	20	1	40,257	400
TA1/TA2/TA3	ОЛ-6кВ к ТП-55А		0,4	0,01	20	1	40,257	400
TA1/TA2/TA3	ОЛ-6кВ к ТП-1		0,4	0,01	20	1	40,257	400
TA1/TA2	ОЛ-6кВ к Т-1 (резерв)		0,1	0,01	10	1	10,8	100
2 секция кВ								
TA1/TA2/TA3	Ввод 2 6кВ	9,909	1	0,01	40	1	99,17	1600
TA1/TA2	СВ-6кВ		0,7	0,01	40	1	69,714	1600
TA1/TA2/TA3	ОЛ-6кВ к ТП-801		0,4	0,01	20	1	40,257	400
TA1/TA2/TA3	ОЛ-6кВ к ТП-102		0,4	0,01	20	1	40,257	400
TA1/TA2/TA3	ОЛ-6кВ к ТП-102		0,4	0,01	20	1	40,257	400
TA1/TA2	ОЛ-6кВ к Т-2		0,1	0,01	10	1	10,8	10

4.3. Расчетная проверка трансформаторов тока на 10%-ную погрешность

Вторичные обмотки, предназначенные для релейной защиты, должны иметь класс точности 10Р. На шинах 6кВ реконструируемого РУ-6кВ максимальный ток трехфазного КЗ – 9,909кА.

Номинальная вторичная нагрузка определяется из следующих условий:

Сопротивление нагрузки ТТ при расчете в режиме трехфазного КЗ равно:

$$R_{нагр} = R_{каб} + R_p + R_{пер} = \frac{\rho \cdot l_{каб}}{S} + R_p + R_{пер}, \text{ Ом}$$

где ρ – удельное сопротивление меди (0,0175 Ом·мм²/м);

$l_{каб}$ – длина соединительных проводов от трансформатора тока до устройств РЗА;

S – сечение контрольного кабеля;

R_p – сопротивление токового входа микропроцессорного терминала;

$R_{пер}$ – сопротивление переходных контактов (принимается равным 0,1 Ом при номинальном вторичном токе ТТ 5А).

Расчетная кратность тока ТТ, соответствующая наибольшему расчетному току КЗ, протекающему через ТТ, определяется как отношение действующего установившегося тока КЗ к номинальному первичному току ТТ:

$$K_{расч} = \frac{I_{1расч}}{I_{1ном}},$$

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

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
							16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

где $I_{1\text{расч}} = 1,1 I_{\text{с.з.}}$ - первичный расчетный ток, при котором срабатывает защита;

$I_{1\text{ном}}$ – номинальный первичный ток ТТ.

Допустимое сопротивление нагрузки:

$$R_{\text{ндоп}} = \frac{K_{10\text{ном}} \cdot (R_{\text{ттном}} + R_{2\text{тт}})}{K_{10\text{расч}}} - R_{2\text{тт}}, \text{ Ом}$$

где $R_{\text{ндоп}}$ – допустимое сопротивление нагрузки ТТ;

$K_{10\text{ном}}$ – номинальная предельная кратность обмотки для защиты трансформатора тока;

$R_{2\text{тт}}$ - сопротивление вторичной нагрузки трансформатора тока;

$$R_{2\text{тт}} = \frac{0,2 \cdot S_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}^2}$$

$R_{\text{ттном}}$ - номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока.

$$R_{\text{ттном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}^2}$$

$K_{10\text{расч}}$ – расчетная предельная кратность ТТ.

Таблица 4.4 – Определение мощности вторичных обмоток ТТ для РЗА, устанавливаемых на реконструируемом РУ-6кВ

Обмотка ТТ	Наименование присоединения	Расч. длина кабеля, м	Расч. сечение кабеля, мм ²	Первичный расчетный ток, А	Сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом	Номинальная вторичная нагрузка ТТ, Ом	Коефф. трансф.	Номин. мощн. обм., ВА	Ном. пред. кратность	Расчетная кратность тока ТТ	Допустимое сопротивление нагрузки ТТ не более, Ом	Расч. сопр. нагрузки вторичной обм. ТТ, Ом
1 секция РУ-6кВ												
ТАЗ	Ввод 1 6кВ	5	2,5	1482,8	0,16	0,8	400/5	20	15	3,707	3,725	0,423
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-801	5	2,5	314,6	0,16	0,8	200/5	20	15	1,573	8,994	0,543
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-55А	5	2,5	314,6	0,16	0,8	200/5	20	15	1,573	8,994	0,543
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-1	5	2,5	257,4	0,16	0,8	200/5	20	15	1,287	11,029	0,543
2 секция РУ-6кВ												
ТАЗ	Ввод 2 6кВ	5	2,5	1482,8	0,16	0,8	400/5	20	15	3,707	3,725	0,423
ТА2	СВ-6кВ	5	2,5	764,5	0,16	0,8	400/5	20	15	1,911	7,375	0,423
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-801	5	2,5	314,6	0,16	0,8	200/5	20	15	1,573	8,994	0,543
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-102	5	2,5	314,6	0,16	0,8	200/5	20	15	1,573	8,994	0,543
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-102	5	2,5	314,6	0,16	0,8	200/5	20	15	1,573	8,994	0,543

Приведенные выше расчеты должны быть уточнены на стадии РД.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №											Лист
													17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2				

4.4. Расчетная проверка трансформаторов тока на максимальную погрешность

Максимальная кратность тока короткого замыкания:

$$k_{\max} = \frac{I_{k1\max}}{I_{\text{ном}}},$$

где $I_{k1\max}$ - максимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты.

Максимальное значение коэффициента А:

$$A_{\max} = \frac{k_{\max}}{k_{10\text{доп}}},$$

где $k_{10\text{доп}}$ - допустимая кратность КЗ, соответствующая 10% погрешности при фактической расчетной нагрузке трансформаторов тока.

$$k_{10\text{доп}} = \frac{R_{2\text{тт}} + R_{\text{тт ном}}}{R_{2\text{тт}} + R_{\text{нагр}}} \cdot K_{10\text{ном}},$$

Далее определяется f_{\max} по зависимости А(f), и f_{\max} сравнивается с принятым значением $f_{\text{доп}} = 50\%$ для устанавливаемых микропроцессорных терминалов.

Таблица 4.5 – Проверка трансформаторов тока реконструируемого РУ-6кВ на максимальную допустимую погрешность

Обмотка ТТ	Наименование присоединения	Максимальная кратность тока короткого замыкания k_{\max}	Максимальное значение коэффициента А, A_{\max}	Допустимая кратность КЗ, $k_{10\text{доп}}$	Максимальное значение токовой погрешности $f_{10\text{доп}}$, %	Допустимое значение токовой погрешности устройства РЗА, $f_{\text{доп}}$, %
1 секция РУ-6кВ						
ТАЗ	Ввод 1 6кВ	24,773	1,003	24,7	10	50
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-801	49,545	2,42	20,484	48	50
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-55А	49,545	2,42	20,484	48	50
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-1	49,545	2,42	20,484	48	50
2 секция РУ-6кВ						
ТАЗ	Ввод 2 6кВ	24,773	1,87	24,7	10	50
ТА2	СВ-6кВ	24,773	1,87	24,7	10	50
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-801	49,545	2,42	20,484	48	50
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-102	49,545	2,42	20,484	48	50
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-102	49,545	2,42	20,484	48	50

Вышеприведенные расчеты являются не окончательными и уточняются на стадии РД.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
							18

4.5. Расчетная проверка трансформаторов тока на отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях при максимальном токе КЗ

Значение максимального напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформаторов тока:

$$U_{2\max} = \frac{I_{k1\max}}{K_{\text{ТТ}}} \cdot R_{\text{нагр}}$$

должно быть меньше испытательного напряжения 1000 В.

Таблица 4.6 - Проверка трансформаторов тока реконструируемого РУ-6кВ на отсутствие опасных перенапряжений при максимальном токе КЗ

Обмотка ТТ	Наименование присоединения	Максимальный ток КЗ $I_{k\max}$, кА	Коэффициент трансформации ТТ $K_{\text{ТТ}}$	Расчетное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ $R_{\text{нагр}}$	Максимальное напряжение на зажимах вторичной обмотки ТТ, В
1 секция РУ-6кВ					
ТАЗ	Ввод 1 6кВ	9,909	80	0,423	52,39
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-801	9,909	40	0,543	134,51
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-55А	9,909	40	0,543	134,51
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-1	9,909	40	0,543	134,51
2 секция РУ-6кВ					
ТАЗ	Ввод 2 6кВ	9,909	80	0,423	52,39
ТА2	СВ-6кВ	9,909	80	0,423	52,39
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-801	9,909	40	0,543	134,51
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-102	9,909	40	0,543	134,51
ТАЗ	ОЛ-6кВ к ТП-102	9,909	40	0,543	134,51

5. Расчет мощности вторичных обмоток для РЗА трансформаторов напряжения РУ-6кВ

Расчет мощности измерительных ТН производится для вторичных обмоток ТН, устанавливаемых на РУ-6кВ, к которым подключаются цепи РЗА.

Для каждого ТН составляется перечень нагрузок на вторичную обмотку трансформатора напряжения.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2				19

Таблица 5.1 – Перечень нагрузок на вторичные обмотки ТН-1 РУ-6кВ

Наименование элемента нагрузки	Основная обмотка, собранная в звезду, класс точности 0,5	
	S нагрузки на фазу, ВА	S междуфазной нагрузки, ВА
Терминал РЗА ввода 6кВ	0,1	
РЗА ТН-6кВ	5,5	
Учет	5х1	

$$S_{\text{нфmax1}} = S_{\phi} + \frac{S_{\text{мфmax}} - S_{\text{мфmin}}}{\sqrt{3}} + S_{\text{мфmin}} = 10,6 \text{ ВА}$$

Таблица 5.2 – Перечень нагрузок на вторичные обмотки ТН-2 РУ-6кВ

Наименование элемента нагрузки	Основная обмотка, собранная в звезду, класс точности 0,5	
	S нагрузки на фазу, ВА	S междуфазной нагрузки, ВА
Терминал РЗА ввода 6кВ	0,1	
Терминал РЗА СВ 6кВ	0,1	
РЗА ТН-6кВ	5,5	
Учет	5х1	

$$S_{\text{нфmax2}} = S_{\phi} + \frac{S_{\text{мфmax}} - S_{\text{мфmin}}}{\sqrt{3}} + S_{\text{мфmin}} = 10,7 \text{ ВА}$$

Обмотка трансформатора напряжения работает в заданном классе точности, если его нагрузка составляет не менее 25% от номинальной нагрузки.

Принимаем номинальную мощность обмотки для цепей РЗА класса точности 0,5 ТН-1, ТН-2 3хЗНОЛП-10 6кВ равной 30 ВА.

6. Принципы реализации оперативной блокировки на РУ-6кВ

Система блокировок предотвращает неправильные действия персонала при производстве оперативных переключений.

Для КСО «Новация» 10кВ предусмотрены следующие механические блокировки:

- блокировка, не допускающая включение коммутационного аппарата, установленного на выдвижном элементе, при нахождении разъединителей в промежуточном положении;
- блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;
- блокировка между разъединителем и ножами заземления, не допускающая включение ножей заземления при включенных разъединителях;
- блокировка между разъединителем и ножами заземления, не допускающая включение разъединителей при включенных ножах заземления;

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

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		20

Взам. инв. №	1.5 Шкаф ДЗ					2		
	1.6 Шкаф управления оперативным током					1		
Подп. и дата								
Инв. № подл.								
						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист	
							21	
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

8. Потребность в кабельной продукции

Таблица 8.1 - Потребность в кабельной продукции для РУ-6кВ

Наименование	Количество, м (уточняется на стадии РД)
1. КВВГЭнг(А)-LS 3х1,5	89
2. КВВГЭнг(А)-LS 4х1,5	101
3. КВВГЭнг(А)-LS 4х2,5	128
4. КВВГЭнг(А)-LS 5х1,5	23
5. КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5	17
6. КВВГЭнг(А)-LS 7х1,5	55
7. КВВГЭнг(А)-LS 7х2,5	14
8. КВВГЭнг(А)-LS 10х1,5	19
9. КВВГЭнг(А)-LS 10х2,5	17
Итого:	463

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

9. Ориентировочный расчет уставок РЗА

Таблица 9.1 - Отходящая КЛ-6кВ яч.№13 (ТП-1)

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Максимальная токовая защита							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от максимального тока нагрузки	$I_{сз} \geq \frac{\kappa_{н} \cdot \kappa_{сзп}}{\kappa_{в}} \cdot I_{раб.маx}$	233,3 А	234А	$I_{раб.маx}$	155 А	Длительно допустимый ток кабеля
					$k_{н} =$	1,1	Коэффициент надежности
					$k_{в} =$	0,95	Коэффициент возврата
					$k_{сзн} =$	1,3	Коэффициент самозапуска
Коэффициент чувствительности	В конце линии	$\kappa_{\chi} \geq \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5$	19,9	20	$I_{КЗ\min}^{(2)} =$	4676 А	Минимальный ток двухфазного КЗ в конце линии (авар.реж)
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{сз}$	5,85 А	5,9 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты		$t_{сз}$	0,4 с	0,4 с	-	-	-
Вид ВТХ	Независимая						
Токовая отсечка							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от трехфазного КЗ в конце линии	$I_{сз} \geq k_{отс} \cdot I_{КЗ\max}^{(3)}$	10185,6 А	10186 А	$k_{отс} =$	1,15	Коэффициент отстройки
					$I_{КЗ\max}^{(3)} =$	8857 А	Ток трехфазного КЗ в конце линии
Коэффициент чувствительности	В месте установки защиты	$\kappa_{\chi} \geq \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,2$	0,51	0,51	$I_{КЗ\min}^{(2)} =$	5229 А	Минимальный ток двухфазного КЗ на шинах РП-34 (авар.реж)
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{сз}$	254,65 А	255 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Токовая отсечка не чувствительная и выводится из работы							
Токовая защита нулевой последовательности							
Собственный емкостной ток фидера		$I_{с.фид} = \sum (I_{с.уд.} \cdot L_{кл})$	0,272А	0,3А	$I_{с.уд.} =$	0,68 А/км	Удельное значение емкостного тока
					$L_{кл} =$	0,4км	Длина КЛ
Ток срабатывания защиты	Несрабатывание при внешнем ОЗЗ	$I_{сз} \geq k_{н} \cdot k_{бр} \cdot I_{с.фид}$	0,54 А	0,6 А	$k_{н} =$	1,2	Коэффициент надёжности
					$k_{бр} =$	1,5	Коэффициент «броска»
					ТЭС-068-003-19-ИОС2.2		Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.			Дата

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{C3}$	0,02 А	0,02 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	30/1	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты	Защита выполнена с действием на сигнал	t_{c3}	5 с	5 с			
Устройство резервирования отказа выключателя							
Время срабатывания		$t_{УРОВ} \geq t_{ВЫКЛ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП}$	0,2 с	0,2 с	$t_{ВЫКЛ} =$	0,05 с	Время отключения выключателя
					$t_{ВОЗВ} =$	0,05 с	Время возврата устройства
					$t_{ЗАП} =$	0,1 с	Время запаса по задержке

Таблица 9.2 – Связной фидер яч. №11 (к ТП-55АЭР). Нормальный режим

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Максимальная токовая защита							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от максимального тока нагрузки	$I_{C3} \geq \frac{\kappa_H \cdot \kappa_{C3П}}{\kappa_B} \cdot I_{\text{раб.max}}$	286 А	286 А	$I_{\text{раб.max}}$	190 А	Рабочий максимальный ток линии с учётом перспективы развития
					$k_H =$	1,1	Коэффициент надежности
					$k_\theta =$	0,95	Коэффициент возврата
					$k_{C3П} =$	1,3	Коэффициент самозапуска
Коэффициент чувствительности	В конце линии	$\kappa_\psi \geq \frac{I_{K3\min}^{(2)}}{I_{C3}} \geq 1,5$	24,72	25	$I_{K3\min}^{(2)} =$	7071 А	Ток двухфазного КЗ в конце линии
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{C3}$	7,15 А	7,2 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты		t_{C3}	0,4 с	0,4 с	-	-	-
Вид ВТХ	Независимая						
Токвая отсечка							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от трехфазного КЗ в конце линии	$I_{C3} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{K3\max}^{(3)}$	9777,3 А	9777 А	$k_{\text{отс}} =$	1,15	Коэффициент отстройки
					$I_{K3\max}^{(3)} =$	8502 А	Ток трехфазного КЗ в конце линии
Коэффициент чувствительности	В месте установки защиты	$\kappa_\psi \geq \frac{I_{K3\min}^{(2)}}{I_{C3}} \geq 1,2$	0,83	0,83	$I_{K3\min}^{(2)} =$	8150 А	Ток двухфазного КЗ на шинах РП-34

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
							24

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{C3}$	244,4 А	244,4 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Токовая отсечка не чувствительная и выводится из работы							
Токовая защита нулевой последовательности							
Собственный емкостной ток фидера		$I_{c.фид} = \sum (I_{c.уд.} \cdot L_{кл})$	0,56 А	0,6 А	$I_{c.уд.} =$	0,8 А/км	Удельное значение емкостного тока
					$L_{кл} =$	0,7 км	Длина КЛ
Ток срабатывания защиты	Несрабатывание при внешнем ОЗЗ	$I_{C3} \geq k_n \cdot k_{\delta p} \cdot I_{c.фид}$	1,08 А	1,1 А	$k_n =$	1,2	Коэффициент надёжности
					$k_{\delta p} =$	1,5	Коэффициент «броска»
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{C3}$	0,036 А	0,04 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	30/1	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты	Защита выполнена с действием на сигнал	$t_{сз}$	5 с	5 с			
Устройство резервирования отказа выключателя							
Время срабатывания		$t_{УРОВ} \geq t_{ВЫКЛ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП}$	0,2 с	0,2 с	$t_{ВЫКЛ} =$	0,05 с	Время отключения выключателя
					$t_{ВОЗВ} =$	0,05 с	Время возврата устройства
					$t_{ЗАП} =$	0,1 с	Время запаса по задержке

Таблица 9.3 – Связной фидер яч. №11 (от ТП-55АЭР). Аварийный режим

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Максимальная токовая защита							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от максимального тока нагрузки	$I_{сз} \geq \frac{\kappa_{н} \cdot \kappa_{сзп}}{\kappa_{в}} \cdot I_{раб.маx}$	286 А	286 А	$I_{раб.маx}$	190 А	Допустимый длительный ток кабеля
					$k_{н} =$	1,1	Коэффициент надежности
					$k_{в} =$	0,95	Коэффициент возврата
					$k_{сзп} =$	1,3	Коэффициент самозапуска
Коэффициент чувствительности	В конце линии	$\kappa_{\chi} \geq \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5$	18,28	18,3	$I_{КЗ\min}^{(2)} =$	5229 А	Ток двухфазного КЗ в конце линии
Ток срабатывания реле		$I_{ср} = \frac{k_{сх}}{k_I} \cdot I_{сз}$	7,15 А	7,2 А	$k_{сх} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты		$t_{сз}$	1 с	1 с	-	-	-

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Лист

25

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные
Вид ВТХ	Независимая				

Таблица 9.4 - Отходящая КЛ-6кВ яч. №9, яч. №10 (к ТП-801)

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Максимальная токовая защита							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от максимально го тока нагрузки	$I_{сз} \geq \frac{\kappa_{\text{н}} \cdot \kappa_{\text{сзп}}}{\kappa_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб. max}}$	286 А	286 А	$I_{\text{раб. max}}$	190 А	Рабочий максимальный ток линии с перспективой развития
					$k_{\text{н}} =$	1,1	Коэффициент надежности
					$k_{\text{в}} =$	0,95	Коэффициент возврата
					$k_{\text{сзн}} =$	1,3	Коэффициент самозапуска
Коэффициент чувствительности	В конце линии	$\kappa_{\text{ч}} \geq \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5$	15,56	15,6	$I_{\text{КЗ min}}^{(2)} =$	4451 А	Минимальный ток двухфазного КЗ в конце линии (авар.реж)
Ток срабатывания реле		$I_{\text{ср}} = \frac{k_{\text{сх}}}{k_{\text{т}}} \cdot I_{\text{сз}}$	7,15 А	7,2 А	$k_{\text{сх}} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_{\text{т}} =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты		$t_{\text{сз}}$	0,4 с	0,4 с	-	-	-
Вид ВТХ	Независимая						

Токовая отсечка							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от трехфазного КЗ в конце линии	$I_{сз} \geq k_{отс} \cdot I_{\text{КЗ max}}^{(3)}$	9568 А	9568 А	$k_{отс} =$ 1,15	1,15	Коэффициент отстройки
					$I_{\text{КЗ max}}^{(3)} =$ 8320 А	8320 А	Ток трехфазного КЗ в конце линии
Коэффициент чувствительности	В месте установки защиты	$\kappa_{\chi} \geq \frac{I_{\text{КЗ min}}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,2$	0,55	0,55	$I_{\text{КЗ min}}^{(2)} =$ 5229 А	5229 А	Минимальный ток двухфазного КЗ на шинах РП-34 (авар. реж)
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{сз}$	239,2 А	239,2 А	$k_{cx} =$ 1	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$ 200/5	200/5	Коэффициент трансформации ТТ

Токовая отсечка не чувствительна и выводится из работы

Токовая защита нулевой последовательности

Собственный емкостной ток фидера		$I_{с. фид} = \sum (I_{с. уд.} \cdot L_{кл})$	0,64 А	0,64 А	$I_{с. уд.} =$ 0,8 А/км	0,8 А/км	Удельное значение емкостного тока
					$L_{кл} =$ 0,8 км	0,8 км	Длина КЛ
Ток срабатывания защиты	Несрабатывание при внешнем ОЗЗ	$I_{сз} \geq k_H \cdot k_{\text{бр}} \cdot I_{с. фид}$	1,15 А	1,2 А	$k_H =$ 1,2	1,2	Коэффициент надёжности
					$k_{\text{бр}} =$ 1,5	1,5	Коэффициент «броска»
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{сз}$	0,04 А	0,04 А	$k_{cx} =$ 1	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$ 30/1	30/1	Коэффициент трансформации ТТ

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Лист

26

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Время срабатывания защиты	Защита выполнена с действием на сигнал	$t_{сз}$	5 с	5 с			
Устройство резервирования отказа выключателя							
Время срабатывания		$t_{УРОВ} \geq t_{ВЫКЛ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗА}$	0,2 с	0,2 с	$t_{ВЫКЛ} =$	0,05 с	Время отключения выключателя
					$t_{ВОЗВ} =$	0,05 с	Время возврата устройства
					$t_{ЗАП} =$	0,1 с	Время запаса по задержке

Таблица 9.5 - Отходящая КЛ-6кВ яч. №12, яч. №14 (к ТП-102)

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Максимальная токовая защита							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от максимального тока нагрузки	$I_{CЗ} \geq \frac{\kappa_H \cdot \kappa_{CЗп}}{\kappa_\beta} \cdot I_{раб.мах}$	286 А	286А	$I_{раб.мах}$	190 А	Длительно допустимый ток для кабеля
					$k_n =$	1,1	Коэффициент надежности
					$k_\beta =$	0,95	Коэффициент возврата
					$k_{CЗп} =$	1,3	Коэффициент самозапуска
Коэффициент чувствительности	В конце линии	$\kappa_\chi \geq \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{CЗ}} \geq 1,5$	16,65	16,7	$I_{КЗ\min}^{(2)} =$	4764 А	Минимальный ток двухфазного КЗ в конце линии (авар.реж)
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{CЗ}$	7,15 А	7,2 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты		$t_{CЗ}$	0,4 с	0,4 с	-	-	-
Вид ВТХ	Независимая						
Токовая отсечка							
Ток срабатывания защиты	Отстройка от трехфазного КЗ в конце линии	$I_{CЗ} \geq k_{отс} \cdot I_{КЗ\max}^{(3)}$	10358,05 А	10358 А	$k_{отс} =$	1,15	Коэффициент отстройки
					$I_{КЗ\max}^{(3)} =$	9007А	Ток трехфазного КЗ в конце линии
Коэффициент чувствительности	В месте установки защиты	$\kappa_\chi \geq \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{CЗ}} \geq 1,2$	0,5	0,5	$I_{КЗ\min}^{(2)} =$	5229 А	Минимальный ток двухфазного КЗ на шинах РП-34 (авар.реж)
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{CЗ}$	258,95 А	259 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	200/5	Коэффициент трансформации ТТ
Токовая отсечка не чувствительна и выводится из работы							
Токовая защита нулевой последовательности							
Собственный емкостной ток фидера		$I_{с.фид} = \sum (I_{с.уд.} \cdot L_{кл})$	0,36 А	0,4 А	$I_{с.уд.} =$	0,8 А/км	Удельное значение емкостного тока
					$L_{кл} =$	0,45 км	Длина КЛ
Ток срабатывания	Несрабатывание при	$I_{CЗ} \geq k_n \cdot k_{бр} \cdot I_{с.фид}$	0,72А	0,72 А	$k_n =$	1,2	Коэффициент надёжности

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Лист

27

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
защиты	внешнем ОЗЗ				$k_{бр} =$	1,5	Коэффициент «броска»
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{CЗ}$	0,024 А	0,024 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	30/1	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты	Защита выполнена с действием на сигнал	$t_{сз}$	5 с	5 с			
Устройство резервирования отказа выключателя							
Время срабатывания		$t_{УРОВ} \geq t_{ВЫКЛ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП}$	0,2 с	0,2 с	$t_{ВЫКЛ} =$	0,05 с	Время отключения выключателя
					$t_{ВОЗВ} =$	0,05 с	Время возврата устройства
					$t_{ЗАП} =$	0,1 с	Время запаса по задержке

Таблица 9.6 – СВ-6кВ яч. №2

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Максимальная токовая защита							
Ток срабатывания защиты	Согласование по току с присоединениями отходящих линий	$I_{сз} \geq \kappa_{нс} \cdot \left(I_{сз\max} + \sum I_{раб\max} \right)$	694,1 А	695 А	$k_{нс} =$	1,1	Коэффициент надежности согласования
					$I_{сз\max} =$	286 А	Максимальный ток срабатывания МТЗ присоединения отходящей линии
					$\sum I_{раб\max} =$	345 А	Сумма максимальных рабочих токов прочих присоединений ОЛ
Коэффициент чувствительности	При двухфазном КЗ на шинах РП-34	$\kappa_{\chi} \geq \frac{I_{КЗ\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5$	7,5	7,5	$I_{КЗ\min}^{(2)} =$	5229 А	Минимальный ток двухфазного КЗ на шинах РП-34 (авар.реж.)
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{CЗ}$	8,68 А	8,7 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	400/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты		$t_{сз}$	0,7 с	0,7 с			
Вид ВТХ	Независимая						
Логическая защита шин							
Ток срабатывания защиты		$I_{сз} \geq I_{сзМТЗ}$	695 А	695 А	$I_{сзМТЗ} =$	695 А	Ток срабатывания МТЗ
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{CЗ}$	8,68 А	8,7 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	400/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания		$t_{сз}$	0,15 с	0,15 с	-	-	-
Устройство резервирования отказа выключателя							

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2

Лист

28

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Время срабатывания		$t_{УРОВ} \geq t_{ВЫКЛ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП}$	0,2 с	0,2 с	$t_{ВЫКЛ} =$	0,05 с	Время отключения выключателя
					$t_{ВОЗВ} =$	0,05 с	Время возврата устройства
					$t_{ЗАП} =$	0,1 с	Время запаса по задержке

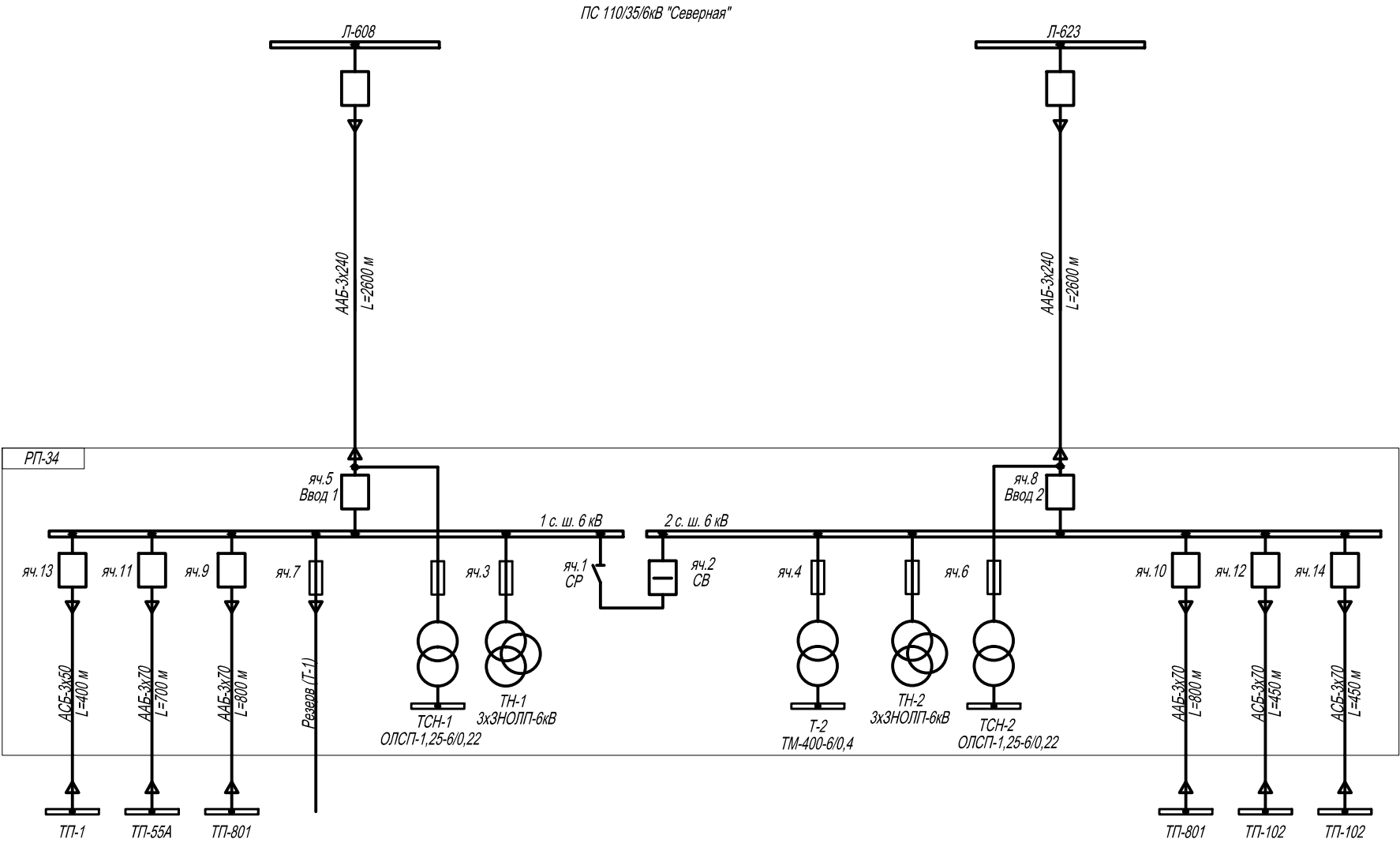
Таблица 9.7 – Ввод 6кВ от ПС 110/35/6кВ «Северная» яч.№5 и яч.№8

Параметр	Расчетное условие	Расчетное выражение	Расчет	Принятое значение	Исходные данные		
Максимальная токовая защита							
Ток срабатывания защиты	Согласование по току с присоединениями отходящих линий	$I_{c3} \geq k_{nc} \cdot \left(I_{c3 \max} + \sum I_{pab \max} \right)$	1224,85 А	1225 А	$k_{nc} =$	1,1	Коэффициент надежности согласования
					$I_{c3 \max} =$	695 А	Максимальный ток срабатывания МТЗ присоединения отходящей линии
					$\sum I_{pab \max} =$	418,5 А	Сумма максимальных рабочих токов прочих присоединений ОЛ
Коэффициент чувствительности	При двухфазном КЗ на шинах РП-34	$k_{\varphi} \geq \frac{I_{K3 \min}^{(2)}}{I_{c3}} \geq 1,5$	6,65	6,7	$I_{K3 \min}^{(2)} =$	8150 А	Ток двухфазного КЗ на шинах РП-34
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{C3}$	15,3 А	15,3 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	400/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания защиты		t_{c3}	1 с	1 с			
Вид ВТХ	Независимая						
Логическая защита шин							
Ток срабатывания защиты		$I_{C3} \geq I_{c3MT3}$	1225 А	1225 А	$I_{C3MT3} =$	1225 А	Ток срабатывания МТЗ
Ток срабатывания реле		$I_{CP} = \frac{k_{cx}}{k_I} \cdot I_{C3}$	15,3 А	15,3 А	$k_{cx} =$	1	Коэффициент схемы
					$k_I =$	400/5	Коэффициент трансформации ТТ
Время срабатывания		t_{c3}	0,15 с	0,15 с	-	-	-
Устройство резервирования отказа выключателя							
Время срабатывания		$t_{УРОВ} \geq t_{ВЫКЛ} + t_{ВОЗВ} + t_{ЗАП}$	0,2 с	0,2 с	$t_{ВЫКЛ} =$	0,05 с	Время отключения выключателя
					$t_{ВОЗВ} =$	0,05 с	Время возврата устройства
					$t_{ЗАП} =$	0,1 с	Время запаса по задержке

Окончательный выбор уставок защит будет произведен на стадии РД.

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2	Лист
							29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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









Согласовано

Взам. инв. N

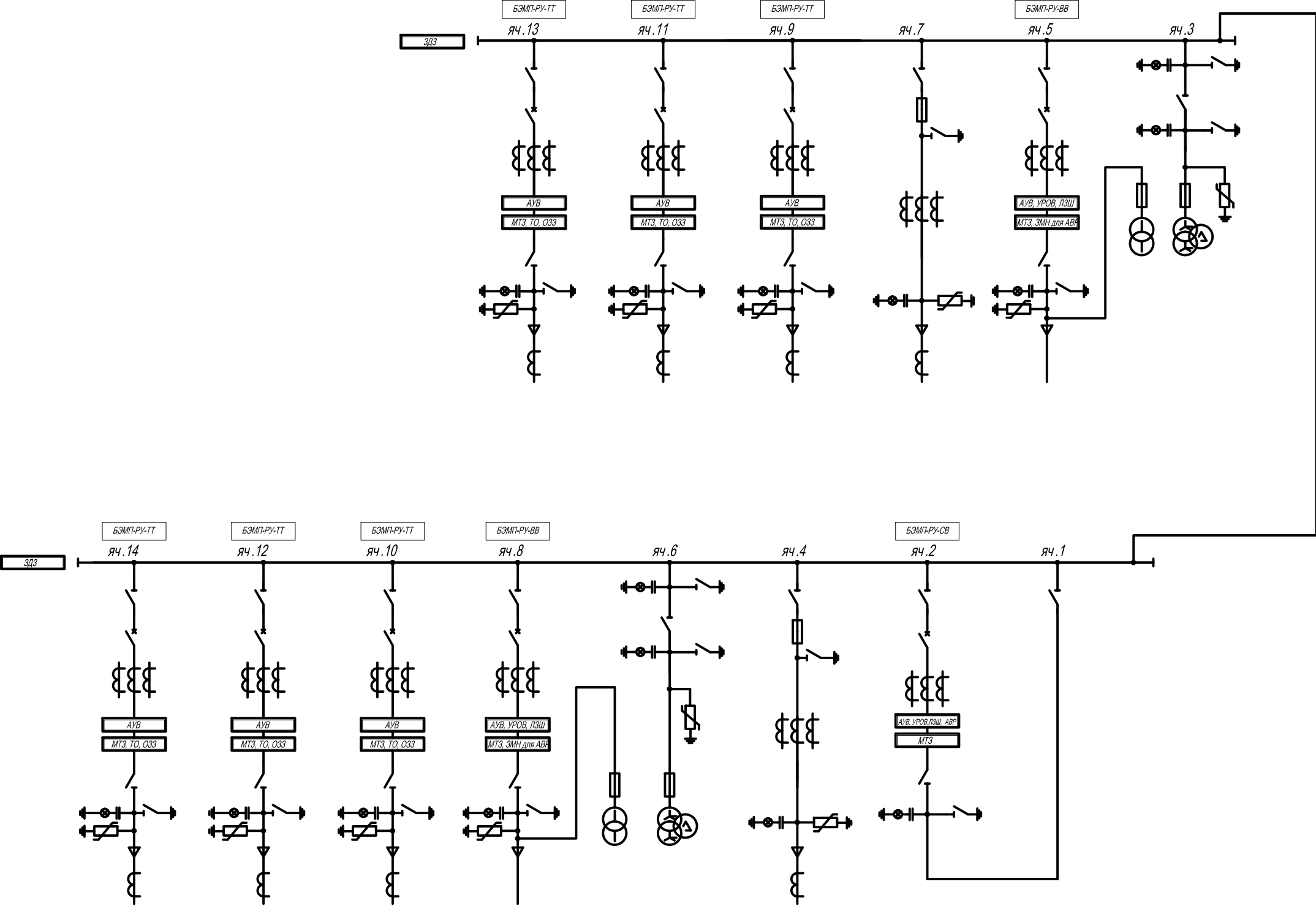
Подпись и дата


Инв. N подл.

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-01			
						Реконструкция РУ -6 кВ инв. № 864096071, расположенного в здании РП -34 инв. № 864005096 находящегося по адресу: Смоленская область , г. Смоленск, ул. Фрунзе, д.57, лит.161, для филиала "Волго -Вятский " АО "Оборонэнерго"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N докум.	Подпись	Дата	Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кузьмина					П		1
Проверил		Тюрьмин							
Нач.отд.		Тюрьмин							
Н.контр.		Баранов				РУ-6кВ. Схема электроснабжения	 ГРУППА КОМПАНИЙ ТАВРИДА ЭНЕРГОСТРОЙ		
ГИП		Дударев			2019				

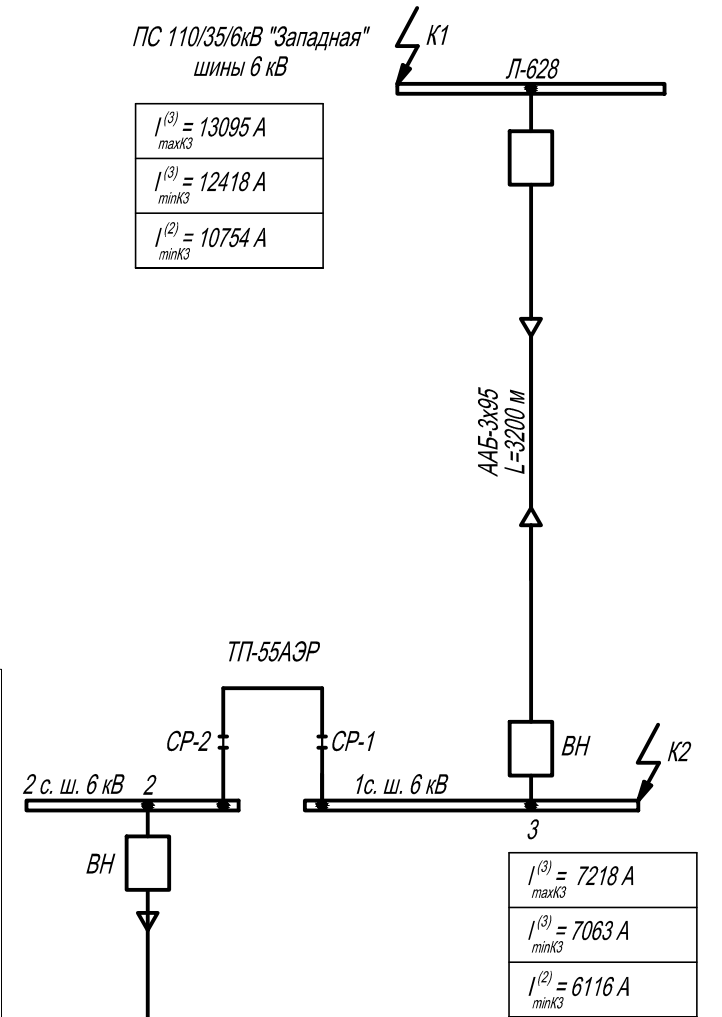
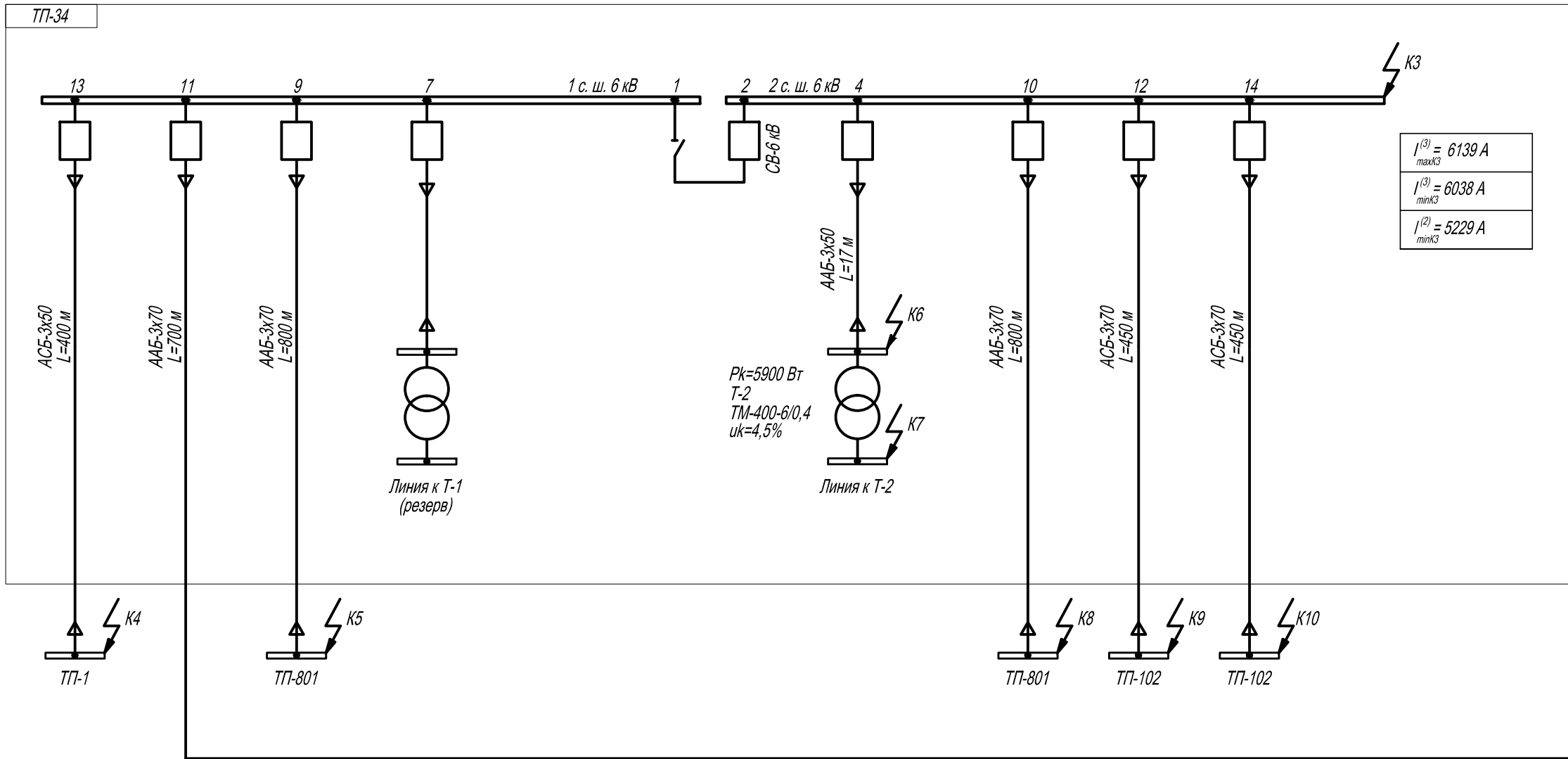
Копировал

Формат А3



						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-02			
						Реконструкция РУ -6 кВ инв. № 864096071, расположенного в здании РП-34 инв. № 864005096 находящегося по адресу: Смоленская область, г. Смоленск, ул. Фрунзе, д. 57, лит. 161, для филиала "Волго-Вятский" АО "Оборонэнерго"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Релейная защита и автоматика	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кузьмина		<i>Кузьмина</i>			П		1
Проверил		Тюрьмин		<i>Тюрьмин</i>					
Нач.отд.		Тюрьмин		<i>Тюрьмин</i>					
Н.контр.		Баранов		<i>Баранов</i>		РУ-6кВ Схема размещения устройств РЗА			
ГИП		Дударев		<i>Дударев</i>	2019				

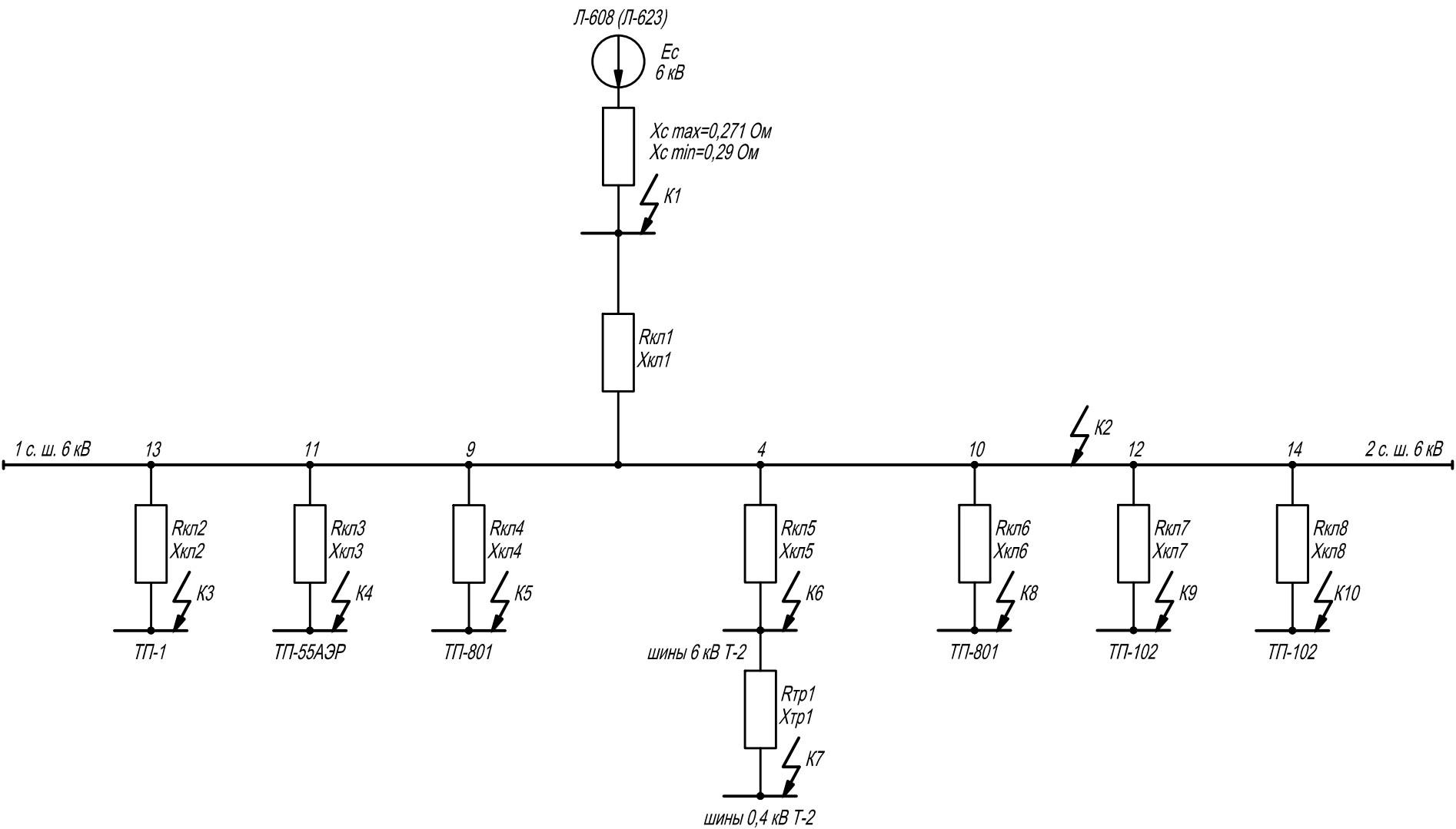
Согласовано					
Взам. инв. N					
Подпись и дата					
Инв. N подл.					



Согласовано					
Инь. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N			

Изм.	Коп. уч.	Лист	N докум.	Подпись	Дата

Схема замещения сети при питании от ПС 110/35/6кВ "Северная" (нормальный режим)
в максимальном и минимальном режиме

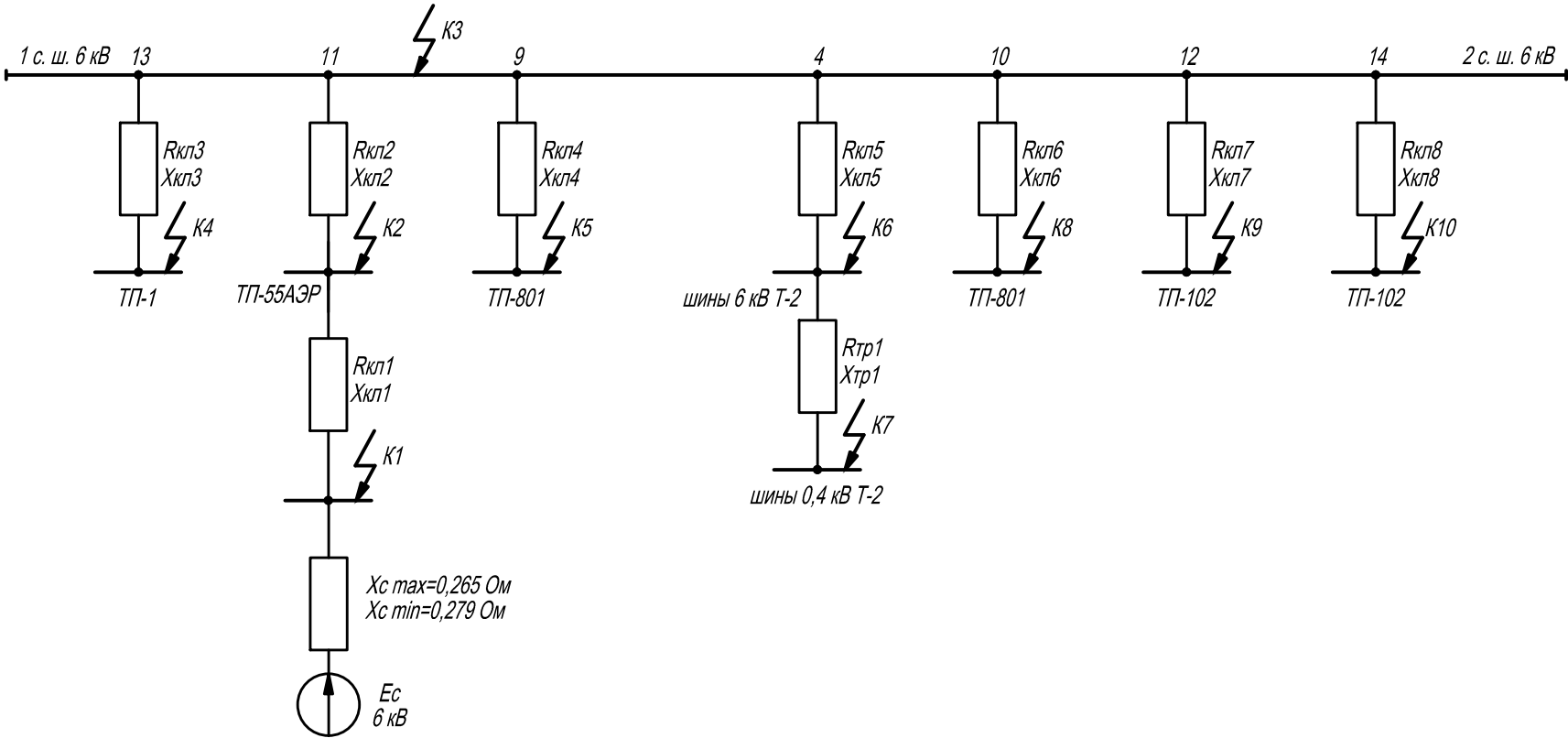


Согласовано			
Инов. N подл.			
Подпись и дата			
Взам. инв. N			

Изм.	Кол. уч.	Лист	N докум.	Подпись	Дата

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-04					Лист
					3

Схема замещения сети при питании от Л-628 ПС 110/35/6кВ "Западная" (аварийный режим №1)
в максимальном и минимальном режиме



Согласовано				
Инов. N подл.				
Подпись и дата				
Взам. инв. N				

Изм.	Кол. уч.	Лист	N докум.	Подпись	Дата

ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-04		Лист
Копировал		4

Таблица-1 Значения сопротивлений элементов схемы замещения

Участок	Марка провода/кабеля	Длина, км	Удельное активное сопротивле ние, Ом/км	Удельное реактивное сопротивле ние, Ом/км	Активное сопротивле ние, Ом	Реактивное сопротивлен ие, Ом	Обозначение на схеме замещения
1	2	3	4	5	6	7	8
Расчетная схема сети при питании от ПС 110/35/6кВ "Северная" (нормальный режим)							
ПС 110/35/6кВ "Северная" - РП-34	ААБ-3х240	2,600	0,125	0,071	0,108	0,062	Зкл1
РП-34 яч.№17 - ТП-1	АСБ-3х50	0,400	0,589	0,083	0,079	0,011	Зкл2
РП-34 яч.№15 - ТП-55АЭР	ААБ-3х70	0,700	0,420	0,080	0,098	0,019	Зкл3
РП-34 яч.№13 - ТП-801	ААБ-3х70	0,800	0,420	0,080	0,112	0,021	Зкл4
РП-34 яч.№6 - Т-2	ААБ-3х50	0,017	0,589	0,083	0,003	0,000	Зкл5
РП-34 яч.№14 - ТП-801	ААБ-3х70	0,800	0,420	0,080	0,112	0,021	Зкл6
РП-34 яч.№16 - ТП-102	АСБ-3х70	0,450	0,420	0,080	0,063	0,012	Зкл7
РП-34 яч.№16 - ТП-102	АСБ-3х70	0,450	0,420	0,080	0,063	0,012	Зкл8
Расчетная схема сети при питании от Л-628 ПС 110/35/6кВ "Западная" (аварийный режим №1)							
ПС 110/35/6кВ "Западная" - ТП-55АЭР	ААБ-3х95	3,200	0,310	0,078	0,331	0,083	Зкл1
ТП-55АЭР - яч.№15 шины РП-34	ААБ-3х70	0,700	0,420	0,080	0,098	0,019	Зкл2
РП-34 яч.№17 - ТП-1	АСБ-3х50	0,400	0,589	0,083	0,079	0,011	Зкл3
РП-34 яч.№13 - ТП-801	ААБ-3х70	0,800	0,420	0,080	0,112	0,021	Зкл4
РП-34 яч.№6 - Т-2	ААБ-3х50	0,017	0,589	0,083	0,003	0,000	Зкл5
РП-34 яч.№14 - ТП-801	ААБ-3х70	0,800	0,420	0,080	0,112	0,021	Зкл6
РП-34 яч.№16 - ТП-102	АСБ-3х70	0,450	0,420	0,080	0,063	0,012	Зкл7
РП-34 яч.№16 - ТП-102	АСБ-3х70	0,450	0,420	0,080	0,063	0,012	Зкл8

Таблица 2 – Значения токов короткого замыкания

Расчетная точка к.з.	$I_{k\max}^{(3)}$, кА	$I_{k\min}^{(3)}$, кА	$I_{k\min}^{(2)}$, кА
1	2	3	4
Расчетная схема сети при питании от ПС 110/35/6кВ "Северная" (нормальный режим)			
К1 шины ПС «Северная»	12,806	11,950	10,349
К2 шины РП-34	9,909	9,411	8,150
К3 шины ТП-1	8,857	8,486	7,349
К4 шины ТП-55АЭР	8,502	8,165	7,071
К5 шины ТП-801	8,320	8,001	6,929
К6 шины 6 кВ Т-2	9,882	9,388	8,131
К7 шины 0,4 кВ Т-2	0,787	0,784	0,679
К8 шины ТП-801	8,320	8,001	6,929
К9 шины ТП-102	9,007	8,616	7,465
К10 шины ТП-102	9,007	8,616	7,465
Расчетная схема сети при питании от Л-628 ПС 110/35/6кВ "Западная" (аварийный режим №1)			
К1 шины ПС «Западная»	13,095	12,418	10,754
К2 шины ТП-55АЭР	7,218	7,063	6,116
К3 шины РП-34	6,139	6,038	5,229
К4 шины ТП-1	5,473	5,399	4,676
К5 шины ТП-801	5,205	5,140	4,451
К6 шины 6 кВ Т-2	6,114	6,014	5,209
К7 шины 0,4 кВ Т-2	0,762	0,760	0,658
К8 шины ТП-801	5,205	5,140	4,451
К9 шины ТП-102	5,580	5,501	4,764
К10 шины ТП-102	5,580	5,501	4,764

Согласовано

Взам. инв. N

Подпись и дата

ИНВ. N подл.

						ТЭС-068-003-19-ИОС2.2-04	Лист
							5
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		