



ЕРСМ Сибири

Engineering Procurement Construction Management

ООО «ЕРСМ Сибири»

660074, г. Красноярск,

ул. Борисова, 14 стр 2

оф. 606, а/я 21641

тел.: +7 (391) 205-20-24

e-mail: info@epcmsiberia.ru

www.epcmsiberia.ru

ИНН/КПП 2463242025/246301001

ОГРН 1122468065587

ОКПО 10210537

р/с 40702810912030113472

Филиал ООО «Экспобанк»

в г. Новосибирске

БИК 045004861

к/с 30101810450040000861

Заказчик – ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»

«Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные
автомобильные дороги»

Этап 2. «Гражданская ВЭС»: Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС).

Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта»

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 3 «Релейная защита и регистрация аварийных событий»

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»

«Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные
автомобильные дороги»

Этап 2. «Гражданская ВЭС»: Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС).

Проектная документация

Раздел 4 «Здания, строения и сооружения, входящие в инфраструктуру
линейного объекта»

Подраздел 3 «Система электроснабжения»

Книга 3 «Релейная защита и регистрация аварийных событий»

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Технический директор

Лушников А.А.

Главный инженер проекта

Бондарчук А.Н.



СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-С	Содержание тома	2
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-СГИ	Справка главного инженера проекта	3
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ	Пояснительная записка	4
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.01	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС Гражданской ВЭС	61
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.02	Схема замещения сети 35 кВ	62
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.03	Схема организации цепей напряжения РП-35 кВ МУ Гражданской ВЭС	63
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.04	Структурно-функциональная схема МТЗ и АУВ ввода 35 кВ	64
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.05	Структурно-функциональная схема комплекта защит отходящих линий 35 кВ	65
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.06	Структурно-функциональная схема комплекта защит и АУВ ТСН-35 кВ	66
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.07	План расположения оборудования в здании МУ Гражданской ВЭС	67
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.08	Расчет параметров ТТ 35 кВ и их вторичных цепей	68
ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.СО	Спецификация оборудования, изделий и материалов	69
Приложение А	Схема замещения прилегающей сети	71
Приложение Б	Результаты расчетов токов короткого замыкания в максимальном режиме без учета подпитки от ВЭУ	72
Приложение В	Результаты расчетов токов короткого замыкания в минимальном режиме без учета подпитки от ВЭУ	73
Приложение Г	Сводная спецификация кабеля	74
Приложение Д	Ориентировочный расчет времени до насыщения трансформаторов тока	75

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-С

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Соловьева				19.02.21
Проверил	Гайдуков				19.02.21
Нач. отд.					
Н. контр.	Пирогова				19.02.21
ГИП	Бондарчук				19.02.21

«Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». «Второй этап строительства»

Релейная защита и регистрация аварийных событий.

Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
П		1



ЕРСМ Сибирь
Engineering Procurement Construction Management

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл


Справка главного инженера проекта







В настоящем проекте все технические решения по сооружениям, конструкциям, оборудованию и технологической части приняты и разработаны в полном соответствии с проектом планировки территории, проектом межевания территории, заданием на проектирование, техническими регламентами, в том числе устанавливающими требования по обеспечению безопасной эксплуатации зданий, строений, сооружений и безопасного использования прилегающих к ним территорий, с соблюдением технических условий и с действующими на дату выпуска проекта 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

А.Н. Бондарчук

Взам. инв. №	Подп. и дата										
Инв. № подл.								ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-СГИ			
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				
		Разраб.	Соловьева				19.02.21	«Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». «Второй этап строительства» Релейная защита и регистрация аварийных событий. Справка главного инженера	Стадия	Лист	Листов
		Проверил	Гайдуков				19.02.21		П		1
		Нач. отд.									
Н. контр.	Пирогова				19.02.21						
ГИП	Бондарчук				19.02.21						
						 ЕРСМ Сибирь Engineering Procurement Construction Management					

Взам. инв. №	6.3 Расчет уставок отходящих линий 35 кВ к РП-35 кВ от РУ 220 кВ, РУ 35 кВ						47	
	Гражданской ВЭС						57	
Подп. и дата	7. Список литературы						59	
	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ							
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	<div>«Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». «Второй этап строительства»</div> <div>Релейная защита и регистрация аварийных событий.</div> <div>Пояснительная записка</div>	<div>Стадия</div> <div>Лист</div> <div>Листов</div> <div>П157</div> <div> ЕРСМ Сибери Engineering Procurement Construction Management</div>
	Разраб.		Соловьева			19.02.21		
	Проверил		Гайдуков			19.02.21		
	Нач. отд.							
	Н. контр.		Пирогова			19.02.21		
	ГИП		Бондарчук			19.02.21		

						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

2. Основные принципы выполнения комплексов РЗА.

В соответствии с техническим заданием на проектирование предусматривается использование комплекса микропроцессорных устройств релейной защиты Гражданской ВЭС.

Использование МП техники в устройствах РЗА дает существенные преимущества:

- возможность осуществления в одном устройстве как функции РЗА, так и ряда вспомогательных функций – регистрации процессов (осциллографирование);
- реализация новых принципов действия, а также улучшенных характеристик при использовании традиционных принципов действия;
- удобство при наладке и эксплуатации, значительное сокращение сроков вывода на проверку;
- наличие систем самодиагностики, функционального или тестового контроля;
- разнообразные интерфейсы связи «человек-машина» приближают микропроцессорные устройства к пользователю и позволяют интегрировать МП устройства РЗА в АСУ ТП;
- малые массогабаритные показатели;
- низкие значения потребляемой мощности по цепям постоянного и переменного тока, переменного напряжения.

Микропроцессорные устройства РЗА, устанавливаемые на объекте, будут иметь двойное назначение: как устройства автономной системы РЗА (в этом качестве они являются элементами технологического объекта управления), и как компоненты нижнего программно-технического уровня АСУ ТП, использующиеся в качестве источников значительного объема цифровой информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Принятые решения основываются на состоянии рынка микропроцессорной техники РЗА на момент разработки проекта. Возможно появление устройств других фирм-производителей или выпуск новых устройств РЗА. Принятые решения могут претерпеть некоторые изменения при выполнении рабочей документации.

Устройства РЗА, построенные на микропроцессорной элементной базе, по сравнению с устройствами на электромеханической элементной базе, более подвержены влиянию электромагнитных помех. В связи с этим, на всех энергообъектах перед установкой МП терминалов необходимо обеспечивать выполнение требований по электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств. Для этого необходимо оценить предполагаемый уровень помех на объектах проектирования. В случае, если их величина превышает предельно допустимые значения для того или иного МП устройства, наметить комплекс мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости и помехозащищенности МП устройств.

В данном проекте приводятся основные технические требования к устройствам РЗА, необходимые для реализации проектных решений.

Для установки могут рекомендоваться микропроцессорные терминалы как зарубежных, так и отечественных производителей. К числу таковых относятся: ЭКРА, Релематика, Механотроника, Радиус-Автоматика, Siemens, ABB.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС 000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							4
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

3. Основные технические требования к комплектам РЗА

3.1. Общие технические требования к оборудованию РЗА

Технические средства РЗА должны удовлетворять ПУЭ, ПТЭЭП, правилам по сертификации «Система сертификации ГОСТ Р. Правила проведения сертификации оборудования» Госстандарт России, Москва, 1999 г., а также требованиям следующих стандартов МЭК и ГОСТ:

- ГОСТ IEC 60255-5-2014 в части уровня изоляции;
- ГОСТ Р 51317.4.2-2010, ГОСТ 51317.4.3-99, ГОСТ Р 51317.4.4-2000, ГОСТ Р 51317.4.5-99, ГОСТ Р 51317.4.12-99, ГОСТ Р 51317.4.16-2000, ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93), ГОСТ Р 50649-94 (МЭК 1000-4-9-93), РД 34.35.310-97 в части помехоустойчивости;
- ГОСТ 17516.1-90 в части сейсмостойкости.

Гарантия на поставляемое оборудование должна распространяться не менее чем на 24 месяца. Время начала исчисления гарантийного срока отсчитывается с момента поставки устройств РЗА заказчику.

Поставщик должен бесплатно устранять любые дефекты в поставляемом оборудовании, выявленные в период гарантийного срока. Должны быть оговорены условия поставщика, на которых гарантия может быть продлена на более длительный срок.

3.2. Требования к терминалам РЗА

Микропроцессорные терминалы РЗА должны удовлетворять «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» РД 34.35.310-97, в том числе:

- цепи переменного тока терминалов:
- номинальный ток $I_{ном} = 5A$;
- ток термической стойкости $2 \times I_{ном}$ (длительно);
- ток односекундной стойкости $100 \times I_{ном}$;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС 000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							5

- рабочий диапазон $(0,1-30) \times I_{\text{НОМ}}$.

Терминалы должны правильно работать при токах КЗ в зоне с периодической составляющей до $30I_{\text{НОМ}}$ при максимальной апериодической составляющей с постоянной времени до 0,3 с, если токовая погрешность трансформаторов тока не превышает 50% в установившемся режиме при активной нагрузке.

- цепи переменного напряжения терминалов:

- линейное номинальное напряжения $U_{\text{НОМ}} = 100 \text{ В}$;
- напряжение термической стойкости $1,5 \times U_{\text{НОМ}}$ (длительно);
- напряжение односекундной стойкости $2,5 \times U_{\text{НОМ}}$;
- напряжение термической стойкости цепей $(3U_0) 1,5 \times U_{\text{НОМ}}$;
- напряжение односекундной стойкости цепей $(3U_0) 2,5 \times U_{\text{НОМ}}$;
- рабочий диапазон напряжений $(0,0001 - 1,5) \times U_{\text{НОМ}}$.

- рабочая частота терминалов:

- номинальная частота $f_{\text{НОМ}} = 50 \text{ Гц}$;
- рабочий диапазон частот 45-55 Гц.

- напряжение оперативного постоянного тока терминалов:

- номинальное напряжение $U_{\text{П.НОМ}} = 220 \text{ В}$;
- рабочий диапазон напряжений $(0,8 - 1,1) \times U_{\text{П.НОМ}}$;
- потребление при $U_{\text{П.НОМ}}$ в номинальном режиме $P_n < 20 \text{ Вт}$;
- потребление при наличии КЗ в сети $< 2 \times P_n$;
- пульсация в напряжении постоянного тока не более 12% от среднего значения.

Исчезновение или снижение, ниже установленного уровня, напряжения оперативного постоянного тока на время, не превышающее 0,5 с, не должно нарушать нормального функционирования терминалов РЗА.

Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала.

Бинарные входы терминалов должны иметь следующие характеристики:

- постоянное номинальное напряжение каждого входа $U_{\text{ВХ.НОМ}} = 220 \text{ В}$;
- рабочий диапазон напряжений каждого входа $(0,8-1,1) U_{\text{ВХ.НОМ}}$;

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

6

- ток каждого входа должен обеспечивать пробой оксидной пленки управляющих им контактов, для чего первоначальной импульс тока входа должен быть $I_{вх.имп} \geq 50$ мА, затем допустимо его затухание;

- напряжение «срабатывания» входа должно быть в диапазоне 160-170 В, а коэффициент возврата $k_v \geq 0,95$;

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

Должно обеспечиваться правильное и надежное функционирование дискретных входов при работе устройств контроля выявления автоматического и автоматизированного поиска «земли», при появлении замыкания на землю на любом полюсе источника оперативного постоянного тока.

Выходы терминалов должны:

- быть контактными, исключаящими гальваническую связь с элементами, расположенными внутри терминала;

- содержать как замыкающие, так и размыкающие контакты;

- коммутировать напряжение постоянного тока до 250 В.

Терминалы РЗА должны соответствовать схемам вторичной коммутации КРУ-35 кВ в части количества дискретных входов/выходов, способностью выходных контактов коммутировать цепи включения/отключения выключателей в КРУ.

Терминалы должны предусматривать:

- программируемую логику, позволяющую осуществлять связь 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;

- возможность синхронизации от внешнего источника точного времени;

- порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУТП подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на отключение и неисправности;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

7

- возможность 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;
- стандартные международные протоколы обмена данными (МЭК-60870-5-104 или МЭК 61850), при этом должна, безусловно, обеспечиваться интеграция системы РЗА в АСУТП, поставляемую другой фирмой-производителем;
- выгрузку файлов данных регистрации аварийных процессов (осциллограмм) на сетевые ресурсы в формате COMTRADE;
- аппаратно-программный контроль и диагностику;
- русифицированный интерфейс;
- функцию определения места повреждения.

Должна обеспечиваться возможность запрета удаленного изменения уставок и параметров терминала. Выбор уставок и их установка, в том числе возможность установки всех регулируемых параметров (групп уставок) по дискретным входным сигналам, должны обеспечиваться посредством местного доступа через встроенный интерфейс или подключение специального персонального компьютера со специализированным программным обеспечением с запросом пароля и фиксацией в журнале событий.

Терминалы должны удовлетворять ГОСТ 14255-69, РД 34.35.310-97, нормам и правилам МЭК по обеспечению электромагнитной совместимости, а также выдерживать испытания в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000). Степень жесткости не ниже третьей.

Взаимодействие между устройствами РЗА должно выполняться по возможности с использованием локальной вычислительной сети подстанции. Применение кабелей вторичной коммутации должно быть минимизировано.

В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС 000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам. инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							8

- ### 3.3. Требования к шкафам для установки микропроцессорных устройств

В выходных и входных цепях микропроцессорных устройств должны иметься переключатели или испытательные блоки (разъемы) для удобства оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании.

Взам инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	процессорных устройств светодиодных сигнальных индикаторов, дверь шкафа должна быть прозрачной. Количество органов ручного оперативного управления должно быть минимально необходимым и достаточным. Задняя дверь шкафа должна быть на съемных петлях с углом поворота 180°.						Лист
			В выходных и входных цепях микропроцессорных устройств должны иметься переключатели или испытательные блоки (разъемы) для удобства оперативного управления и вывода из работы при техническом обслуживании.						
			<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div> <div>Изм.</div> <div>Кол.уч</div> <div>Лист</div> <div>№ док.</div> <div>Подп.</div> <div>Дата</div> </div> <div>ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ</div> <div>9</div> </div>						

Для предупреждения ошибочных действий персонала при опробовании выходные цепи на отключение разных коммутационных аппаратов или элементов электрической сети должны быть разделены. Разделение необходимо проводить специальными изделиями с нанесением наименования отключаемого присоединения, а при отсутствии технической возможности применять свободные клеммы.

Должна быть предусмотрена одна общая сигнальная лампа «Неисправность шкафа». В исключительных случаях допускается использование промежуточных реле для ввода дискретных сигналов и вывода команд управления. Количество промежуточных реле должно быть минимизировано.

Для заземления корпусов микропроцессорных устройств, экранов кабелей и других устройств внутри шкафа предусмотреть специальную медную шину.

Должно быть предусмотрено наличие специальных зажимов для контрольных кабелей, обеспечивающих заземление их экранов.

Фирмы поставщики оборудования должны иметь в России технический центр по оказанию необходимой помощи при проектировании, наладке и эксплуатации применяемых устройств.

Размеры типовых шкафов должны быть 2200×800×600 мм (высота×ширина×глубина).

3.4. Требования к помехозащищенности, безопасности и экологии изделий РЗА

Микропроцессорные терминалы РЗА должны отвечать «Общим техническим требованиям к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.35.310-97.

Конструкция изделий РЗА должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12 2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 26.205-88, «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации».

Взам. инв. №							Лист
Подп. и дата							10
Инв. № подл.							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Технические средства (устройства) должны устанавливаться так, чтобы обеспечивалась их безопасная эксплуатация и техническое обслуживание.

Изделия с питанием от сети (переменное напряжение) должны иметь сигнализацию включения сетевого напряжения.

Все металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и металлоконструкций, которые могут оказаться под напряжением, подлежат заземлению (устройство защитного заземления по ГОСТ 12.1.030-81). Для заземления должна использоваться заземляющая шина системы электроснабжения и силового электрооборудования. Все устройства должны быть подключены к заземляющей шине.

3.5. Требования к надежности и живучести системы РЗА

Система РЗА должна функционировать в непрерывном режиме круглосуточно в течение установленного срока службы, который (при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию) должен быть не менее 20 лет. При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтпригодным и восстанавливаемым системам (ГОСТ 24.701-86).

В целом надежность и живучесть системы РЗА должна обеспечиваться:

- выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;
- структурными способами (использование распределенного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);
- требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Согласно существующим нормативным документам, дублирование РЗА в РП не производится, резервирование МП РЗА обеспечивается в соответствии с ПУЭ.

Количественные показатели надежности должны составлять:

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										11
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- средняя наработка на отказ каждого канала по функциям РЗА не менее 120000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности РЗА по любой из выполняемых функций – не более 2 часа;
- система должна правильно функционировать при изменении оперативного напряжения питания в пределах +10 и -20% от номинального.

3.6. Требования к условиям эксплуатации устройств РЗА

Во всех помещениях, в которых размещаются устройства РЗА, предусматривается оборудование для контроля и обеспечения санкционированного доступа. Помещения должны быть оборудованы контурами заземления (PEN и PE).

Устанавливаемые в указанных помещениях устройства РЗА должны иметь допустимые нормы по температуре и влажности воздуха, составляющие в соответствии с РД 34.35.310-97:

- по температуре воздуха – от +1 до +45°C для отапливаемых помещений и от -10 до +50°C для нерегулярно отапливаемых помещений;
- по влажности воздуха – верхнее значение 80% при +25°C для отапливаемых помещений и 98% при +25°C для нерегулярно отапливаемых помещений.

Исполнение устройств РЗА должно исключать требования к наличию принудительной вентиляции при их установке в шкафах РД 153-34.0-35.617-2001, ГОСТ 26.205-88, ПУЭ.

Поставщик должен предоставить комплект запасных частей, расходных материалов и принадлежностей (ЗИП), необходимых для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания и ремонта системы РЗА.

Объем запасных частей должен гарантировать выполнение требований по готовности и ремонтпригодности системы РЗА в течение гарантийного срока эксплуатации.

В состав принадлежностей должны входить специализированные проверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта программно-технических средств системы РЗА.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										12
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Требования к упаковке, маркировке, временной антикоррозионной защите, транспортированию, условиям и срокам хранения всех устройств, запасных частей и расходных материалов должны соответствовать указанным в технических условиях изготовителя изделия и требованиям ГОСТ 15150-69, ГОСТ 23216-78, ГОСТ 14192-96, ГОСТ 15543.1-89 и ГОСТ 18620-86. Порядок отгрузки, специальные требования к таре и упаковке должны быть определены в договоре на поставку оборудования.

Инв. № подл	Подп и дата	Взам инв. №							Лист 13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ			

4. Общие сведения о проектируемом объекте

Заданием на проектирование предусматривается строительство ветровой электрической станции (ВЭС) с внутриплощадочными автомобильными дорогами «Гражданская ВЭС» максимальной мощностью 100,1 МВт, которая располагается на территории Красноармейского муниципального района Самарской области.

Выдача мощности Гражданской ВЭС в сеть будет осуществляться по кабельной линии 35 кВ через РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС (см. том ВЭС000107.356.1.5-ИЛО4.2.1). Для подключения Гражданской ВЭС в РУ-35 кВ Гражданской ВЭС выделяются одна линейная ячейка мощностью 100,1 МВт.

Вторым этапом строительства предусматривается установка модуля управления, включая РП-35 кВ, и ДЭС 0,4 кВ.

В модуле управления ВЭС устанавливается оборудование систем РАС, АСУТП, АИИС КУЭ, СОТИ АССО, связи и др., а также щит собственных нужд модуля управления, ТСН и РП-35 кВ. Модуль управления ВЭС представляет собой комплектно-блочный модуль, разделённый на транспортировочные блоки-контейнеры с подготовленными межблочными и внешними связями.

В состав модуля управления ВЭС входят следующие отсеки:

- отсек местного щита управления (МЩУ);
- отсек автоматической системы управления (АСУ);
- отсек распределительного пункта (РП-35 кВ) на базе ячеек 35 кВ.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.3-ПЗ

Лист

14

5. Технические решения по выполнению РЗА Гражданской ВЭС

Схема распределения устройств информационно-технологических систем (ИТС) по обмоткам трансформаторов тока и напряжения приведена на чертеже ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3.01 данного тома.

Управление работой ВЭС осуществляется постоянным оперативным персоналом дистанционно. Дежурство персонала осуществляется непрерывно (круглосуточно). Рабочие места оперативного персонала расположены в Центре Управления ВЭС (ЦУ ВЭС - выполняется по отдельному проекту).

5.1. РЗА РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС

Передача мощности от Гражданской ВЭС через РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС проектируется по другому титулу проекта.

Титулом проекта строительства РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС должны быть предусмотрены следующие устройства РЗА отходящих линий 35 кВ:

- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- автоматика управления выключателем 35 кВ (АУВ);
- устройство резервирования отказа выключателя 35 кВ (УРОВ).

5.2.РЗА РП-35 кВ

Для защиты ТСН в РП-35 кВ на стороне высшего напряжения предусмотрен микропроцессорный терминал защиты, включающий в себя функции:

- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- логическая защита шин (ЛЗШ);

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

						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ	Лист
							15
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- автоматика управления выключателем 35 кВ (АУВ);
- устройство резервирования отказа выключателя 35 кВ (УРОВ);
- автоматическое ускорение МТЗ и ТЗНП.

На ТСН для контроля температурного режима предусматривается установка специализированного прибора, «сухие» контакты которого заводятся в микропроцессорный терминал защиты с действием на сигнал и отключение.

В ячейке вводного выключателя РП-35 кВ предусматривается установка устройства РЗА на микропроцессорной элементной базе, включающего функции:

- максимальная токовая защита (МТЗ);
- автоматика управления выключателем 35 кВ (АУВ);
- устройство резервирования отказа выключателя 35 кВ (УРОВ);
- автоматическое ускорение МТЗ;
- логическая защита шин (ЛЗШ).

В связи со слабым влиянием расстояния до места повреждения на уровень тока повреждения на землю в сети 35 кВ ВЭС с низкоомным заземлением нейтрали принято решение не вводить ТЗНП в ячейку вводного выключателя РП-35 кВ, чтобы не увеличивать выдержку времени срабатывания защит на отходящих линиях от РУ 35 кВ Гражданской ВЭС и на защите заземляющего резистора. Данное решение не влияет отрицательно на чувствительность, селективность и дальнейшее резервирование защит, но повышает быстродействие при отключении КЛ от РУ 35 кВ Гражданской ВЭС и заземляющего резистора.

В ячейках отходящих кабельных линий к ВЭУ предусматривается установка устройства РЗА на микропроцессорной элементной базе, включающего функции:

- токовая отсечка (ТО);
- максимальная токовая защита (МТЗ);
- дистанционной защиты (ДЗ);
- токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП);
- токовая защита обратной последовательности (ТЗОП);
- автоматическое ускорение МТЗ;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- логическая защита шин (ЛЗШ).

Для защиты шин РП-35 кВ предусматривается логическая защита шин (ЛЗШ), выполняемая в терминалах РЗА вводных выключателей и отходящих кабельных линий к ВЭУ.

Осциллограммы со всех МП терминалов должны автоматически передаваться на сервер АСУ ТП для последующей передачи в диспетчерский центр в формате Comtrade.

Подключение трансформатора напряжения 35 кВ к шинам РП 35 кВ выполняется через разъединитель. Вероятность междуфазного КЗ в обмотках ТН 35 кВ маловероятно. Не существует типовых защит, которые бы защищали полноценно обмотки ТН с нормированной чувствительностью и быстрым действием. Как показал опыт эксплуатации, это не приводит к существенному снижению надежности (см. пп. 2.4.2, 2.4.4 РД 34.35.305 «Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей»). В случае возникновения КЗ в обмотках ТН 35 кВ есть три варианта развития: переход в междуфазное КЗ на вводе 35 кВ ТН, пробой изоляции на землю или обрыв цепи КЗ внутри обмоток с прекращением КЗ. Отключение междуфазного КЗ на вводе 35 кВ ТН 35 кВ осуществляется устройством РЗА (МТЗ), установленными во вводной ячейке РП 35 кВ; пробой изоляции на землю осуществляется устройством РЗА (ТЗНП), установленным в ячейке ОЛ 35 кВ Гражданской ВЭС РУ-35 кВ, обрыв в обмотках ТН определяется устройствами сигнализации неисправности цепей напряжения в терминалах РЗА, установленных в ячейках РП 35 кВ.

Проектом предусматривается подключение выходных цепей датчика давления элегаза к терминалам РЗА с действием на вызов от сигналов «низкое давление элегаза» и «высокое давление элегаза».

Действие на отключение от сигнала «аварийное давление элегаза» предусматривается:

- для ячейки ТСН – на собственный выключатель;
- для ячейки отходящей линии к ВЭУ – на выключатель ввода (ввиду отсутствия собственного выключателя);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист	
											17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- для отсека сборных шин – на отключение вводного выключателя РП 35 кВ.

Сигнал «УРОВ» от МП терминала защиты и сигнал о снижении давления элегаза в ячейке вводного выключателя передаются на РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС с помощью устройства передачи дискретных сигналов по оптическому кабелю. Могут быть применены устройства фирмы MOXA – модуль передачи сигналов по Ethernet 8DI/8DO IOMIRROR E3210 и медиаконвертер ИМС-101-M-SC-T, а также устройство фирмы ООО «Инженерный центр «Энергосервис»» – многофункциональный измерительный преобразователь ЭНИП-2-45/100-220-A2E4x2FX-21 или аналоги. Данные устройства применяются с двух сторон. Структурная схема варианта с использованием оборудования фирмы MOXA приведена на рисунке 1. При использовании варианта фирмы «Энергосервис», модуль DI/DO и медиаконвертер будут заменены на один многофункциональный измерительный преобразователь.

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

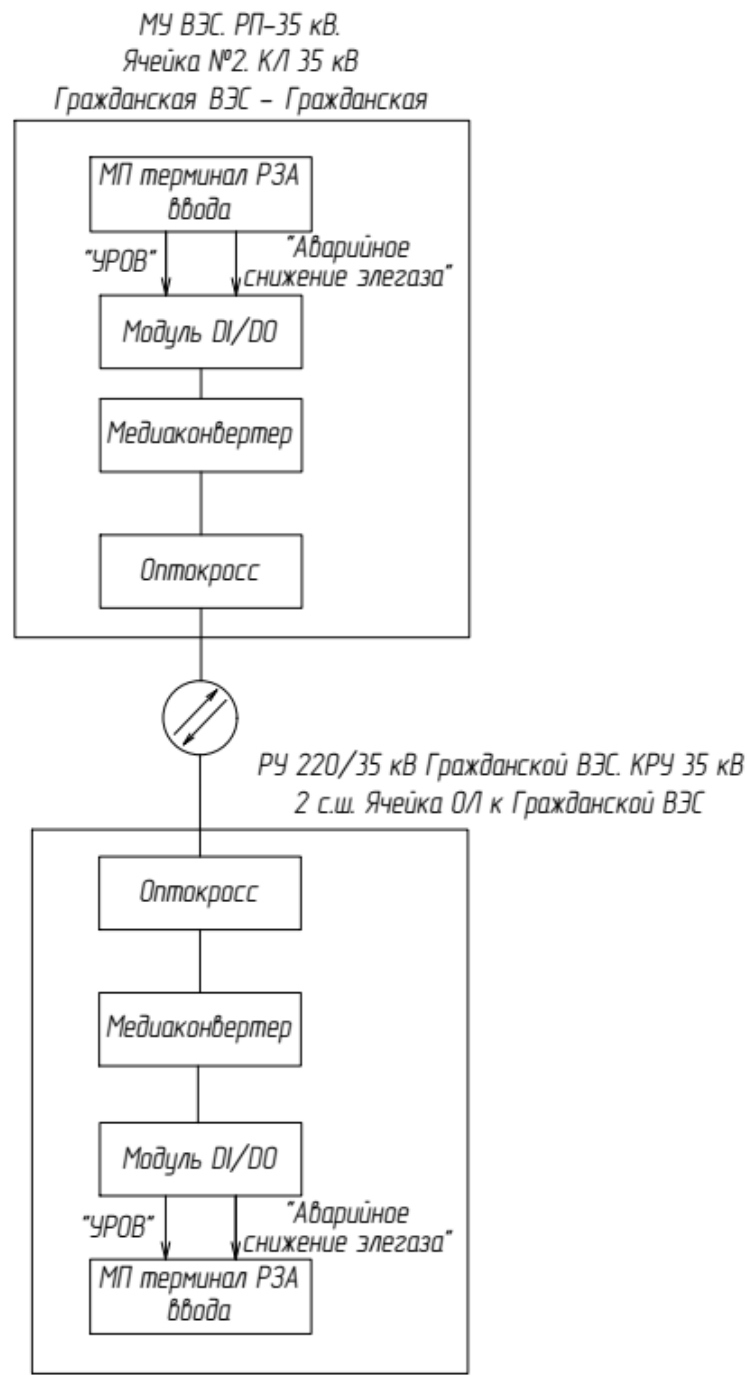


Рисунок 1 – Структурная схема передачи сигналов на РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС

План прокладки оптического кабеля для передачи сигналов РЗА с Гражданской ВЭС на РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС отражен в томе ВЭС000107.356.1.5-ППО.

Для автоматизации деятельности персонала службы РЗА предусмотрено автоматизированное рабочее место (АРМ) РЗА типа ноутбук.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							19

5.2.1. Требования к максимальной токовой защите (МТЗ)

Максимальная токовая защита должна:

- иметь диапазон регулирования уставки по току срабатывания не менее чем от $0,2I_{ном}$ до $10I_{ном}$;
- иметь диапазон регулирования выдержки времени не менее чем от 0 до 10 с;
- иметь не менее трех ступеней;
- иметь возможность выполнения ступеней направленными;
- иметь возможность автоматического ускорения при включении выключателя, ускорение должно вводиться на время, регулируемое в диапазоне не менее 0-1,5 с;
- иметь время возврата не более 50 мс;
- предусматривать возможность комбинированного пуска по напряжению для защит.

5.2.2. Требования к токовой отсечке (ТО)

Токовая отсечка в составе терминалов РЗА присоединений 35 кВ должна:

- осуществлять автоматическое ускорение с регулируемой выдержкой времени при включении линии под напряжение;
- осуществлять оперативное ускорение от внешнего сигнала с регулируемой выдержкой времени;
- иметь диапазон регулирования уставки по току срабатывания в пределах не менее $(0,2-20) I_{ном}$;
- иметь диапазон регулирования выдержки времени на срабатывание в пределах не менее (0-1) с.

5.2.3. Требования к токовой защите нулевой последовательности (ТЗНП)

Токовая защита нулевой последовательности в составе терминалов РЗА присоединений 35 кВ должна:

Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист 20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ			

- иметь диапазон регулирования уставки по току срабатывания не менее чем от $0,05I_{\text{ном}}$ до $10I_{\text{ном}}$;
- иметь диапазон регулирования выдержки времени не менее чем от 0 до 10 с;
- иметь не менее двух ступеней;
- иметь возможность выполнения ступеней направленными;
- иметь возможность автоматического ускорения при включении выключателя, ускорение должно вводиться на время, регулируемое в диапазоне не менее (0-1,5) с;
- иметь время возврата не более 50 мс.

5.2.4. Требования к токовой защите обратной последовательности (ТЗОП)

ТЗОП в составе терминалов РЗА присоединений 35 кВ должна:

- иметь диапазон регулирования уставки по току срабатывания в пределах не менее $(0,05-20) I_{\text{ном}}$;
- иметь диапазон регулирования выдержки времени на срабатывание в пределах не менее (0-20) с.

5.2.5. Требования к дистанционной защите (ДЗ)

Дистанционная защита (ДЗ) должна:

- иметь не менее трех направленных ступеней с дистанционными органами (ДО), имеющими многоугольную характеристику;
- обеспечивать пуск элементов времени каждой ступени только от собственных измерительных органов;
- осуществлять независимое регулирование уставок сопротивления срабатывания, а также выдержек времени ДО;
- иметь возможность независимого ввода/ вывода каждой ступени;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

21

- иметь диапазоны регулирования выдержек времени и сопротивлений срабатывания ступеней, соответственно, не менее (0-10) с и (0,2-100) Ом/фазу для $I_{\text{ном тт}}$, равного 5А;
- иметь минимальный ток надежного срабатывания не более $0,1 I_{\text{ном}}$;
- иметь блокировку при качаниях и возможность (по выбору пользователя) блокировки любой ступени;
- осуществлять автоматическое ускорение действия ступеней при включении ВЛ под напряжение;
- иметь возможность блокирования любой (по усмотрению пользователя) ступени от внешних и/или внутренних сигналов;
- осуществлять оперативное ускорение одной из ступеней (по усмотрению пользователя) с регулируемой в пределах не менее (0-5) с выдержкой времени от внешнего сигнала.

5.2.6. Требования к автоматике управления выключателем (АУВ)

Допускается совмещение функции АУВ и комплекта ступенчатых защит в одном терминале.

Микропроцессорный терминал управления должен осуществлять следующие функции:

- оперативного управления выключателем – ретрансляция подачи команд на включение-отключение выключателя с АРМа диспетчера;
- сигнализации – приема из шкафа управления выключателем (ШУВ), фиксации на уровне терминала управления с визуальной расшифровкой и трансляции на верхний уровень в АСУ ТП дискретных сигналов исправности и работы выключателя, его привода, автоматики и блокировок, расположенных в ШУВ. При неисправности АСУ ТП должна предусматриваться выдача обобщенных визуальных и звуковых сигналов в блок звуковой сигнализации;
- регистрации – фиксации во времени всех вышеперечисленных сигналов с возможностью считывания их в АСУ ТП;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЗС 000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам. инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							22

Управление выключателями должно осуществляться в нормальном режиме с АРМа диспетчера через АСУ ТП. При выходе из строя АСУ ТП или АРМов диспетчера управление должно осуществляться от ключей, расположенных на панели управления. При этом шкафы, на которых располагаются органы местного управления, должны иметь мнемосхему ячейки выключателя.

Защиты должны действовать на отключение выключателей помимо микропроцессорных терминалов управления, непосредственно на электромагнит отключения.

Любое действие на выключатель (включение или отключение) должно авторизованно фиксироваться либо автоматикой выключателя, либо защитой, с расшифровкой времени отключения и с возможностью считывания этой информации в АСУ ТП. Прохождение импульсов включения и отключения по цепи каждого электромагнита должно фиксироваться аварийными регистраторами.

Блокировка, действующая при неисправности выключателя, при которой запрещается его включение и отключение, должна блокировать, в том числе, и цепи ручных операций с выключателем.

Схема управления выключателями должна быть согласована с заводской инструкцией на выключатель в части:

- условий, необходимых для подхвата импульса команды на отключение выключателя, гарантий фирмы поставщика выключателя при отсутствии подхвата;
- мощности на разрыв выходных контактов реле защит (способность выдерживать токи электромагнитов отключения при отсутствии подхвата импульса отключения);
- необходимости выполнения защиты электромагнитов управления от длительного протекания тока при неисправности выключателя;
- необходимости сигнализации снижения температуры ниже критической (при неисправности обогрева).

Целостность цепи каждого электромагнита должна контролироваться индивидуально, в положении замкнутого состояния блок контактов выключателя соответствующей цепи.

Для выключателей, поставляемых со шкафами управления, имеющими собственную блокировку от «прыгания», достаточно использовать только эту блокировку. Для выключателей, не имеющих собственной блокировки от «прыгания», необходимо использовать соответствующую функцию в терминалах РЗА.

5.2.7. Требование к функции УРОВ

Функция УРОВ выключателей 35 кВ должна выполняться в составе терминалов, в которых выполнена автоматика выключения выключателями 35 кВ

УРОВ должно:

- осуществлять контроль положения выключателя с помощью специальных органов тока, время возврата которых при размыкании максимального первичного тока выключателем и наличии периодически затухающего тока не должно превышать 20 мс;
- иметь логику пуска, обеспечивающую надежное отключение выключателя поврежденного присоединения и предусматривающую удержание от реле тока УРОВ пускового сигнала от защит с возможностью регулировки в диапазоне (0-100) мс времени запоминания пускового сигнала после возврата реле тока УРОВ;
- обеспечивать возврат таймеров УРОВ при успешном отключении выключателей, определяемом по возврату токовых органов;
- иметь возможность регулирования параметров срабатывания таймеров и токовых органов УРОВ в диапазонах, соответственно, (0,1-0,4) с и (0,05-2) Ином.

5.2.8. Электромагнитная совместимость

Для снижения уровня помех во вторичных цепях предусматриваются мероприятия в соответствии со стандартами СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.044-2010

Взам инв. №	Подп и дата	Инв. № подл							
<p>- иметь возможность регулирования параметров срабатывания таймеров и токовых органов УРОВ в диапазонах, соответственно, (0,1-0,4) с и (0,05-2) Ином.</p> <p>5.2.8. Электромагнитная совместимость</p> <p>Для снижения уровня помех во вторичных цепях предусматриваются мероприятия в соответствии со стандартами СТО 56947007-29.240.043-2010 «Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов», СТО 56947007-29.240.044-2010</p>									
						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ			Лист
									24
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Взам. инв. №	<p>телями ячеек отходящих линий до ВЭУ и/или ячейки ввода 35 кВ при включенном положении 3Н секции шин или включенном выключателе ввода.</p>																	
	<h3>5.4. Противоаварийная автоматика</h3>																	
	<p>На основании расчётов, выполненных в отчете «Схемы выдачи мощности ветроэлектрических станций. Этап 2. Разработка схемы выдачи мощности Гражданской ВЭС (вариант 220-3 с ВЭУ 4,55 МВт) с уточнением требуемых капи-</p>																	
Подп. и дата																		
Инв. № подл.																		
<table border="1"> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>Изм.</td><td>Кол.уч.</td><td>Лист</td><td>№ док.</td><td>Подп.</td><td>Дата</td></tr> </table>												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<div>ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ</div> <div>Лист</div> <div>26</div>
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата													

№ п/п	Тип присоединения	Наименование сигнала	Источник сигнала	Приемник сигнала
26		Напряжение +U относительно -U 1 секции		
27		Напряжение +U относительно земли 2 секции		
28	СОПТ 2 с.ш.	Напряжение -U относительно земли 2 секции		
29		Напряжение +U относительно -U 2 секции		

Таблица 2 – Перечень дискретных сигналов, передаваемых в РАС*

№ ПП	Тип присоединения	Наименование сигнала	Приемник сигнала
1	ТСН 35/0,4 кВ РП-35 кВ МУ Гражданская ВЭС	Выключатель включен	Модуль управления ВЭС. Помещение систем. Шкаф РАС
2		Выключатель отключен	
3		Срабатывание терминала	
4		Неисправность терминала	
5		Срабатывание УРОВ	
6		Аварийное снижение элегаза	
7	КЛ РП-35 кВ МУ Гражданская ВЭС – РУ-35 кВ Гражданской ВЭС	Выключатель включен	
8		Выключатель отключен	
9		Срабатывание терминала	
10		Неисправность терминала	
11		Срабатывание УРОВ	
12		Аварийное снижение элегаза	
13	КЛ РП 35 кВ Гражданская ВЭС – ВЭУ-8-ВЭУ-11	Разъединитель включен	
14		Разъединитель отключен	
15		Срабатывание терминала	
16		Неисправность терминала	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

						33	
№ ПП	Тип присоедине- ния	Наименование сигнала				Приемник сигнала	
17		Аварийное снижение элегаза					
18	КЛ РП 35 кВ Гражданская ВЭС – ВЭУ-16- ВЭУ-22	Разъединитель включен					
16		Разъединитель отключен					
17		Срабатывание терминала					
18		Неисправность терминала					
19		Аварийное снижение элегаза					
20	Сборные шины	Аварийное снижение элегаза					
21	СГЭ	Авария сети (ИБП1)					
22		Авария преобразователя (ИБП1)					
23		Авария АБ (ИБП1)					
24		Общая неисправность (ИБП1)					
25		Авария сети (ИБП2)					
26		Авария преобразователя (ИБП2)					
27		Авария АБ (ИБП2)					
28		Общая неисправность (ИБП2)					
29	СОПТ	Нарушение изоляции между полю- сами					
30		Нарушение изоляции между полю- сом «+» и земель					
31		Нарушение изоляции между полю- сом «-» и земель					
32		Обобщенный сигнал срабатывания защитного аппарата в цепи АБ					
33		Авария сети					
34		Неисправность ЗВУ-1					
35		Неисправность ЗВУ-2					
36		Общая неисправность					
*Примечание – Список сигналов может быть уточнен на стадии рабочего проектирования.							
						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							30
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата		

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

Z_2 – полное сопротивление вторичной обмотки, Ом, ориентировочно принимается $Z_2 = 0,2 \times Z_{\text{ном}}$;

$Z_{\text{ном}}$ – номинальное сопротивление нагрузки вторичной обмотки ТТ, Ом;

$Z_{\text{н.факт.расч}}$ – фактическое сопротивление присоединённой нагрузки, Ом. Зависит от схемы соединения обмоток ТТ, а также вида повреждения, рассчитывается по формулам (5.4 и 5.5).

Для случая соединения ТТ и нагрузки в полную звезду $Z_{\text{н.факт.расч}}$, в зависимости от вида повреждения (3ф. или 1ф. короткое замыкание) может быть рассчитана по формуле

$$Z_{\text{н.факт.расч}}(3\text{ф.}) = \frac{\rho \cdot l_{\text{кабеля}} \cdot k_{\text{темп}}}{S_{\text{кабеля}}} + Z_{\text{реле}} + Z_{\text{пер}}, \quad (5.4)$$

$$Z_{\text{н.факт.расч}}(1\text{ф.}) = 2 \cdot \left(\frac{\rho \cdot l_{\text{кабеля}} \cdot k_{\text{темп}}}{S_{\text{кабеля}}} \right) + Z_{\text{реле}} + Z_{\text{пер}}, \quad (5.5)$$

где ρ – удельное сопротивление меди, $0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$l_{\text{кабеля}}$ – длина контрольного кабеля от ТТ до места установки защиты, м;

$S_{\text{кабеля}}$ – сечение контрольного кабеля, мм^2 ;

$k_{\text{темп}} \approx 1,2$ – температурный коэффициент;

$Z_{\text{реле}}$ – сопротивление реле защиты в фазной цепи, Ом. Принимается сопротивление одного модуля тока МП устройств $\sim 0,028 \text{ Ом}$ (0,2 и 0,5 ВА) для подключения МП терминала РЗА и РАС при $I_{\text{н}} = 5 \text{ А}$. Также зависит от количества подключенных к обмотке ТТ устройств;

$Z_{\text{пер}}$ – сопротивление переходных контактов, принимается $\sim 0,1 \text{ Ом}$.

Условие $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$

При проверке ТТ по условию $f_{\text{расч}} \leq f_{\text{доп}}$ определяется значение обобщенного коэффициента А по формуле

$$A = \frac{k_{\text{макс}}}{k_{10\text{доп}}}, \quad (7.6)$$

где $k_{\text{макс}}$ рассчитывается как отношение максимального первичного тока при к.з. в начале защищаемой зоны к первичному номинальному току трансформатора тока по формуле

Взам инв. №						
	Подп и дата					
Инв. № подл						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ
						Лист 33

$$k_{\text{макс}} = \frac{I_{1\text{макс}}}{I_{1\text{ном}}} \quad (7.7)$$

По полученному значению А определяется расчетная токовая погрешность $f_{\text{расч}}$ по зависимости $f=\psi(A)$ [см.12].

Значение $f_{\text{доп}}$ для токовых защит принимается равным 50%, для дифференциальных защит 10%.

Для ненаправленных токовых защит в микропроцессорных блоках РЗА погрешность трансформаторов тока при КЗ в начале защищаемой зоны не нормируется вследствие устойчивости алгоритмов цифровой обработки сигнала к насыщению трансформаторов тока.

Условие $U_{2\text{макс}} \leq U_{2\text{доп}}$

Отсутствие опасных перенапряжений на зажимах вторичной обмотки ТТ проверяется по формуле

$$U_{2\text{макс}} \leq \sqrt{2}U_{2\text{доп}}, \quad (5.8)$$

где $U_{2\text{доп}}$ – предельно допустимое значение напряжения на зажимах вторичной обмотки ТТ, принимается 1000 В;

$U_{2\text{макс}}$ – напряжение на зажимах вторичной обмотки ТТ при максимальном токе короткого замыкания.

Значение $U_{2\text{макс}}$ определяется по формуле

$$\begin{aligned} U_{2\text{макс}} &= \sqrt{2} \times k_{\text{макс}} \times I_{2\text{ном}} \times z_{\text{н.факт.расч}} = \\ &= \sqrt{2} \times \frac{I_{1\text{макс}}}{I_{1\text{ном}}} \times I_{2\text{ном}} \times z_{\text{н.факт.расч}} = \sqrt{2} \times \frac{I_{1\text{макс}}}{\eta_{\text{ТТ}}} \times z_{\text{н.факт.расч}} \end{aligned} \quad (5.9)$$

где $\eta_{\text{ТТ}}$ –коэффициент трансформации ТТ.

Расчёты для вторичных обмоток соответствующих ТТ приведены на чертеже ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.3.08.

При расчёте измерительных обмоток ТТ проверяется нахождение фактической нагрузки обмотки в диапазоне 25-100% от номинальной, что является необходимым условием для работы ТТ с допустимыми погрешностями. Расчёт измерительных обмоток ТТ приведён в томе ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.4.

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

						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.3-ПЗ	Лист
							34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

5.7. Расчет по определению мощности трансформаторов напряжения

Ориентировочный расчёт мощности вторичных обмоток ТН выполнен для РЗА и измерений и не охватывает вопросы выбора ТН с точки зрения их собственной термической и динамической стойкости, а также требований устройств АИИС КУЭ.

Расчёты представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт обмоток ТН 35 кВ

Тип устройства	Количество	Потребляемая устрой- ством мощность	Потребляемая мощ- ность по фазам основ- ной обмотки	Потребляемая мощ- ность в цепях допол- нительной обмотки	Суммарная потребля- емая мощность в це- пях дополнительной обмотки	Мощность основной обмотки (кл.т. 0,5)	Мощность дополни- тельной обмотки (кл.т. 3Р)
	шт.	ВА	ВА	ВА	ВА	ВА	ВА
Устройство АСУ ТП	4	0,2	7,5	-	2,5	20	20
РАС	1	0,5		0,5			
Измерения	1	4,2		-			
РЗА ввода 35 кВ	1	0,5		0,5			
РЗА КЛ 35 кВ	2	0,5		0,5			
РЗА ТСН 35 кВ	1	0,5		0,5			

Из таблицы 3 видно, что номинальная мощность ТН с большим запасом превышает фактическую нагрузку цепей напряжения. Расчёт с учетом требова-
ний АИИС КУЭ приведён в томе ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.4.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ

Лист

35

6. Расчет уставок РЗА

Для расчета уставок терминалов в РП-35 кВ и проверки уставок устройств РЗА в ВЭУ необходимы токи КЗ в РП-35 кВ, на шинах 35 кВ ВЭУ и за трансформатором ВЭУ.

Расчет уставок выполнен в соответствии с [Л 11, 12].

6.1. Расчет токов короткого замыкания

Исходные данные для расчета

Ток 3х фазного КЗ на шинах 35 кВ РУ 35 кВ Гражданской ВЭС в максимальном режиме (с учетом минимального сопротивления трансформатора при крайнем положении устройства РПН Т2 в РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС), без учета подпитки = 11,3 кА.

В минимальном режиме работы энергосистемы (на основании исходных данных, полученных от ФСК, с учетом максимально допустимого напряжения сети $U_{\text{макс}}^{BH} = 252$ кВ в РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС) = 6,66 кА.

Сопротивление трансформатора ВЭУ:

$$X_T = 22,14 \text{ Ом}; R_T = 1,58 \text{ Ом}.$$

При внешнем коротком замыкании ВЭУ выдает максимальный ток, равный

$$I_{\text{подп1}} = 1,05 I_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 84,95 = 89,2 \text{ А}$$

Сопротивления кабелей представлены в таблице 4. Удельные параметры представлены в таблице 3.3 томов ВЭС000107.356.1.1.3-ТКР, ВЭС000107.356.1.1.4-ТКР

Ид. № подл	Подп и дата	Взам инв. №							ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ		Лист
											36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Таблица 4 – Расчет сопротивлений КЛ ВЭУ

Участок КЛ	Длина КЛ 35 кВ, м	Марка и сечение КЛ 35 кВ	Rкл, Ом	Xкл, Ом
ВЭУ №1 – ВЭУ №2	1000	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,411	0,128
ВЭУ №2 – ВЭУ №3	1910	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,785	0,244
ВЭУ №3 – ВЭУ №4	1160	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,307	0,136
ВЭУ №4 – ВЭУ №5	1140	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,184	0,124
ВЭУ №5 – ВЭУ №6	1000	АПвПуг-35 3(1х400/35)	0,102	0,099
ВЭУ №6 – ВЭУ №7	810	АПвПуг-35 3(1х500/35)	0,065	0,078
ВЭУ №7 – ВЭУ №8	1160	ПвПуг-35 3(1х500/35)	0,059	0,111
ВЭУ №8 – РП-35 кВ СШ МУ Гражданская ВЭС	1100	ПвПуг-35 3(1х630/35)	0,045	0,102
ВЭУ №9 – ВЭУ №10	880	АПвПуг-35 3(1х120/16)	0,286	0,107
ВЭУ №10 – ВЭУ №11	760	АПвПуг-35 3(1х120/16)	0,247	0,093
ВЭУ №11 – РП-35 кВ СШ МУ Гражданская ВЭС	840	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,223	0,098
ВЭУ №12 – ВЭУ №13	1170	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,481	0,150
ВЭУ №13 – ВЭУ №14	990	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,407	0,127
ВЭУ №14 – ВЭУ №15	1010	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,268	0,118
ВЭУ №15 – ВЭУ №16	1240	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,200	0,135
ВЭУ №16 – РП-35 кВ СШ МУ Гражданская ВЭС	1160	АПвПуг-35 3(1х400/35)	0,118	0,115
ВЭУ №17 – ВЭУ №18	770	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,316	0,099
ВЭУ №18 – ВЭУ №19	2250	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,925	0,288
ВЭУ №19 – ВЭУ №20	860	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,228	0,101
ВЭУ №20 – ВЭУ №21	990	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,159	0,108
ВЭУ №21 – ВЭУ №22	790	АПвПуг-35 3(1х400/35)	0,081	0,078
ВЭУ №22 – РП-35 кВ СШ МУ Гражданская ВЭС	990	АПвПуг-35 3(1х500/35)	0,080	0,095
РП-35 кВ СШ МУ Гражданская ВЭС – РУ-35 кВ ПС Граждан- ская	160	АПвПуг-35 4 х 3(1х500/35)	0,003	0,004

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблицах 5,6.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

37

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ в максимальном режиме

Номер ВЭУ	I(3)кз Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)	I(3)кз Шины 35 кВ ВЭУ (с учетом подпитки от 51 шт ВЭУ)	I(3)кз За тр-ром ВЭУ	I(3)кз Шины 35 кВ ВЭУ (с учетом под- питки ВЭУ)
1	5952	10501	844	
2	6564	11113	850	
3	7934	12483	861	
4	8638	13188	867	
5	9238	13787	872	
6	9718	14267	876	
7	10112	14661	879	
8	10705	15255	883	
9	9046	13595	874	
10	9869	14418	878	
11	10594	15144	883	
12	7113	11662	859	
13	8099	12648	866	
14	9020	13569	872	
15	9781	14330	877	
16	10595	15144	882	
17	6506	11055	853	
18	7064	11614	858	
19	9014	13564	872	
20	9645	14194	876	
21	10270	14820	880	
22	10725	15274	883	
РП-35 кВ СШ	11305	15854		15943 (52 ВЭУ)
РП-35 кВ СШ, ввод				13981 (30 ВЭУ)
РП-35 кВ СШ, ВЭУ№8,11				14962 (41 ВЭУ)
РП-35 кВ СШ, ВЭУ№16,22				14962 (41 ВЭУ)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

38

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ в минимальном режиме

Номер ВЭУ	I(2)кз За тр-ром ВЭУ (от ПС)	I(1)кз Шины 35 кВ ВЭУ	I(1)кз За тр-ром ВЭУ	I(1)кз на стор. 35 кВ при КЗ за тр-ром	I(2)кз Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)
1	695	372	880	508	3909
2	700	375	883	510	4163
3	708	388	889	513	4665
4	713	392	892	515	4906
5	717	395	894	516	5109
6	720	397	895	517	5268
7	722	398	896	517	5396
8	725	401	897	518	5584
9	718	394	894	516	5107
10	722	396	896	517	5355
11	725	400	897	518	5563
12	706	384	887	512	4421
13	712	388	890	514	4772
14	717	393	893	516	5067
15	720	396	895	517	5304
16	725	400	897	518	5554
17	702	375	884	510	4177
18	706	377	886	512	4397
19	716	395	893	516	5059
20	720	397	895	517	5257
21	723	400	896	518	5452
22	725	401	897	518	5592
РП-35 кВ СШ		404			5766

Примечания:

1. При расчете КЗ за тр-ром ВЭУ подпитка от смежных ВЭУ не учитывается.
2. При $I_{кз}(1)$ за тр-ром ВЭУ со стороны 35 кВ токи в неповрежденных фазах равны по модулю и противоположны по направлению. Величина тока однофазного КЗ со стороны 35 кВ (в месте установки защиты) составляет $\frac{I_{кз}^{(1)}}{\sqrt{3}}$.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС 000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

39

6.2. Результаты проверки заводских уставок ВЭУ

1. Уставка ТО выбирается для каждой ВЭУ с учетом отстройки от тока КЗ за трансформатором.

$$I_{TO} = 1,2 \cdot I_{KЗ}^{(3)} \quad (I_{KЗ}^{(3)} \text{ за тр-ром}).$$

Чувствительность токовой отсечки проверяется при $I_{KЗ}^{(2)}$ на шинах 35 кВ

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{KЗ}^{(2)}}{I_{TO}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{KЗ}^{(3)}}{I_{TO}} \quad (I_{KЗ}^{(3)} \text{ без учета подпитки}).$$

В соответствии с требованиями ПУЭ токовая отсечка считается достаточно чувствительной при $K_{\text{ч}} > 2$.

Проверку и расчет выполним в табличной форме (если $I_{\text{то}}$ меньше заводской уставки $I_{\text{то(зав)}} = 1000 \text{ А}$, то принимаем заводскую уставку).

Таблица 7 – Результаты проверки и расчета $I_{\text{то}}$, проверка чувствительности

Номер ВЭУ	$I^{(3)}_{\text{кз max.}}$ За тр-ром ВЭУ	$I_{\text{то}}$	Принятая уставка	$I^{(2)}_{\text{кз min.}}$ Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)	$K_{\text{ч}}$
1	844	1013	1013	3909	3,9
2	850	1020	1020	4163	4,1
3	861	1034	1034	4665	4,5
4	867	1041	1041	4906	4,7
5	872	1046	1046	5109	4,9
6	876	1051	1051	5268	5,0
7	879	1055	1055	5396	5,1
8	883	1060	1060	5584	5,3
9	874	1048	1048	5107	4,9
10	878	1054	1054	5355	5,1
11	883	1059	1059	5563	5,2
12	859	1030	1030	4421	4,3
13	866	1039	1039	4772	4,6
14	872	1046	1046	5067	4,8
15	877	1052	1052	5304	5,0
16	882	1059	1059	5554	5,2
17	853	1024	1024	4177	4,1
18	858	1030	1030	4397	4,3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

40

Номер ВЭУ	I(3)кз max. За тр-ром ВЭУ	Ито	Принятая установка	I(2)кз min. Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)	Кч
19	872	1046	1046	5059	4,8
20	876	1051	1051	5257	5,0
21	880	1056	1056	5452	5,2
22	883	1060	1060	5592	5,3

2. Заводская установка первой ступени ТЗНП $I_{\text{ТЗНП}} = 100$ А. Произведем проверку, рассчитав коэффициенты чувствительности. Результаты расчетов сведены в таблицу 8.

В соответствии с требованиями ПУЭ токовая защита нулевой последовательности считается достаточно чувствительной при $Kч > 1,5$.

Заводская установка ТЗНП $I_{\text{ТЗНП}} = 100$ А удовлетворяет требованию по чувствительности.

Таблица 8 – Проверка чувствительности ТЗНП

Номер ВЭУ	I(1)кз. Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)	Кч при $I_{\text{ТЗНП(зав)}}=100$ А
1	372	3,7
2	375	3,8
3	388	3,9
4	392	3,9
5	395	4,0
6	397	4,0
7	398	4,0
8	401	4,0
9	394	3,9
10	396	4,0
11	400	4,0
12	384	3,8
13	388	3,9
14	393	3,9
15	396	4,0
16	400	4,0

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Номер ВЭУ	I(1)кз. Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)	Кч при I _{тзпп} (зав)=100 А
17	375	3,8
18	377	3,8
19	395	4,0
20	397	4,0
21	400	4,0
22	401	4,0

В связи с тем, что для всех ВЭУ обеспечивается достаточная чувствительность при заводской уставке ТЗНП, заводская уставки $I_{\text{ТЗНП}} = 100 \text{ А}$ может быть использована для каждой из ВЭУ.

3. Заводская уставка ступени МТЗ с выдержкой времени, зависимой от тока, $I_{\text{МТЗ}} = 94 \text{ А}$. Заводская уставка ступени МТЗ с выдержкой времени, равной 3 секунды, $I_{\text{МТЗ}} = 155 \text{ А}$. Произведем проверку, рассчитав коэффициенты чувствительности. Результаты расчетов сведены в таблицу 9.

В соответствии с требованиями ПУЭ максимальная токовая защита считается достаточно чувствительной при $K_{\text{ч}} > 1,5$.

Заводские уставки ступеней МТЗ удовлетворяют требованию по чувствительности.

Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ			42

6.3. Расчет уставок РП-35 кВ

6.3.1. Расчет уставок отходящих линий 35 кВ

Токовая отсечка

Отстройка от подпитки внешнего КЗ.

При внешнем КЗ

$$I_{\text{подп}} = n \cdot I_{\text{подп1}}$$

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{подп}}.$$

Таблица 10 – Токовая отсечка (при внешнем КЗ)

Присоединения	$K_{\text{отс}}$	n	$I_{\text{подп1}}, \text{А}$	$I_{\text{подп}}, \text{А}$	$I_{\text{сз(то)}}, \text{А}$
ВЭУ №8,11	1,2	11	89,2	981,2	1177
ВЭУ №16,22	1,2	11	89,2	981,2	1177

Отстройка от уставки предыдущего элемента.

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{то тр}},$$

где $K_{\text{отс}}=1,2$

Таблица 11 – Токовая отсечка (отстройка от предыдущего элемента)

Присоединения	$K_{\text{отс}}$	$I_{\text{то тр}}, \text{А}$	$I_{\text{сз}}, \text{А}$
ВЭУ №8,11	1,2	1060	1272
ВЭУ №16,22	1,2	1060	1272

$I_{\text{то тр}}$ – ток срабатывания предыдущей ТО (трансформатора ВЭУ).

Поскольку значение $I_{\text{сз}}$ больше в случае отстройки от уставки предыдущего элемента принимаем уставку в соответствии с таблицей 11.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется из выражения:

$$K_{\text{ч}} = I(2)/I_{\text{сз}}.$$

Таблица 12 – Проверка чувствительности ТО

Присоединения	$I_{\text{сз}}, \text{А}$	$I(2) \text{ min}, \text{А}$	$K_{\text{ч}}$
ВЭУ №8,11	1272	3909	3,1
ВЭУ №16,22	1277	4177	3,3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							44

где $I(2)$ – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме от внешней системы наиболее удаленной ВЭУ.

Для ТО коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

$$t_{уст} = t_{уст.тр} + \Delta t = 0,04 + 0,3 = 0,34 \text{ с.}$$

Максимальная токовая защита

Ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) определяется по формуле:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{ном} / K_v$$

где K_n – коэффициент надежности отстройки;

K_v – коэффициент возврата;

$I_{ном}$ принимаем из значения таблицы 4.6 тома ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.1;

Принимаются следующие значения коэффициентов: $K_n = 1,1 \div 1,3$, $K_v = 0,95$.

Отстройка от подпитки внешнего КЗ.

МТЗ необходимо отстроить от тока подпитки при внешнем КЗ, значения принимаются в соответствии с таблицей 10.

Для проверки коэффициента чувствительности МТЗ ток двухфазного КЗ в минимальном режиме берется в конце защищаемого участка.

Для МТЗ коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

Таблица 13 – Максимальная токовая защита

Присоединения	K_n	n	$I_{ном}, A$	$I_{сз}$ (МТЗ), отс. от ном, А	$I_{сз}$ (МТЗ), отс. от подп, А	$I_{сз}$ (МТЗ), А	$I(2)$ min, А	$K_{ч}$
ВЭУ №8,11	1,2	11	843,9	1066	1177	1177	3909	3,3
ВЭУ №16,22	1,2	11	843,9	1066	1177	1177	4177	3,5

При КЗ в конце смежного элемента (за трансформатором ВЭУ) коэффициент чувствительности для МТЗ должен быть не менее 1,2.

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

						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ	Лист
							45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Таблица 14 – Проверка чувствительности при КЗ за трансформатором

Присоединения	Iсз (мТЗ), А	I(2) min, А	I(1) min, А	Кч (2)	Кч (1)
ВЭУ №8,11	1177	695	508	0,59	0,43
ВЭУ №16,22	1177	702	510	0,60	0,43

МТЗ нечувствительна при КЗ за трансформатором при двухфазном и однофазном коротком замыкании на всех присоединениях.

$$t_{уст} = t_{уст.тр} + \Delta t = 3,0 + 0,3 = 3,3 \text{ с.}$$

Дистанционная защита

Для выполнения дальнего резервирования (защиты трансформаторов ВЭУ при помощи терминала защит отходящей линии) необходимо предусмотреть дистанционную защиту. При этом активируется только одна (III) ступень. Использование I и II ступени не обязательно, поскольку МТЗ обеспечивает достаточную чувствительность.

Параметры защищаемого присоединения:

$Z_{\Pi} = R_{yч1} + \dots + R_{yчN} + R_{тр} + j(X_{yч1} + \dots + X_{yчN} + X_{тр})$ – полное сопротивление присоединения с учетом наибольшего количества участков кабелей 35 кВ и силового трансформатора ВЭУ,

где $R_{yч1} \dots R_{yчN}$ и $X_{yч1} \dots X_{yчN}$ – соответственно активное и реактивное сопротивление участка линии;

$R_{тр}$ и $X_{тр}$ – соответственно активное и реактивное сопротивление трансформатора ВЭУ.

Параметры защищаемых присоединений приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры присоединений

Присоединение	Сопротивление, Ом	Угол фмч, гр.
ВЭУ №8,11	3,54+j23,2	81
ВЭУ №16,22	3,37+j22,9	82

Расчет ступени ДЗ по условию чувствительности при к.з. в зоне дальнего резервирования:

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

$$X_{сз} \geq K_{ч} \times (X_{уч1} + \dots + X_{учN} + X_{тр})$$

где $X_{уч1} \dots X_{учN}$ – реактивное сопротивление участков цепи с разным коэффициентом токораспределения;

$X_{тр}$ – реактивное сопротивление трансформатора ВЭУ;

$K_{ч}$ – коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ принимается равным 1,2 при к.з. в конце зоны резервирования.

Расчет активной составляющей уставки срабатывания ступени ДЗ для надежного охвата переходного сопротивления дуги, исходя из сопротивления дуги на стороне НН 25 мОм.

$$R_{сз} = 0,025 * 35^2 / 0,72^2 = 60 \text{ Ом}$$

Во вторичных величинах:

$$X_{сз.т} = X_{сз} \times K_{тт} / K_{ти}$$

$$R_{сз.т} = R_{сз} \times K_{тт} / K_{ти}$$

Таблица 16 – Дистанционная защита

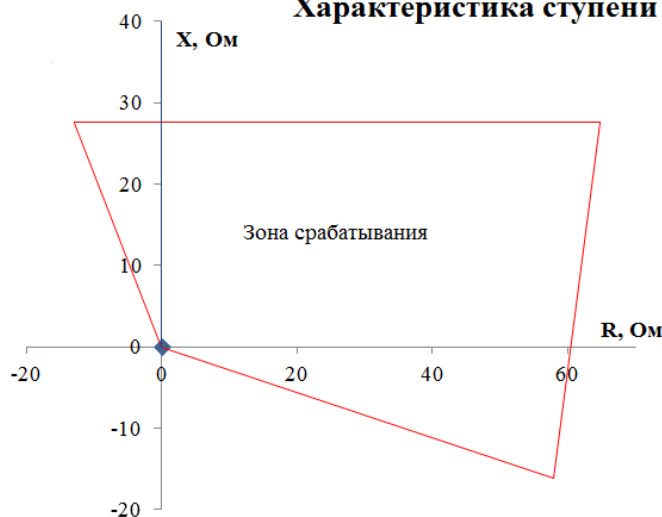
Присоед.	Хп, Ом	Кч	Хсз, Ом	Рсз, Ом	Ктт	Кти	Хсз.т	Рсз.т
ВЭУ №8,11	23,2	1,2	27,8	60	200	350	15,9	34,3
ВЭУ №16,22	22,9	1,2	27,5	60	200	350	15,7	34,3

Допустимый диапазон во вторичных величинах:

$$X_{сз.т}(R_{сз.т}) = 0,2 - 100 \text{ Ом.}$$

Принимается полигональная характеристика ДЗ.

Характеристика ступени ДЗ



Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

47

$$t_{уст} = t_{уст.т} + \Delta t = 3,0 + 0,3 = 3,3 \text{ с.}$$

Токовая защита нулевой последовательности

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю находится по формуле:

$$I_{сз} = K_n \cdot K_b \cdot I_c.$$

где K_n – коэффициент надежности отстройки;

K_b – коэффициент броска емкостного тока;

I_c – емкостный ток линий, А.

Коэффициент броска емкостного тока принимается равным 2,0.

Коэффициент надежности принимается равным 1,2.

Коэффициент чувствительности защиты от замыканий на землю определяется из выражения:

$$K_{ч} = I(1)/I_{сз}.$$

Емкостные токи кабельных линий приняты из таблицы 5.1 тома ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.1.

Приведем пример расчета для присоединения ВЭУ 8,11:

$$I_{с.л} = I_{с1-2} + I_{с2-3} + I_{с3-4} + I_{с4-5} + I_{с5-6} + I_{с6-7} + I_{с7-8} + I_{с8-РП} + I_{с9-10} + I_{с10-11} + I_{с11-РП} = 3,43 + 6,55 + 4,42 + 5,21 + 5,52 + 4,94 + 7,07 + 7,33 + 3,18 + 2,75 + 3,20 = 53,6 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 53,6 = 129 \text{ А}$$

Для ТЗНП коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

Таблица 17 – Токовая защита нулевой последовательности

Присоединения	I_c , А	$I_{сз}$ (ТЗНП), А	$I(1)$, А	$K_{ч}$
ВЭУ №8,11	53,6	129	372	2,9
ВЭУ №16,22	51,9	124	375	3,0

$$t_{уст.ТЗНП} = t_{уст.т} + \Delta t = 0,04 + 0,30 = 0,34 \text{ с,}$$

где 0,04 с – заводская уставка выдержки времени 1 ступени ТЗНП трансформатора ВЭУ.

ТЗНП действует на отключение.

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ	Лист
							48
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Токовая защита обратной последовательности

Для выполнения дальнего резервирования (защиты трансформаторов ВЭУ при помощи терминала защит отходящей линии) при несимметричных КЗ необходимо предусмотреть токовую защиту обратной последовательности (ТЗОП). Это решение вызвано тем, что МТЗ нечувствительна при однофазном КЗ за трансформатором ВЭУ (см. подпункт максимальная токовая защита).

Определяем ток срабатывания защиты:

$$I_{2сз} = K_{нб} \cdot K_{з} \cdot I_{нагр} / K_{в},$$

где $K_{нб}$ – коэффициент небаланса, принимается с учетом 10% погрешности трансформатора тока (значение 0,1);

$K_{з}$ – коэффициент запаса, принимается равным 1,2.

Чувствительность проверяем при однофазном КЗ за трансформатором наиболее удаленной ВЭУ

$$K_{ч} = I_2^{(1)}_{кз.мин} / I_{сз}.$$

Таблица 18 – ТЗОП

Присоединения	$K_{нб}$	$K_{з}$	$K_{в}$	$I_{нагр}$, А	$I_{2сз}$, А	$I_2^{(1)}$	$K_{ч}$
ВЭУ №8,11	0,1	1,2	0,95	843,9	106,6	169	1,58
ВЭУ №16,22	0,1	1,2	0,95	843,9	106,6	170	1,59

Для ТЗОП коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 (условие выполняется).

$$t_{уст} = t_{уст.т} + \Delta t = 3,0 + 0,3 = 3,3 \text{ с.}$$

6.3.2. Расчет уставок ТСН 35 кВ

Первичный ток на стороне ВН защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \text{ А.}$$

$$I_{НОМ}^{ВН} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ А.}$$

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ

Сопротивление трансформатора, приведенные к стороне 0,4 кВ:

$$R_T = R_{0T} = 21,6 \text{ мОм};$$

$$X_T = X_{0T} = 60,24 \text{ мОм}.$$

Параметры представлены в таблице 3.2 тома ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.1.

Сопротивления, приведенные к стороне 35 кВ:

$$R_T = \frac{21,6 \cdot 35^2}{0,4^2} = 165 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{60,24 \cdot 35^2}{0,4^2} = 461 \text{ Ом}.$$

$I_{\text{КЗ.МАКС}}$ – максимальный ток трехфазного к.з. на стороне 0,4 кВ, рассчитан по формуле:

$$I_{\text{КЗ.МАКС}} = U_{\text{РАСЧ}} / (\sqrt{3} \times \sqrt{R_{\text{ТСН}}^2 + (X_{\text{С.МАКС}} + X_{\text{ТСН}})^2}),$$

где $U_{\text{РАСЧ}} = 37000 \text{ В}$ – расчетное напряжение в сети 35 кВ;

$R_{\text{ТСН}}$ – активное сопротивление ТСН;

$X_{\text{ТСН}}$ – реактивное сопротивление ТСН;

$X_{\text{С.МАКС}} = U_{\text{РАСЧ}} / (\sqrt{3} \times I_{\text{КЗ.МАКС}})$ – реактивное сопротивление системы в максимальном режиме на шинах РУ 35 кВ Гражданской ВЭС, где $I_{\text{КЗ.МАКС}}$ – максимальный ток трехфазного к.з. на шинах РУ 35 кВ Гражданской ВЭС с учетом подпитки тока к.з. от всех ВЭУ Гражданской ВЭС, Покровской и Ивановской ВЭС.

$$X_{\text{С.МАКС}} = 37000 / (\sqrt{3} \times 15943) = 1,34 \text{ Ом}.$$

$$I_{\text{КЗ.МАКС}} = 37000 / (\sqrt{3} \times \sqrt{165^2 + (1,34 + 461)^2}) = 43,5 \text{ А}.$$

Ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ находим по формуле:

$$I^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}},$$

$$I^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4}{\sqrt{(2 \cdot 21,6 + 21,6)^2 + (2 \cdot 60,24 + 60,24)^2}} = 3,6 \text{ кА}$$

Приведенный к стороне 35 кВ

$$I^{(1)} = 3,6 \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 35} = 23,8 \text{ А}$$

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

						ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛО3.3-ПЗ	Лист
							50
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Максимальная токовая защита

Отстройка от номинального тока

$$I_{сз} = K_H \cdot K_{сз} \cdot I_{ном} / K_B = 1,2 \cdot 1 \cdot 1,65 / 0,95 = 2,1 \text{ А},$$

где $K_{сз}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей, принимается равным 1.
Принимаем 10 А.

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{ч} = 37,7 / 10 = 3,8 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности при однофазном КЗ за ТСН

$$K_{ч} = 23,8 / 10 = 2,4 > 1,5$$

$$t_{уст.} = 0,4 \text{ с}$$

Токовая отсечка

Отстройка от тока КЗ за трансформатором

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{кз} = 1,1 \cdot 43,5 = 47,8 \text{ А},$$

где $I_{кз} = 43,5 \text{ А}$, ток короткого замыкания за ТСН, приведенный к стороне 35 кВ.

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном} = 5 \cdot 1,65 = 8,25 \text{ А}.$$

Согласование с токовой отсечкой автомата на вводе 0,4 кВ

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{то} \cdot K_T = 1,1 \cdot 160 \cdot 4 \cdot 0,4 / 35 = 8 \text{ А},$$

где уставка вводного автомата $I_{то} = 4 \cdot I_r$, $I_r = 160 \text{ А}$ в соответствии с томом ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.1

Принимаем уставку 48 А.

$$K_{ч} = 5766 / 48 = 120 > 1,2,$$

где $I^{(2)} = 5766 \text{ А}$ – величина тока двухфазного КЗ на шинах 35 кВ РП в минимальном режиме.

$$t_{уст.тсн} = 0 \text{ с}$$

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ

Лист

51

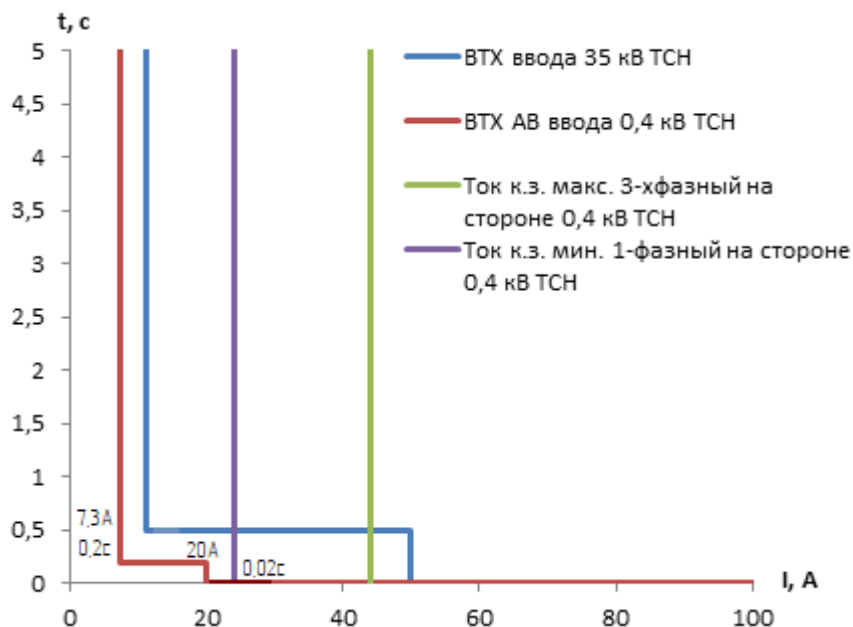


Рисунок 2 – Карта селективности защит ТСН

Защита от перегрузки

Отстройка от номинального тока

$$I_{сз} = 1,05 \cdot I_{ном}/K_v = 1,05 \cdot 1,65/0,95 = 1,82 \text{ A}$$

С учетом коэффициента трансформации трансформатора тока и диапазона уставки терминала данную уставку выставить нельзя. Для защиты от перегрузки применяется датчик температуры, устанавливаемый непосредственно на ТСН.

Токовая защита нулевой последовательности

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю находится по формуле:

$$\text{ТСН: } I_{сз} = K_n \cdot K_b \cdot I_c = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 0,07 = 0,168 \text{ A.}$$

Значение емкостного тока I_c определяется по формуле

$$I_c = I_{c0} \cdot l,$$

где I_{c0} -удельный емкостный ток замыкания на землю, А/км;

l – длина кабеля, км.

$$I_c = 3,619 \cdot 0,02 = 0,07 \text{ A.}$$

Принимаем уставку 1 А (для попадания в диапазон измерения параметра терминала с учетом $K_{тт} = 200/5$).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-И/ЛОЗ.З-ПЗ

Лист

52

Коэффициент чувствительности защиты от замыканий на землю определяется из выражения:

$$K_{\text{ч}} = I(1)/I_{\text{сз}} = 404/1 = 404.$$

Для ТЗНП коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

$$t_{\text{уст.тзп}} = 0,04 \text{ с}$$

ТЗНП действует на отключение.

УРОВ

Уставка УРОВ принимается 10 А (для попадания в диапазон измерения параметра терминала с учетом $K_{\text{тт}} = 200/5$)

$$t_{\text{уст.уров}} = 0,3 \text{ с}$$

6.3.3. Расчет уставок ввода

Максимальная токовая защита

Значение $I_{\text{ном}} = 1688 \text{ А}$ принимаем из таблицы 4.6 тома ВЭС000107.356. 1.1.2-ИЛОЗ.1.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты (МТЗ) определяется по формуле:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{кл}} / K_{\text{в}}.$$

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot 1688 / 0,95 = 2132 \text{ А}.$$

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата (принимаются $K_{\text{в}} = 0,95$).

Отстройка от подпитки внешнего КЗ.

При внешнем КЗ

$$I_{\text{подп}} = n \cdot I_{\text{подп1}}$$

$$I_{\text{подп}} = 22 \cdot 89,2 = 1962 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{подп}}.$$

$$I_{\text{сз}} = 1,2 \cdot 1962 = 2354 \text{ А}.$$

$K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки (принимаются $K_{\text{отс}} = 1,2$).

Принимаем уставку 2354 А

Коэффициент чувствительности

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

$$Kч = I(2)/I_{сз},$$

где $I(2)$ – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме от внешней системы наиболее удаленной ВЭУ (проверка выполняется с учетом дальнего резервирования).

Для МТЗ коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

$$Kч = 3909/2354=1,66$$

$$t_{уст} = t_{уст.л.то} + \Delta t = 0,34 + 0,3 = 0,64 \text{ с.}$$

Полученную величину $I_{сз}$ принимаем также как уставку для ЛЗШ.

$$t_{уст.лзш} = 0,15 \text{ с.}$$

УРОВ

Уставка УРОВ принимается $0,1 \cdot I_{ном.в} = 0,1 \cdot 1688 = 169 \text{ А}$

$$t_{уст.уров} = 0,3 \text{ с}$$

6.4. Расчет уставок отходящих линий 35 кВ к РП-35 кВ от РУ 35 кВ

Гражданской ВЭС

Максимальная токовая защита

Отстройка от наибольшего рабочего тока

$$I_{сз} = K_n / K_v \cdot I_{ном}$$

$$I_{сз} = 1,2 / 0,95 \cdot 1688 = 2132 \text{ А}$$

Согласование с вводом 35 кВ (МТЗ)

$$I_{сз} = K_{сог} \cdot K_{ток} \cdot I_{уст.вв},$$

где $K_{сог} = 1,1$;

$K_{ток} = 1$ – коэффициент токосогласования.

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 1 \cdot 2354 = 2589 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности

$$Kч = I(2)/I_{сз}.$$

Для МТЗ коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

$$Kч = 5766/2589=2,2.$$

$$t_{уст} = t_{уст.вв} + \Delta t = 0,64 + 0,3 = 0,94 \text{ с.}$$

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Токовая защита нулевой последовательности

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю находится по формуле:

$$I_{сз} = K_n \cdot K_b \cdot I_c,$$

где K_n – коэффициент надежности отстройки;

K_b – коэффициент броска емкостного тока;

I_c – емкостный ток линий, А.

Коэффициент броска емкостного тока принимается равным 1,0.

Коэффициент надежности принимается равным 1,2.

Коэффициент чувствительности защиты от замыканий на землю определяется из выражения:

$$K_{ч} = I(1)/I_{сз}.$$

Для присоединения КЛ Гражданская:

$$I_c = 110 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 1,0 \cdot 110 = 132 \text{ А}$$

Для ТЗНП коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

$$K_{ч} = I(1)/I_{сз} = 404/132 = 3,1.$$

$$t_{уст.тзп} = t_{уст.в} + \Delta t = 0,34 + 0,3 = 0,64 \text{ с.}$$

где $t_{уст.в} = 0,34 \text{ с}$ – уставка выдержки времени ОЛ 35 кВ.

ТЗНП действует на отключение.

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ

Лист

55

7. Список литературы

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), седьмое издание, глава 3.1 «Защита и автоматика», г. Москва, Издательство НЦ ЭНАС, 1999, 2002, 2003.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденные приказом Минэнерго от 19.06.2003 №229.
4. 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».
5. ГОСТ Р 58601-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования.
6. ГОСТ Р 58669-2019. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях.
7. ГОСТ Р 58669-2019 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях (с Поправкой).
8. Методические указания по проектированию развития энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281).
9. Общие требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97.

Взам инб №	<p>ботающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях (с Поправкой).</p> <p>8. Методические указания по проектированию развития энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №281).</p> <p>9. Общие требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем. РД 34.35.310-97.</p>						Лист		
								Подп и дата	Инб № подл
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	56		

10. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 30.01.2021) "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации"

11. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. Высшая школа, М 2006 639 с.;

12. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. ПЭИПК Минэнерго РФ, СПб 2003 350 с.

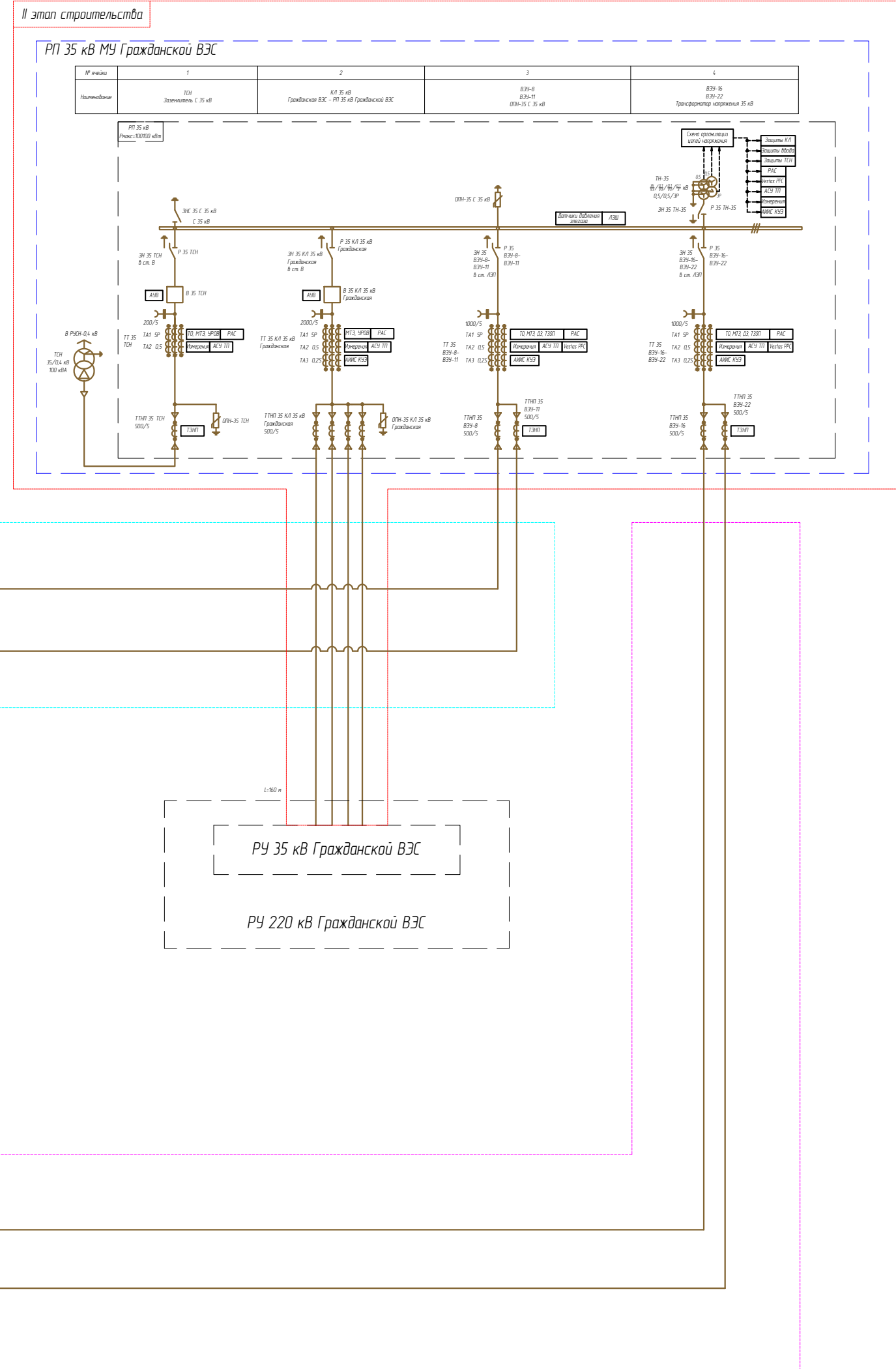
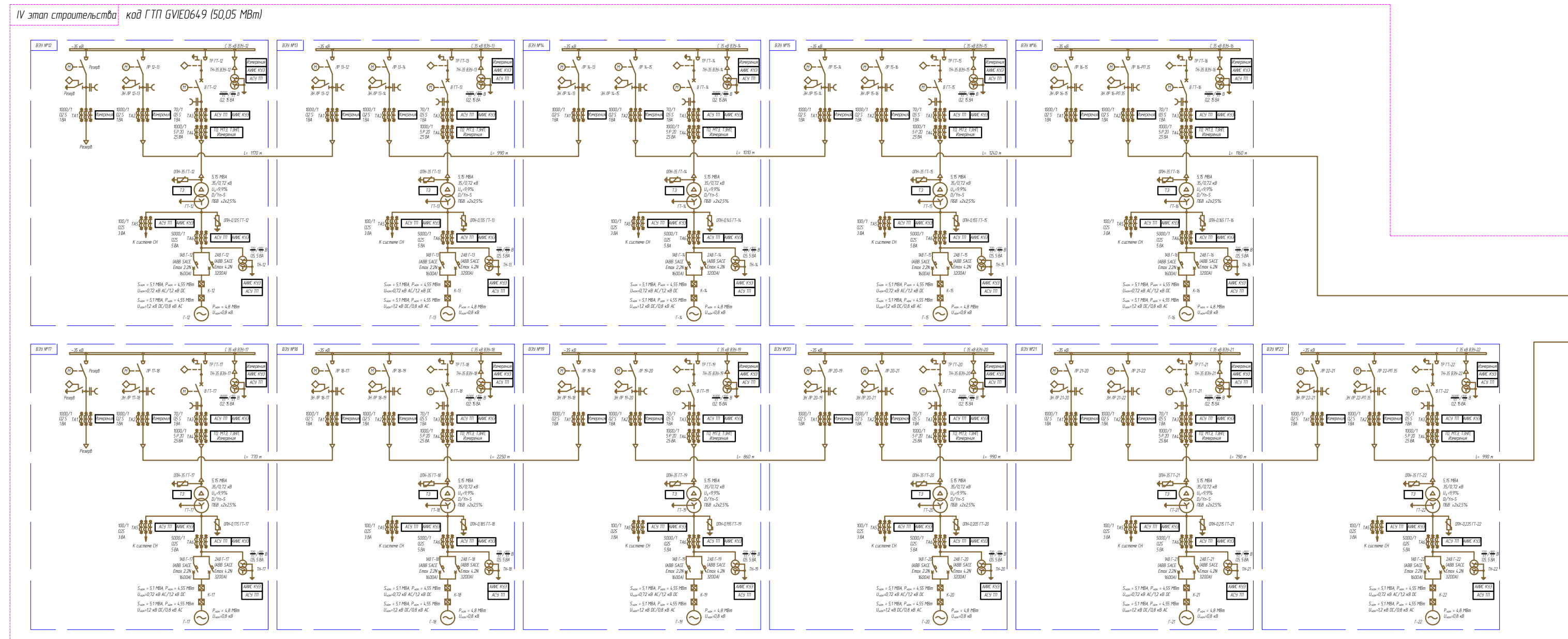
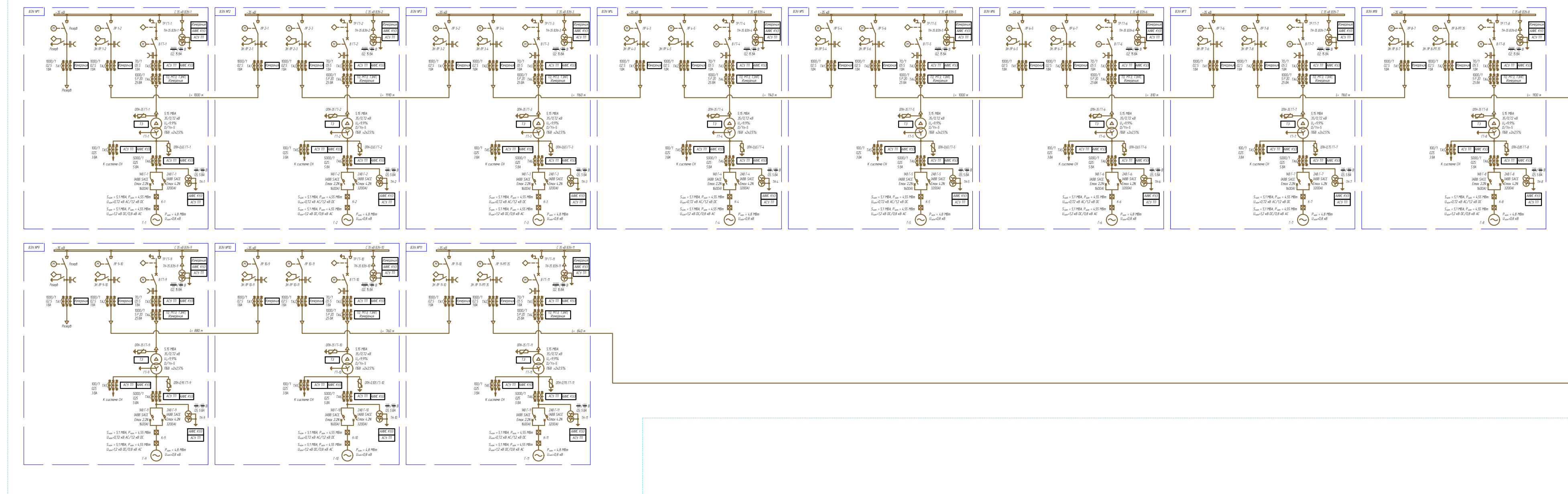
13. Техническая политика Группы компаний «Ветропарки ФРВ»

14. Приказ Министерства энергетики РФ от 13 февраля 2019 г. N 101 "Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики" (с изменениями и дополнениями)

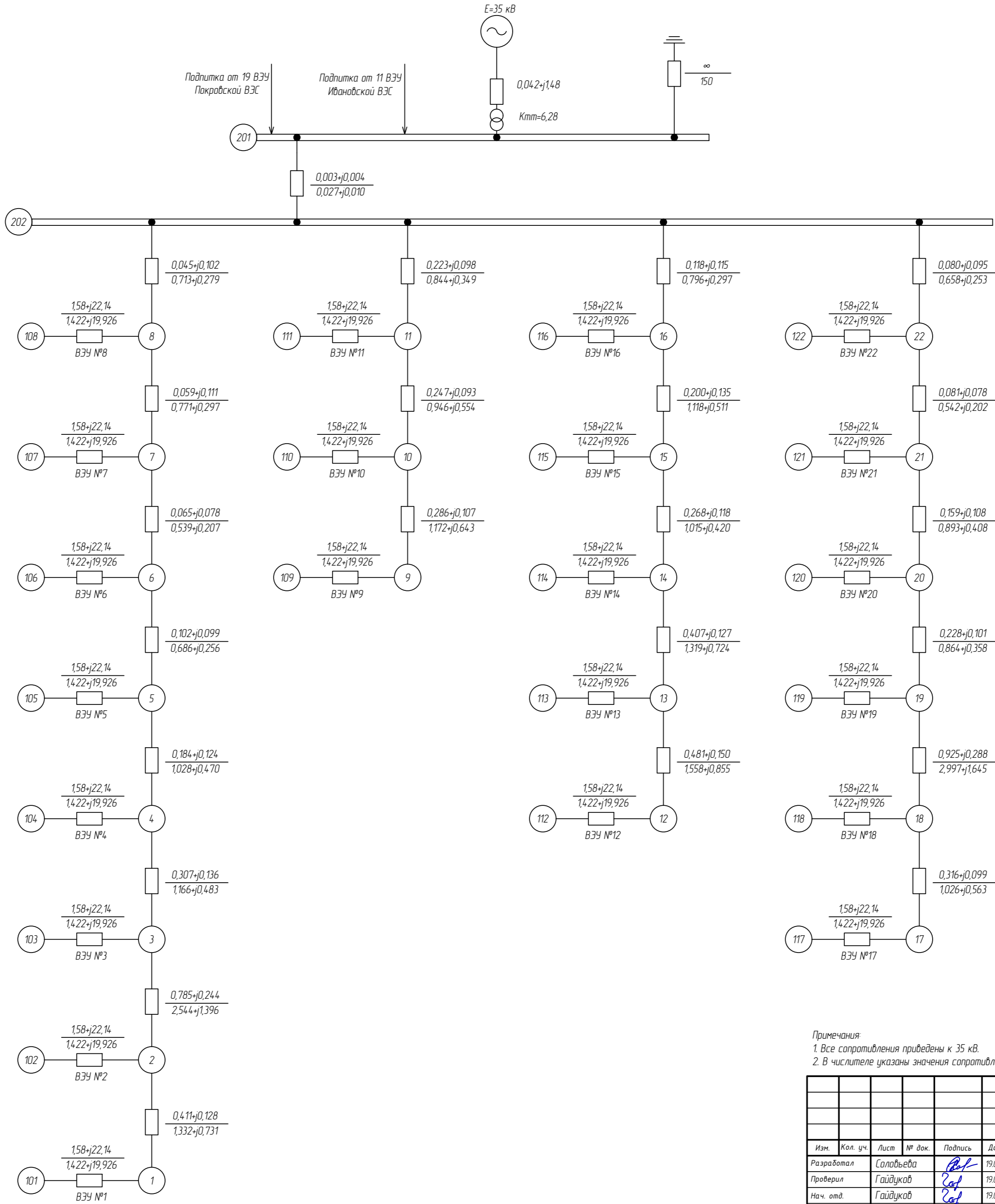
15. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10.07.2020 № 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 80, от 13 февраля 2019 г. № 100, от 13 февраля 2019 г. № 101"

Данный перечень является достаточным при работе над проектом, но не исчерпывающим. Кроме этой НТД, в некоторых конкретных случаях могут использоваться требования иных действующих нормативно-технических документов.

Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.1.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ				57

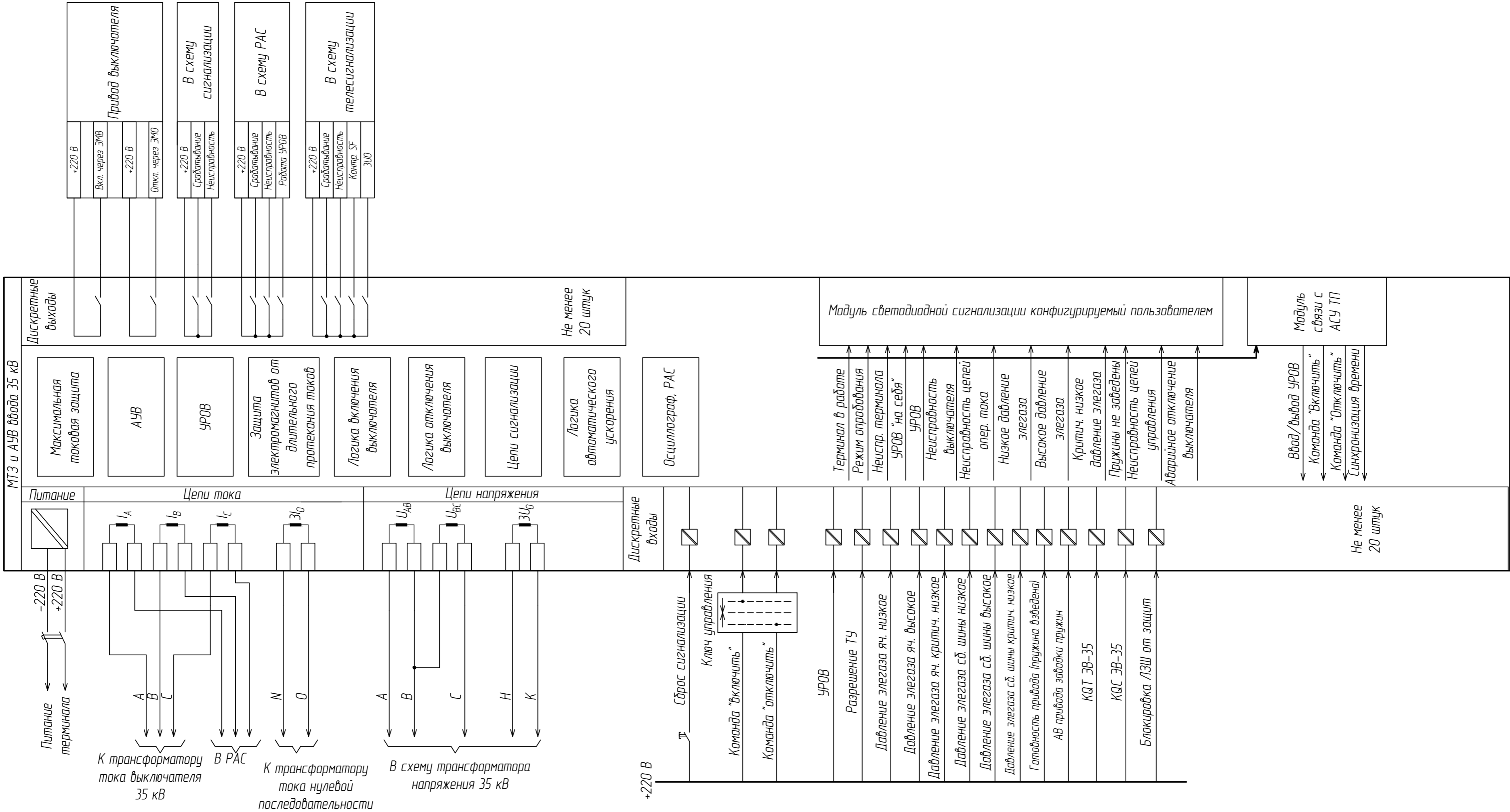





Формат А3*3

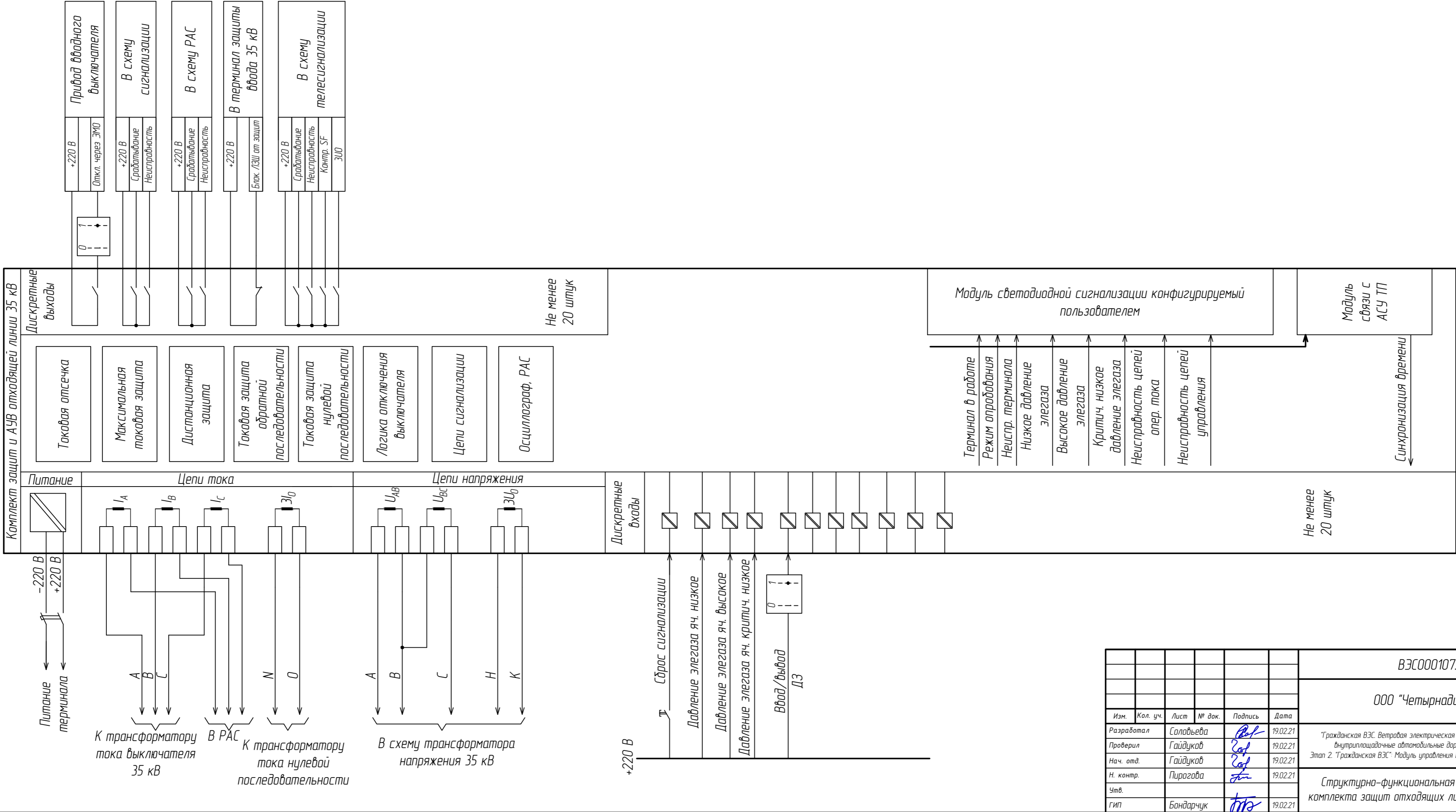







Примечания:
1. Все сопротивления приведены к 35 кВ.
2. В числителе указаны значения сопротивлений прямой последовательности, в знаменателе – нулевой

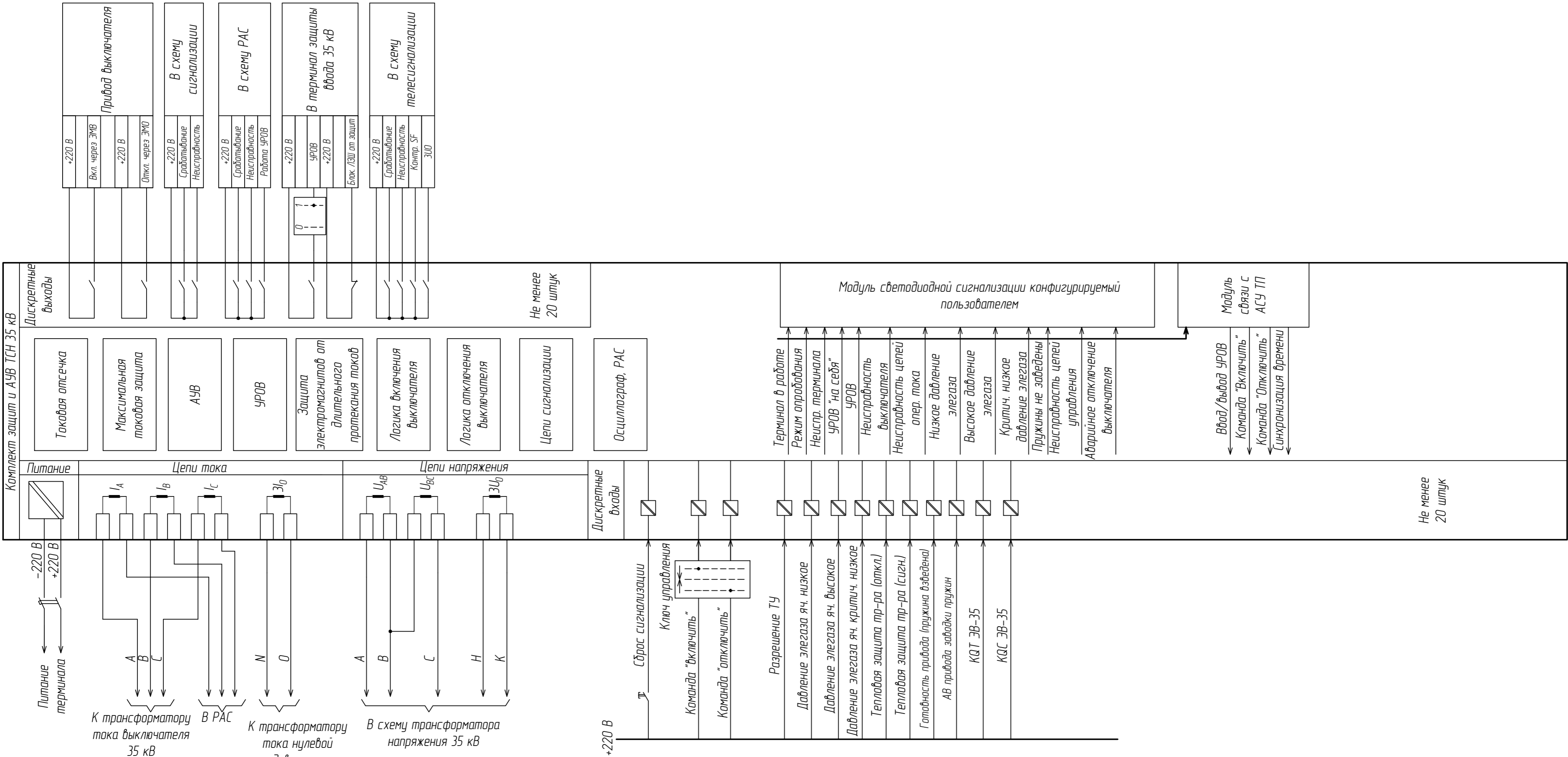
						ВЭС000107.356.1.1.2-И/03.3.02			
						ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал				Соловьева	19.02.21	"Гражданская ВЭС. Ветропарковая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Гражданская ВЭС". Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	Стация	Лист	Листов
Проверил				Гайдуков	19.02.21		П		1
Нач. отд.				Гайдуков	19.02.21				
Н. контр.				Пирогова	19.02.21				
Утв.									
Гип				Бондарчук	19.02.21	Схема замещения сети 35 кВ	ООО "ЕРСМ Сибири"		








						ВЭС000107.356.1.12-И/103.3.04			
						ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал	Соловьева		19.02.21	"Гражданская ВЭС. Ветропарк электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2: "Гражданская ВЭС". Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	19.02.21	Стадия	Лист	Листов	
Проверил	Гайдуков		19.02.21			П	1		
Нач. отд.	Гайдуков		19.02.21						
Н. контр.	Пирогова		19.02.21						
Чтв.									
Гип	Бондарчук		19.02.21	Структурно-функциональная схема МТЗ и АУВ ввода 35 кВ		ООО "ЕРСМ Сибири"			



						ВЭС000107.356.1.1.2-И/О3.3.05			
						ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал	Соловьева		19.02.21	Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Гражданская ВЭС". Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)			Стадия	Лист	Листов
Проверил	Гайдуков		19.02.21				П	1	
Нач. отд.	Гайдуков		19.02.21						
Н. контр.	Пирогова		19.02.21						
Утв.									Структурно-функциональная схема комплекта защит отходящих линий 35кВ
гип	Бондарчук		19.02.21						

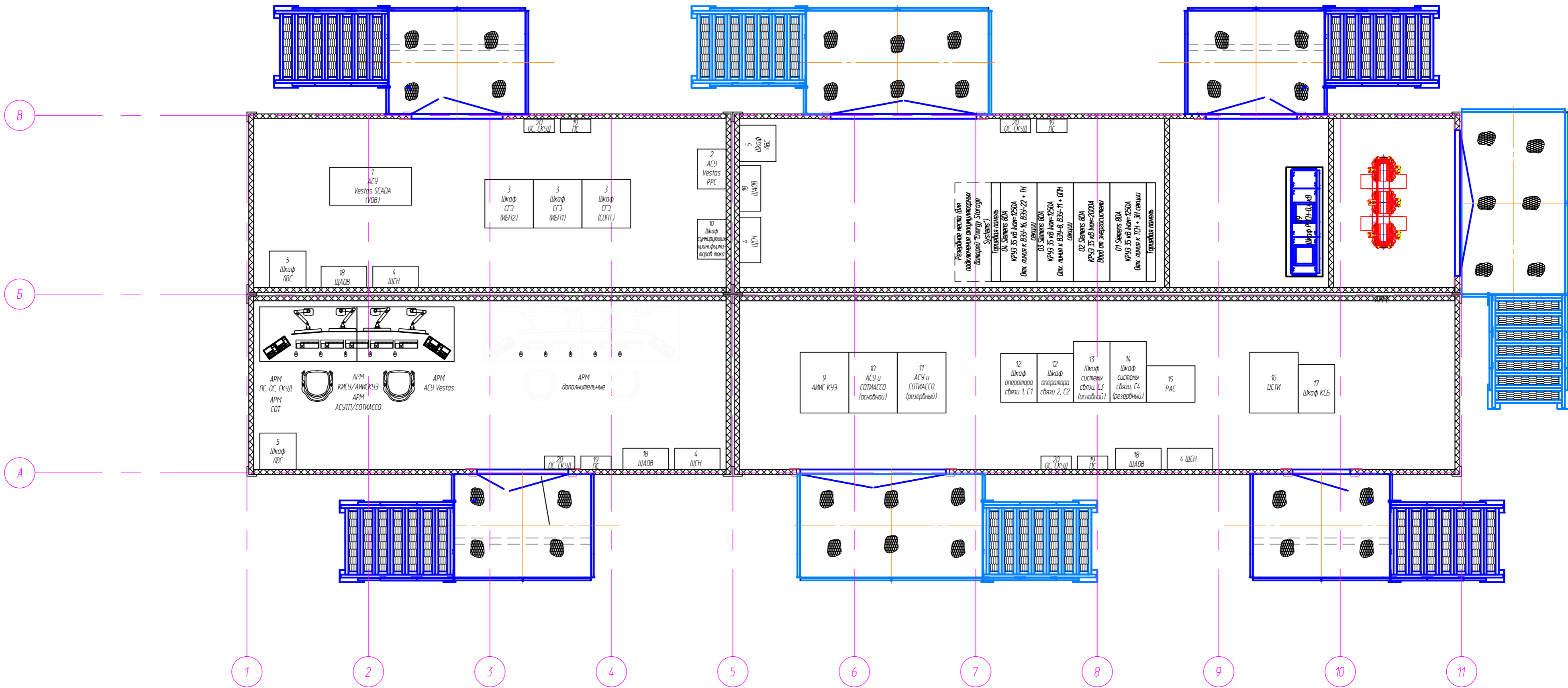


						ВЭС000107.356.1.12-И/103.3.06				
						ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"				
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разработал	Соловьева				19.02.21	Гражданская ВЭС. Ветропарная электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2: "Гражданская ВЭС". Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	Стация	Лист	Листов	
Проверил	Гайдуков				19.02.21		П		1	
Нач. отд.	Гайдуков				19.02.21					
Н. контр.	Пирогова				19.02.21					
Чтв.										
Гип	Бондарчук				19.02.21	Структурно-функциональная схема комплекта защит и АУВ ТСН-35 кВ	ООО "ЕРСМ Сибири"			

Экспликация помещений

№ помещения	Наименование помещения	Площадь, м²	Кат. пом.
1	Модуль АСУ и ЦЭ	21,63	В4
2	Модуль РПТ-35 кВ	32,75	В4
3	Модуль систем	32,75	В4
4	Модуль АРМ	21,63	В4

План расположения оборудования в
МУ Гражданская ВЭС
(1:50)



Экспликация оборудования (начало)

Поз.	Наименование	Ед.	Кол-во	Производитель
1	Шкаф АСУ Vestas SCADA (VOB)	шт.	1	В поставке ВЭУ
2	Шкаф АСУ Vestas PPC	шт.	2	В поставке ВЭУ
3	Шкафы ЦЭ (системы гарантированного электроснабжения в составе ИБП №1, ИБП №2, СОПТ)	шт.	3	ВЭСО000107.356.112-ИП032
4	ЩСН модульного здания	шт.	5	в поставке МУ
5	Шкаф ЛВС (для организации доступа к ЛВС)	шт.	4	ВЭСО000107.356.112-ИП04.1
6	ТСН типа ТСЛ-100/35-УЗ	шт.	2	в поставке МУ
7	АРМ	шт.	5	ВЭСО000107.356.112-ИП04.1 ВЭСО000107.356.112-ИП034 ВЭСО000107.356.112-ИП035
8	Распределительное устройство 35кВ КРУЗ 80A Siemens	шт.	11	в поставке МУ
9	АИИС КУЗ Шкаф серверов	шт.	1	ВЭСО000107.356.112-ИП034
10	Шкаф АСУ и СОТИ АССО Основной	шт.	1	ВЭСО000107.356.112-ИП035

Экспликация оборудования (окончание)

Поз.	Наименование	Ед.	Кол-во	Производитель
11	Шкаф АСУ и СОТИ АССО Резервный	шт.	1	ВЭСО000107.356.112-ИП035
12	Системы связи Шкаф оператора связи (С1, С2)	шт.	2	ВЭСО000107.356.112-ИП04.1
13	Шкаф системы связи Основной (С3)	шт.	1	ВЭСО000107.356.112-ИП04.1
14	Шкаф системы связи Резервный (С4)	шт.	1	ВЭСО000107.356.112-ИП04.1
15	Шкаф РАС (регистратор аварийных событий)	шт.	1	ВЭСО000107.356.112-ИП033
16	Шкаф ЦСТИ (центра сбора технологической информации)	шт.	1	По отдельному титулу
17	Шкаф КСБ	шт.	1	ВЭСО000107.356.112-ИП04.1
18	Щит автоматики отопления вентиляции (ЩАОВ)	шт.	5	в поставке МУ
19	Шкаф пожарной сигнализации (ПС)	шт.	5	в поставке МУ
20	Шкаф системы безопасности и охранной сигнализации (ОС, СКУД)	шт.	5	в поставке МУ
21	Шкаф РУНН-0,4 кВ	шт.	1	в поставке МУ
22	Шкаф тепловой защиты трансформатора (ШТЗ)	шт.	2	в поставке МУ

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	ВЭСО000107.356.112-ИП03.3.07			
Разработал	Соловьева				19.02.21	ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Проверил	Гайдук				19.02.21	"Гражданская ВЭС. Ветропарковая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Гражданская ВЭС". Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)			
Нач. отд.	Гайдук				19.02.21	План расположения оборудования в здании МУ Гражданской ВЭС			
Н. контр.	Пирогова				19.02.21	ООО "ЕРСМ Сибири"			
Утв.									
Гип	Бондарчук				19.02.21				






Проверка трансформаторов тока 35 кВ

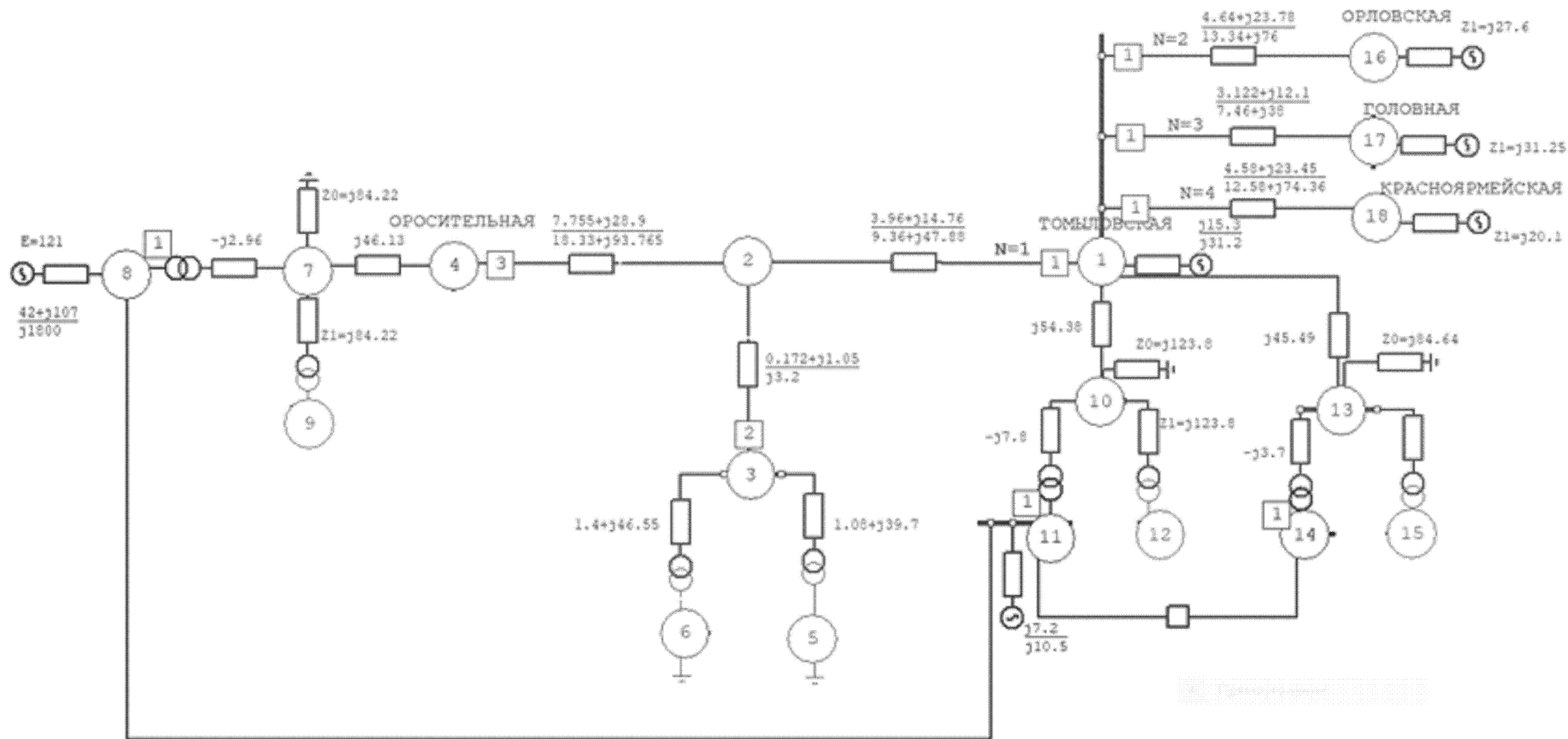
Группа данных	Наименование величины	Обозначение	Место установки ТТ			
			РП-35 кВ Гражданской ВЭС			
			Яч.1. ТСН	Яч.2. К/Л 35 кВ РУ Гражданской ВЭС	Яч.3. ВЭУ-8, ВЭУ-11	Яч.4. ВЭУ-16, ВЭУ-22
Характеристики ТТ	Марка и тип ТТ	–	4МС4	4МС4	4МС4	4МС4
	Класс обмотки	–	5Р	5Р	5Р	5Р
	Номинальный первичный ток ТТ, А	I1 ном	200	2000	1000	1000
	Номинальный первичный ток ТТ, А	I2 ном	5	5	5	5
	Номинальная предельная кратность	K ном	30	30	30	30
	Номинальная вторичная мощность, ВА	S2 ном	10	10	10	10
	Схема соединения обмоток	–	полная звезда			
Характеристики нагрузки	Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом	Z ном	0,1	0,23	0,18	0,18
	Длина контрольного кабеля от выводов трансформатора до места установки защиты, м	l каб.	23	25	27	29
	Поперечное сечение контрольного кабеля, мм кв.	S каб.	2,5	2,5	2,5	2,5
	Материал контрольного кабеля	–	медь			
	Удельное сопротивление контрольного кабеля, Ом*ммкв/м	ρ	0,0175	0,0175	0,0175	0,0175
	Количество устройств, шт.	–	2	2	2	2
Данные блока РЗ	Тип устройства РЗА	–	МП терминал+РАС	МП терминал+РАС	МП терминал+РАС	МП терминал+РАС
	Сопротивление аналогового входа тока, Ом	Z реле	0,028	0,028	0,028	0,028
	Первичный ток срабатывания ТО, А	I ТО с.з.	48	–	1278	1277
	Первичный ток срабатывания МТЗ, А	I МТЗ с.з.	10	2361	858	322
	Первичный ток срабатывания ТЗОП, А	I ТЗОП с.з.	–	–	85,8	32,2
	Первичный ток срабатывания ТЗНП, А	I ТЗНП с.з.	1,00	126,00	53,40	10,80
	Максимальный первичный ток при 3-х фазном КЗ, А	I1 макс(3)	16626	14664	15912	16356
	Максимальный первичный ток при 1 фазном КЗ, А	I1 макс(1)	404	404	404	404
Условие K10доп ≥ K10расч.	Расчетный первичный ток, А	I1 расч.	52,8	2597,1	1405,8	1404,7
	Предельная кратность для расчетного тока	K10расч.	0,26	1,30	1,41	1,40
	Фактическое сопротивление нагрузки при 3-х фазном КЗ, Ом	Zн.факт.расч(3)	0,321	0,338	0,355	0,372
	Фактическое сопротивление нагрузки при 1 фазном КЗ, Ом	Zн.факт.расч(1)	0,514	0,548	0,582	0,615
	Допустимая кратность отмотки при 3-х фазном КЗ	K10доп(3)	35,613	33,275	32,536	31,545
	Допустимая кратность отмотки при 1 фазном КЗ	K10доп(1)	24,414	24,293	22,847	21,881
	K10доп(3) ≥ K10расч.	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
Условие fрасч ≤ fдоп	K10доп(1) ≥ K10расч.	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
	Максимальная кратность тока при 3-х фазном КЗ, А	K макс(3)	83,130	7,332	15,912	16,356
	Максимальная кратность тока при 1 фазном КЗ, А	K макс(1)	2,02	0,202	0,404	0,404
	Обобщенный коэффициент при 3-х фазном КЗ	A(3)	2,334	0,220	0,489	0,519
	Обобщенный коэффициент при 1 фазном КЗ	A(1)	0,083	0,008	0,018	0,018
	Допустимая токовая погрешность, %	f доп	50,0	50,0	50,0	50,0
	Расчетная токовая погрешность при 3-х фазном КЗ, %	f расч(3)	45,0	10,0	10,0	10,0
	Расчетная токовая погрешность при 1 фазном КЗ, %	f расч(1)	10,0	10,0	10,0	10,0
	f расч(3) ≤ f доп	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
Условие U2макс ≤ Uдоп	f расч(1) ≤ f доп	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
	Предельно допустимое значение напряжения на зажимах вторичной отмотки ТТ, В	U доп	1000	1000	1000	1000
	Напряжение на зажимах вторичной отмотки ТТ при 3-х фазном КЗ, В	U2 макс(3)	188,807	17,524	39,920	42,977
	Напряжение на зажимах вторичной отмотки ТТ при 1 фазном КЗ, В	U2 макс(1)	7,347	0,783	1,661	1,757
	U2 макс(3) ≤ U доп	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
	U2 макс(1) ≤ U доп	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено

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






						ВЭС000107.356.113-И/03.3.02			
						ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Гражданская ВЭС. Ветропарк электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги", Этап 3. "Гражданская ВЭС": ВЭУ №№1-11 (код ГТП генерации GVE0647) максимальной мощностью 50,0 МВт	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Соловьева				19.02.21				
Проверил	Гайдук				19.02.21				
Нач. отд.	Гайдук				19.02.21				
Н. контр.	Пирогова				19.02.21				
Утв.						Расчет параметров ТТ 35 кВ и их вторичных цепей	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Гип	Бондарчук				19.02.21				

Согласовано			Позиция	Наименование и техническая характеристика	Тип, марка, обозначение документа, опросного листа	Код оборудования, изделия, материала	Завод-изготовитель	Единица измерения	Кол-во	Масса единицы, кг, кг/км	Примечания	69					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9						
				1 Оборудование													
			1.1	Шкаф РАС						шт.	1						
			1.2	Ноутбук для АРМ РЗА						шт.	1						
				Lenovo thinkpad L480 (i3,HDD 500Gb, Intel UHD Graphic)													
			1.3	МП терминал защиты и автоматики ввода 35 кВ						шт.	1		Поставка и монтаж комплектно с ячейками РП-35 кВ				
			1.4	МП терминал защиты и автоматики кабельной линии 35 кВ						шт.	2		Поставка и монтаж комплектно с ячейками РП-35 кВ				
			1.5	МП терминал защиты и автоматики ТСН 35 кВ						шт.	1		Поставка и монтаж комплектно с ячейками РП-35 кВ				
				2 Программно-технический комплекс (АРМ РЗА)													
			2.1	ПО для конфигурирования МП терминалов						шт.	1		Поставляется комплектно с ячейками РП-35 кВ				
				3 Материалы													
			3.1	Олово						гр.	50						
			3.2	Трубка ПВХ d=6 мм (кембрик)						м	10	0,016					
			3.3	Наконечник кабельный медный (100 шт. в упаковке)			НКИ 2,5-5			шт.	2						
				4 Кабельная продукция													
				Кабель контрольный с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из			КВВГЭнг(А)-LS										
				ПВХ пластиката пониженной пожарной опасности, в экране под			ГОСТ 26411-85										
				оболочкой с низким дымо- и газовыделением, сечением в кв. мм:													
			Взам. инв. N			4.1	7х2,5				м	33	404				
						4.2	5х2,5				м	332	336				
4.3	7х1,5							м	256	310							
Подл. и дата																	
Инв. N подл.																	

						ВЭС000107.356.11.2-И/ОЗ.3.СО					
						ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Гражданская ВЭС": Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)			Стадия	Лист	Листов
Разработал		Соловьева			19.02.21				П	1	2
Проверил		Гайдуков			19.02.21						
Нач. отд.		Гайдуков			19.02.21						
Н. контр.		Пирогова			19.02.21						
Утв.						Спецификация оборудования, изделий и материалов			ООО "ЕРСМ Сибири"		
ГИП		Бондарчук			19.02.21						



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

						Приложение А			
						ООО "Четырнадцатый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал		Соловьева			19.02.21	"Гражданская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Гражданская ВЭС": Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Гайдуков			19.02.21		П		1
Нач. отд.		Гайдуков			19.02.21				
Н. контр.		Пирогова			19.02.21				
Утв.									
ГИП		Бондарчук			19.02.21	Схема замещения прилегающей сети	ООО "ЕРСМ Сибири"		

Результаты расчетов токов короткого замыкания в максимальном режиме без учета подпитки от ВЭУ

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Гражданская ВЭС ДАТА-01.04.2021. ВРЕМЯ-15:06:34

УЗЕЛ-КЗ 1 3 4 5 6

ПОДРЕЖИМ 1

ОТКЛ 1-16 1-17 1-18

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1										
ОТКЛ	1-16	(ТОМЫЛОВСКАЯ	-	ОРЛОВСКАЯ						
ОТКЛ	1-17	(ТОМЫЛОВСКАЯ	-	ГОЛОВНАЯ						
ОТКЛ	1-18	(ТОМЫЛОВСКАЯ	-	КРАСНОЯРМЕЙСКАЯ						
1-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ			Однофазное КЗ (А0)					
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)			I1 (мод/фаза)		I2 (мод/фаза)		3I0 (м/ф)	
	U=230.0/-0	Z1=0.084+j11.354	Z2=0.084+j11.354		Z0=0.411+j14.556					
1-	ТОМЫЛОВСКАЯ	11694	90	3563	91	3563	91	10688	91	
0		8679	90	2645	90	2644	90	4988	89	
2		265	109	81	110	81	110	2171	97	
10		1307	90	398	90	398	90	1666	89	
13		1457	90	444	90	444	90	1881	89	
	U=230.0/-0	Z1=4.169+j26.024	Z2=4.169+j26.024		Z0=0.832+j15.348					
3-		5038	99	1952	98	1952	98	5856	98	
2		5038	99	1952	98	1952	98	1662	101	
5		0	0	0	0	0	0	2266	96	
6		0	0	0	0	0	0	1932	96	
	U=230.0/-0	Z1=11.137+j49.051	Z2=11.137+j49.051		Z0=4.429+j54.656					
4-	ОРОСИТЕЛЬНАЯ	2640	103	856	100	856	100	2569	100	
2		2350	102	762	99	762	99	1233	105	
7		291	109	94	107	95	107	1345	95	
	U=37.0/-0	Z1=0.136+j1.699	Z2=0.136+j1.699		Z0=0.000-j-0.000					
5-		12526	95	-		-		-		
0	Нейтраль (*)	0	0	-		-		-		
3		12526	95	-		-		-		
	U=37.0/-0	Z1=0.144+j1.876	Z2=0.144+j1.876		Z0=0.000-j-0.000					
6-		11346	94	-		-		-		
0	Нейтраль (*)	0	0	-		-		-		
3		11346	94	-		-		-		

(*) - В узле примыкания нейтрали недопустимо Однофазное КЗ (А0). Схема соединения силовых обмоток трансформатора <звезда заземлённая/треугольник>.

Результаты расчетов токов короткого замыкания в минимальном режиме без учета подпитки от ВЭУ

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-Гражданская ВЭС ДАТА=01.04.2021. ВРЕМЯ=15:10:28

УЗЕЛ-КЗ 1 3 4 5 6

ПОДРЕЖИМ 1

ОТКЛ 1-16 1-17 1-18

ИЗМЕНИТЬ 0-1 X1=122,3 X0=245

ИЗМЕНИТЬ 0-8 X0=1

ИЗМЕНИТЬ 8-11 X0=1

ИЗМЕНИТЬ 0-11 X1=3,8 X0=100

ЭЛЕМЕНТ 313

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Подрежим 1			
ОТКЛ	1-16	(ТОМЫЛОВСКАЯ	- ОРЛОВСКАЯ)
ОТКЛ	1-17	(ТОМЫЛОВСКАЯ	- ГОЛОВНАЯ)
ОТКЛ	1-18	(ТОМЫЛОВСКАЯ	- КРАСНОЯРМЕЙСКАЯ)
ИЗМЕНИТЬ	0-1	(0	- ТОМЫЛОВСКАЯ)
ИЗМЕНИТЬ	0-8	(0	- -)
ИЗМЕНИТЬ	8-11	(-	- -)
ИЗМЕНИТЬ	0-11	(0	- -)
ЭЛЕМЕНТ	313	()

11-Пояс	Наименование	3х-фазное КЗ	Однофазное КЗ (А0)			
Узла	Узла	I1 (мод/фаза)	I1 (мод/фаза)	I2 (мод/фаза)	3I0 (м/ф)	
1-	U=229.9/-0 Z1=0.918+j37.502 Z2=0.918+j37.502 Z0=1.510+j27.138					
1-	ТОМЫЛОВСКАЯ	3539 91	1299 92	1299 92	3897 92	
0		1086 90	399 90	398 90	432 89	
2		265 109	97 110	97 110	1507 97	
10		2201 90	808 90	808 90	1968 89	
3-	U=229.9/-0 Z1=5.062+j50.600 Z2=5.062+j50.600 Z0=0.764+j15.813					
2		2610 96	1130 95	1130 95	3389 95	
5		2610 96	1130 95	1130 95	888 98	
6		0 0	0 0	0 0	1351 94	
		0 0	0 0	0 0	1152 94	
4-	U=229.9/-0 Z1=12.129+j70.689 Z2=12.129+j70.689 Z0=1.570+j33.415					
2	ГОРОСИТЕЛЬНАЯ	1851 100	751 98	751 98	2254 98	
7		1564 98	635 97	635 97	648 105	
		291 109	118 108	118 108	1612 96	
5-	U=37.0/-0 Z1=0.159+j2.334 Z2=0.159+j2.334 Z0=0.000-j-0.000					
0	Нейтраль (*)	9123 94	-	-	-	
3		0 0	-	-	-	
		9123 94	-	-	-	
6-	U=37.0/-0 Z1=0.167+j2.511 Z2=0.167+j2.511 Z0=0.000-j-0.000					
0	Нейтраль (*)	8481 94	-	-	-	
3		0 0	-	-	-	
		8481 94	-	-	-	

(*) - В узле примыкания нейтрали недопустимо Однофазное КЗ (А0). Схема соединения силовых обмоток трансформатора <звезда заземлённая/треугольник>.

Приложение Г
Сводная спецификация кабеля

Марка		ВВГнг(A)-LS	КВВГЭнг(A)-LS			КВПЭфнг(A)-LS-5е 4х2х0,52
Количество жил и сечение мм2		3х1,5	7х2,5	5х2,5	7х1,5	
Количество используемых жил		20	6	44	42	
Количество отрезков		10	1	10	8	8
Общая длина (м.), в том числе по способу прокладки:		67	33	332	256	144
ОРУ	в ж/б лотках					
	в трубах, гофрах, коробах (по строит.конструкциям)					
	в трубе в земле					
ОПУ (ЗРУ, РЩ)	по кабельным конструкциям и панелям	67	33	332	256	144
	в ПВХ трубе (канале)					

Ориентировочный расчет времени до насыщения трансформаторов тока

Расчет времени насыщения трансформаторов тока производится по методике, приведенной в ГОСТ Р 58669-2019. Для проведения расчета времени насыщения на стадии проектной документации выбран расчет аналитическим методом. После выбора поставщиков оборудования должен быть проведен уточняющий расчет графическим методом по паспортным данным либо графическим методом с использованием вольтамперных характеристик.

Расчет производится в максимальном режиме при максимальных токах короткого замыкания.

1 Расчет постоянной времени затухания

Рассчитываем эквивалентную постоянную времени по формуле:

$$T_{p.экв} = \frac{1}{I_{K3\Sigma}} \times \left(\sum_{i=1}^n I_{K3i} \times T_{p.i} \right)$$

где $I_{K3\Sigma}$ – суммарный ток КЗ;

I_{K3i} – ток КЗ в i -ой ветви;

$T_{p.i}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока в каждой i -ой ветви;

$$T_{p.i} = \frac{X_i}{\omega \times R_i}$$

1. Рассчитываем постоянную времени затухания тока трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ КРУЭ 35 кВ Ольховской ВЭС:

$$T_{p.} = \frac{1,88}{314 \times 0,147} = 41 \text{ мс}$$

2 Расчет нагрузки во вторичных цепях ТТ

Расчет нагрузки во вторичных цепях ТТ для трехфазного КЗ выполняется по формуле:

$$Z_{н.факт} = r_{пр} = \frac{\rho \times l}{S}$$

Сопротивление микропроцессорных устройств допускается не учитывать.

3 Расчет времени насыщения

Расчет времени насыщения ТТ при отсутствии остаточной намагниченности сердечника выполняется по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \times \ln \frac{\omega \times T_{\text{р.экв}}}{\omega \times T_{\text{р.экв}} - A + 1}$$

при соблюдении следующих условий:

$$\omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 > A$$

$$A > 1$$

Невыполнение условия $\omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 > A$ означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

Невыполнение условия $A > 1$ означает, что эксплуатация ТТ в таких условиях недопустима.

Расчет времени насыщения ТТ при наличии остаточной намагниченности в сердечнике выполняется по формуле:

$$t_{\text{нас}} = T_{\text{р.экв}} \times \ln \frac{\omega \times T_{\text{р.экв}}}{\omega \times T_{\text{р.экв}} - A \times (1 - K_r) + 1}$$

при соблюдении следующих условий:

$$\omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 > A \times (1 - K_r)$$

$$A \times (1 - K_r) > 1$$

Невыполнение условия $\omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 > A \times (1 - K_r)$ означает, что насыщение магнитопровода отсутствует и время до насыщения ТТ равно бесконечности.

Невыполнение условия $A \times (1 - K_r) > 1$ означает, что требуется произвести расчет графическим методом по паспортным данным.

Параметр режима А рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{I_{1\text{ ном}} \times K_{\text{ном}} \times z_{2\Sigma\text{ ном}}}{I_{\text{кз}} \times z_{2\Sigma}}$$

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

$K_{\text{ном}}$ – номинальная предельная кратность ТТ;

$I_{\text{кз}}$ – максимальный ток короткого замыкания;

$z_{2\Sigma\text{ ном}}$ – номинальное полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ;

$z_{2\Sigma}$ – полное сопротивление ветви вторичного тока.

$$z_{2\Sigma\text{ ном}} = \sqrt{(R_2 + z_{\text{н.ном}} \times \cos \varphi_{\text{н.ном}})^2 + (X_2 + z_{\text{н.ном}} \times \sin \varphi_{\text{н.ном}})^2}$$

где R_2 – активное сопротивление вторичной обмотки ТТ;

X_2 – реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ;

$z_{\text{н.ном}}$ – номинальная нагрузка ТТ;

$\varphi_{\text{н.ном}}$ – номинальное значение угла сопротивления нагрузки ТТ.

$$z_{2\Sigma} = \sqrt{(R_2 + R_{\text{н.факт}})^2 + (X_2 + X_{\text{н.факт}})^2}$$

где $R_{\text{н.факт}}$ – фактическое активное сопротивление нагрузки ТТ;

$X_{\text{н.факт}}$ – фактическое реактивное сопротивление нагрузки ТТ.

4 Результаты расчетов

Таблица 4.1 – Ориентировочный расчет времени насыщения ТТ 35 кВ при трехфазном КЗ в зоне действия защит без остаточного намагничивания

Наименование присоединения	Тип защит	Тип ТТ	Номинальный первичный ток ТТ I1ном, А	Номинальный вторичный ток ТТ I2ном, А	Номинальная мощность ТТ Sном, ВА	Номинальная предельная кратность ТТ	Максимальный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R2, Ом	Реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X2, Ом	Номинальная нагрузка ТТ Zn.ном, Ом	Эквивалентная постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токовых цепей L, м	Сечение кабеля S, мм2	Сопротивление аналогового входа Rрф, Ом	Фактическое активное сопротивление нагрузки Rн.факт, Ом	Фактическое реактивное сопротивление нагрузки Xн.факт, Ом	cosφ	sinφ	Параметр режима А	Остаточная намагниченность Kг	Проверка условия ω×Тр.экв+1>А	Проверка условия А>1	Время насыщения тнас, сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	15943	0,18	0	0,4	0,041	20	2,5	0,028	0,168	0	1	0	0,627	0,00	условие выполняется	*	-
Ввод 35 кВ СШ	МТЗ	4МС4	2000	5	10	30	13981	0,23	0	0,4	0,041	25	2,5	0,028	0,203	0	1	0	6,244	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0214
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №8,11	МТЗ, ДЗ	4МС4	1000	5	10	30	14962	0,18	0	0,4	0,041	27	2,5	0,028	0,217	0	1	0	2,929	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0067
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №16,22	МТЗ, ДЗ	4МС4	1000	5	10	30	14962	0,18	0	0,4	0,041	29	2,5	0,028	0,231	0	1	0	2,830	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0063

Таблица 4.2 – Ориентировочный расчет времени насыщения ТТ 35 кВ при трехфазном КЗ в зоне действия защит с учетом остаточного намагничивания

Наименование присоединения	Тип защит	Тип ТТ	Номинальный первичный ток ТТ I1ном, А	Номинальный вторичный ток ТТ I2ном, А	Номинальная мощность ТТ Sном, ВА	Номинальная предельная кратность ТТ	Максимальный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R2, Ом	Реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X2, Ом	Номинальная нагрузка ТТ Zn.ном, Ом	Эквивалентная постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токовых цепей L, м	Сечение кабеля S, мм2	Сопротивление аналогового входа Rрф, Ом	Фактическое активное сопротивление нагрузки Rн.факт, Ом	Фактическое реактивное сопротивление нагрузки Xн.факт, Ом	cosφ	sinφ	Параметр режима А	Остаточная намагниченность Kг	Проверка условия ω×Тр.экв+1>А*(1-Kг)	Проверка условия А*(1-Kг)>1	Время насыщения тнас, сек	Время насыщения по граф. методу тнас, сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	15943	0,18	0	0,4	0,041	20	2,5	0,028	0,168	0	1	0	0,627	0,87	условие выполняется	необходим расчет графическим методом	-0,0028	0,002
Ввод 35 кВ СШ	МТЗ	4МС4	2000	5	10	30	13981	0,23	0	0,4	0,041	25	2,5	0,028	0,203	0	1	0	6,244	0,87	условие выполняется	необходим расчет графическим методом	-0,0006	0,004
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №8,11	МТЗ, ДЗ	4МС4	1000	5	10	30	14962	0,18	0	0,4	0,041	27	2,5	0,028	0,217	0	1	0	2,929	0,87	условие выполняется	необходим расчет графическим методом	-0,0019	0,003
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №16,22	МТЗ, ДЗ	4МС4	1000	5	10	30	14962	0,18	0	0,4	0,041	29	2,5	0,028	0,231	0	1	0	2,830	0,87	условие выполняется	необходим расчет графическим методом	-0,0020	0,003

Вывод:

1. При коротком замыкании в зоне действия защит при отсутствии остаточной намагниченности время насыщения трансформаторов тока существенно меньше времени замера тока терминалами РЗА (10-20 мс) за исключением ТТ, установленного в ячейке ввода 35 кВ. В данных режимах насыщение не приводит к неправильной работе устройств РЗА, так как при насыщении ТТ будет передавать максимально возможную величину тока КЗ (с учетом постоянной времени затухания), которая существенно выше уставок срабатывания, а уставка срабатывания по времени ДЗ существенно больше времени затухания апериодической составляющей.
2. При коротком замыкании в зоне действия защит при наличии остаточной намагниченности время насыщения трансформаторов тока существенно меньше времени замера тока терминалами РЗА (10-20 мс). В данных режимах насыщение не приводит к неправильной работе устройств РЗА, так как при насыщении ТТ будет передавать максимально возможную величину тока КЗ (с учетом постоянной времени затухания), которая существенно выше уставок срабатывания, а уставка срабатывания по времени ДЗ существенно больше времени затухания апериодической составляющей.
3. Так как в КРУЭ 35 кВ Гражданской ВЭС отсутствуют защиты, работающие по дифференциальному принципу и быстродействующие дистанционные защиты, то применение выбранных трансформаторов тока допустимо.
4. * – при А менее 1 расчет времени не производится.