



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 «Девятый Ветропарк ФРВ»

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

Этап 2. «Ивановская 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»

ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «ЕРСМ Сибири»

Заказчик – ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»

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

Этап 2. «Ивановская 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»

ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛО3.3

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Технический директор

Лушников А.А.

Главный инженер проекта

Бондарчук А.Н.



СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3-С	Содержание тома	2
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3-СГИ	Справка главного инженера проекта	3
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ	Пояснительная записка	4
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.01	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС Ивановской ВЭС	58
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.02	Схема замещения сети 35 кВ	59
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.03	Схема организации цепей напряжения РП-35 кВ МУ Ивановской ВЭС	60
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.04	Структурно-функциональная схема МТЗ и АУВ ввода 35 кВ	61
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.05	Структурно-функциональная схема комплекта защит отходящих линий 35 кВ	62
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.06	Структурно-функциональная схема комплекта защит и АУВ ТСН-35 кВ	63
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.07	План расположения оборудования в здании МУ Ивановской ВЭС	64
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.08	Расчет параметров ТТ 35 кВ и их вторичных цепей	65
ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.3.СО	Спецификация оборудования, изделий и материалов	66
Приложение А	Схема замещения прилегающей сети	68
Приложение Б	Результаты расчетов токов короткого замыкания в максимальном режиме без учета подпитки от ВЭУ	69
Приложение В	Результаты расчетов токов короткого замыкания в минимальном режиме без учета подпитки от ВЭУ	70
Приложение Г	Сводная спецификация кабеля	71
Приложение Д	Ориентировочный расчет времени до насыщения трансформаторов тока	72

ВЭС000107.356.2.1.2-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

«Ивановская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги». «Второй этап строительства»
Релейная защита и регистрация аварийных событий.
Содержание тома

Стадия	Лист	Листов
П		1



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.	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 10%;"></td> <td style="width: 40%; text-align: center; vertical-align: middle;"> ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-СГИ </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Изм.</td> <td style="text-align: center;">Кол.уч.</td> <td style="text-align: center;">Лист</td> <td style="text-align: center;">№ док</td> <td style="text-align: center;">Подп.</td> <td style="text-align: center;">Дата</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Разраб.</td> <td>Соловьева</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>19.02.21</td> <td rowspan="5" style="vertical-align: top;"> Ивановская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. «Второй этап строительства» Релейная защита и регистрация аварийных событий. Справка главного инженера </td> </tr> <tr> <td>Проверил</td> <td>Гайдуков</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>19.02.21</td> </tr> <tr> <td>Нач. отд.</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Н. контр.</td> <td>Пирогова</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>19.02.21</td> </tr> <tr> <td>ГИП</td> <td>Бондарчук</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>19.02.21</td> </tr> </table>							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-СГИ	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		Разраб.	Соловьева				19.02.21	Ивановская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. «Второй этап строительства» Релейная защита и регистрация аварийных событий. Справка главного инженера	Проверил	Гайдуков				19.02.21	Нач. отд.						Н. контр.	Пирогова				19.02.21	ГИП	Бондарчук				19.02.21
							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-СГИ																																							
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата																																								
	Разраб.	Соловьева				19.02.21	Ивановская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги. «Второй этап строительства» Релейная защита и регистрация аварийных событий. Справка главного инженера																																							
	Проверил	Гайдуков				19.02.21																																								
	Нач. отд.																																													
	Н. контр.	Пирогова				19.02.21																																								
ГИП	Бондарчук				19.02.21																																									
Стадия	Лист	Листов																																												
П		1																																												
ЕРСМ Сибири <small>Engineering Procurement Construction Management</small>																																														

						ВЭС000107.356.2.1.2-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 Ивановской 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.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							3

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.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ				4

3. Основные технические требования к комплектam P3A

3.1. Общие технические требования к оборудованию P3A

Технические средства P3A 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 P3A 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 P3A

Микропроцессорные терминалы P3A 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. № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 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

ВЭС000107.356.2.1.2-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.							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист	
											7
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- 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 осциллографирование различных сигналов;

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.2-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.	<p>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°.</p> <p>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.</p>						Лист		
			<p>ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ</p>						9		
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:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

11

- 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. №							ВЭС000107.356.2.1.2-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.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										13
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

4. Общие сведения о проектируемом объекте

Заданием на проектирование предусматривается строительство ветровой электрической станции (ВЭС) с внутриплощадочными автомобильными дорогами «Ивановская ВЭС» максимальной мощностью 50,05 МВт, которая располагается на территории Красноармейского муниципального района Самарской области.

Выдача мощности Ивановской 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 Ивановской ВЭС в РУ-35 кВ Гражданской ВЭС выделяется одна линейная ячейка мощностью 50,05 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-35кВ. 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.

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛО3.3-ПЗ				14

- 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);
- защита от замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- токовая защита обратной последовательности (ТЗОП);
- автоматическое ускорение МТЗ;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.2-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.	Проектом предусматривается подключение выходных цепи 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:							
			<div><div>- для ячейки ТСН – на собственный выключатель;</div><div>- для ячейки отходящей линии к ВЭУ – на выключатель ввода (ввиду отсутствия собственного выключателя);</div></div>							
							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ		Лист	
									17	
Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата					

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

- 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 Ивановской 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.И.В. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										18
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

МУ ВЭС. РП-35 кВ.
Ячейка №2. КЛ 35 кВ
Ивановская ВЭС – РУ 35 кВ Гражданской ВЭС

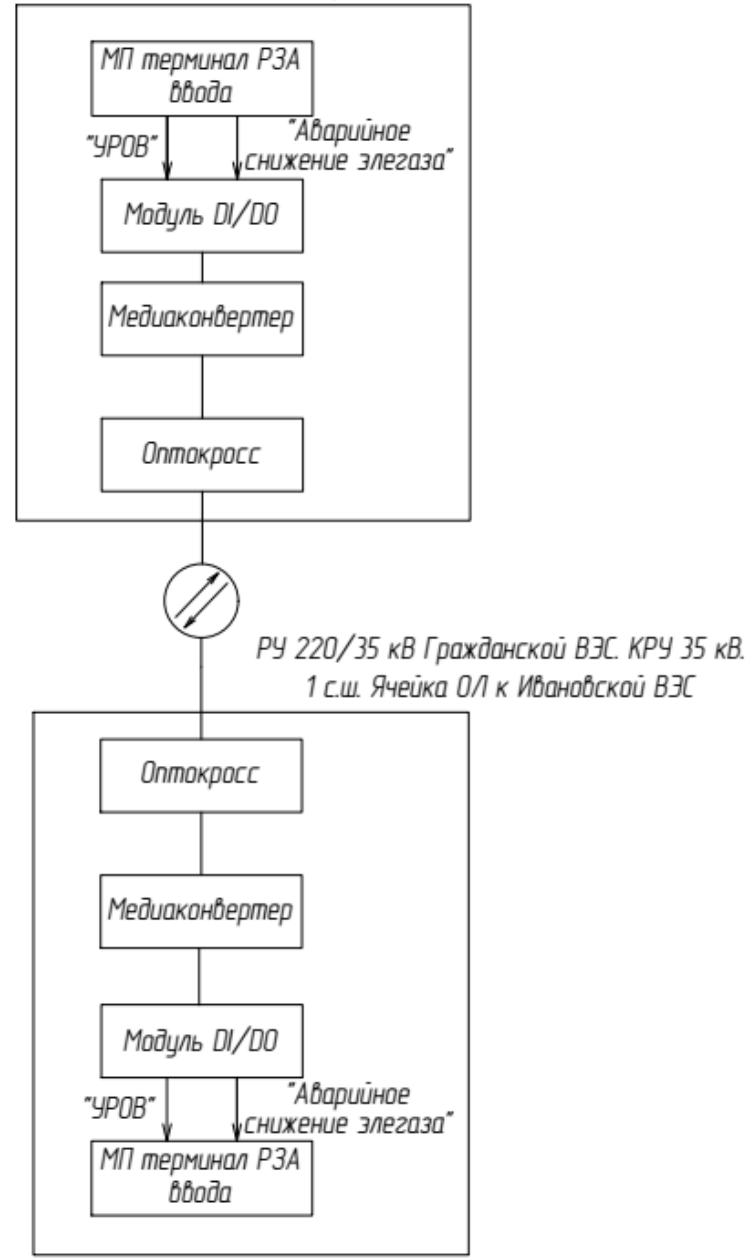


Рисунок 1 – Структурная схема передачи сигналов на РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Ивановской ВЭС

План прокладки оптического кабеля для передачи сигналов РЗА с Покровской ВЭС на РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС отражен в томе ВЭС000107.356.3.1.2-ППО.

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

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

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:

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС 000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							20

- 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

ВЭС000107.356.2.1.2-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	ВЗС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Взам. инв. №
							Подп. и дата
							Инв. № подл.
							Лист
							22

- измерения – токов, напряжений и мощностей соответствующего присоединения.

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).

Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ						
			23						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

«Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства».

Вторичное оборудование, системы связи, кабели вторичной коммутации на протяжении всего срока службы подвергаются электромагнитным воздействиям разного вида. Невыполнение условий ЭМС приводит к повреждению вторичного оборудования, неправильным действиям (отказам, излишним или ложным срабатываниям) устройств РЗА, перекрытию изоляции кабелей вторичной коммутации и клемм шкафов вторичной коммутации, сбою в работе автоматизированных рабочих мест персонала и т.д., существенно снижает надежность работы энергообъекта.

Критерием выполнения условий ЭМС является обеспечение электромагнитной обстановки, при которой наибольшие возможные уровни электромагнитных воздействий всех видов на объекте электросетевого хозяйства не превышают допустимых значений для каждого конкретного вторичного оборудования.

Для присоединений РП-35 кВ Ивановской ВЭС предусмотрены защиты на микропроцессорной элементной базе, которые по допустимым значениям импульсных помех, требуют соответствующей защиты вторичных цепей от импульсных помех.

Для снижения уровня помех во вторичных цепях предусматриваются следующие мероприятия:

- применение экранированных кабелей и кабелей с металлической броней;
- заземление экранов контрольных кабелей с обеих сторон с применением специальных зажимов или разъемов;
- установка специальной медной шины внутри шкафов с МП терминалами для заземления экранов кабелей, корпусов терминалов и других устройств.

Технические решения по заземляющему устройству и молниезащите рассмотрены в томе ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛО3.1.

Все оборудование ВЭУ имеет декларацию ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	специальных зажимов или разъемов;						
			– установка специальной медной шины внутри шкафов с МП терминалами для заземления экранов кабелей, корпусов терминалов и других устройств.						
			Технические решения по заземляющему устройству и молниезащите рассмотрены в томе ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛО3.1.						
Все оборудование ВЭУ имеет декларацию ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»									
							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛО3.3-ПЗ		Лист
									25
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

5.5. Независимая регистрация аварийных событий

На Ивановской ВЭС в части РП-35 кВ предусматривается выполнение независимой системы регистрации аварийных событий.

Подсистема РАС состоит из шкафа автономного РАС, который располагается в помещении систем Модуля управления ВЭС, и регистраторов аварийных событий в составе устройств РЗА.

Подсистема РАС предназначена для накопления и представления информации о процессе возникновения, развитии и ликвидации аварийных ситуаций на основном электрооборудовании подстанции. На основе этой информации должна обеспечиваться возможность определения первопричины отключения оборудования и оценка правильности работы устройств РЗА.

РАС имеет возможность автоматической передачи результатов регистрации (осциллограмм), в том числе осциллограмм с терминалов РЗА, на сервер РАС для дальнейшего архивирования, а также отображения данных и ретроспективного анализа средствами АРМ инженера службы РЗА, а также последующей передачи в центр управления ВЭС и РДУ в формате Comtrade. На АРМ РЗА должно быть установлено специализированное ПО для отображения и анализа данных от РАС и терминалов РЗА в формате Comtrade. Передача данных осуществляется по сети АСУ ТП Ивановской ВЭС.

Критерии пуска и значения уставок выбираются в соответствии с 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» и согласовываются Заказчиком.

Перечень аналоговых и дискретных сигналов охватываемых системой РАС представлен в таблицах 1 и 2.

И.в. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ						
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Таблица 1 – Перечень аналоговых сигналов, передаваемых в РАС

№ п/п	Тип присоединения	Наименование сигнала	Источник сигнала	Приемник сигнала
1	ТН 35 кВ Ивановской ВЭС	Напряжение фазы А - Ua	ТН обмотки 0,5 и 3Р	Модуль управления ВЭС. Помещение систем. Шкаф РАС
2		Напряжение фазы В - Ub		
3		Напряжение фазы С - Uc		
4		Напряжение 3U0		
5		Частота электрического тока - f		
6	ТСН 35/0,4 кВ РП 35 кВ Ивановской ВЭС	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
7		Ток фазы В - Ib		
8		Ток фазы С - Ic		
9	КЛ РП 35 кВ Ивановская ВЭС – РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
10		Ток фазы В - Ib		
11		Ток фазы С - Ic		
12	КЛ РП 35 кВ Ивановская ВЭС – ВЭУ-8-ВЭУ-11	Ток фазы А - Ia	ТТ обмотка 5Р	
13		Ток фазы В - Ib		
14		Ток фазы С - Ic		
15	СГЭ ИБП1	Напряжение фазы А - Ua	Шинка стабилизированного напряжения	
16		Напряжение фазы В - Ub		
17		Напряжение фазы С - Uc		
18	СГЭ ИБП2	Напряжение фазы А - Ua	Шинка стабилизированного напряжения	
19		Напряжение фазы В - Ub		
20		Напряжение фазы С - Uc		
21	СОПТ 1 с.ш.	Напряжение +U относительно земли 1 секции	Шинки напряжения =220 В	
22		Напряжение -U относительно земли 1 секции		
23		Напряжение +U относительно -U 1 секции		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

28

				33
№ ПП	Тип присоединения	Наименование сигнала	Приемник сигнала	
17	СГЭ	Авария сети (ИБП1)		
18		Авария преобразователя (ИБП1)		
16		Авария АБ (ИБП1)		
17		Общая неисправность (ИБП1)		
18		Авария сети (ИБП2)		
19		Авария преобразователя (ИБП2)		
20		Авария АБ (ИБП2)		
21		Общая неисправность (ИБП2)		
22	СОПТ	Нарушение изоляции между полюсами		
23		Нарушение изоляции между полюсом «+» и землей		
24		Нарушение изоляции между полюсом «-» и землей		
25		Обобщенный сигнал срабатывания защитного аппарата в цепи АБ		
26		Авария сети		
27		Неисправность ЗВУ-1		
28		Неисправность ЗВУ-2		
29		Общая неисправность		

*Примечание – Список сигналов может быть уточнен на стадии рабочего проектирования.

РАС должен иметь возможность подключения двух источников питания с АВР с ключом выбора питания.

Основные технические требования к РАС:

- погрешности записи параметров не более 0,5 %;
- точность привязки событий к единому (астрономическому) времени – не хуже 1 мс;

И.ф. № подл	Подп. и дата	Взам. и.ф. №

						ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							30
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- надёжную работу контактов измерительных органов РЗ при максимальном токе КЗ в условиях повышенных погрешностей ($f_{\max} \leq f_{\text{доп}}$);
- отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях ($U_{2\max} \leq U_{\text{доп}}$).

Условие $k_{10\text{доп}} \geq k_{10\text{расч}}$

Проверка ТТ на 10%-ную полную погрешность (условие $\varepsilon \leq 10\%$) выполняется по номинальным параметрам (номинальное значение Z_n при номинальной кратности тока k_n) и оценивается следующим условием

$$k_{10\text{доп}} \geq k_{10\text{расч}}, \quad (5.1)$$

где $k_{10\text{доп}}$ – допустимая кратность тока в условиях фактической нагрузки, рассчитывается по формуле (5.3);

$k_{10\text{расч}}$ – предельная кратность для расчётного тока, определяется по формуле

$$k_{10\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}}, \quad (5.2)$$

где $I_{1\text{расч}}$ – расчётный ток к.з., при котором должна быть обеспечена работа ТТ с погрешностью $\varepsilon \leq 10\%$. Определяется типом защиты, для токовых защит как правило равен $1,1 \times I_{1\text{с.з.}}$ (где $I_{1\text{с.з.}}$ – первичный ток срабатывания защиты), для дифференциальных защит определяется наибольшим током внешнего КЗ, А;

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

$$k_{10\text{доп}} = k_{\text{ном}} \frac{Z_2 + Z_{\text{ном}}}{Z_2 + Z_{\text{н.факт.расч}}}, \quad (5.3)$$

где $k_{\text{ном}}$ – номинальная предельная кратность обмотки ТТ;

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).

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

						ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

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

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

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

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

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

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

$Z_{реле}$ – 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 $I_n = 5 \text{ А}$. Также зависит от количества подключенных к обмотке ТТ устройств;

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

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

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

$$A = \frac{k_{\max}}{k_{10\text{доп}}}, \quad (5.6)$$

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

$$k_{\max} = \frac{I_{1\max}}{I_{1\text{ном}}} \quad (5.7)$$

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%.

Взам инв. №							
Подп и дата							
Инв. № подл							
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							33

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 ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.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 ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.4.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.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	3	0,2	6,8	-	2,0	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	1	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 ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.4.

Ид. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.2-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 Ивановской ВЭС в максимальном режиме (с учетом минимального сопротивления трансформатора при крайнем положении устройства РПН Т1 в РУ 220 кВ, РУ 35 кВ Гражданской ВЭС), без учета подпитки = 13,1 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) = 7,57 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 ВЭС000107.356.3.1.3-ТКР, ВЭС000107.356.3.1.4-ТКР

Ид. № подл	Подп и дата	Взам инв. №							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-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	1380	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,567	0,177
ВЭУ №2 – ВЭУ №3	1210	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,497	0,155
ВЭУ №3 – ВЭУ №4	1190	АПвПуг-35 3(1х150/25)	0,315	0,139
ВЭУ №4 – ВЭУ №5	2050	АПвПуг-35 3(1х240/25)	0,330	0,224
ВЭУ №5 – ВЭУ №6	820	АПвПуг-35 3(1х400/35)	0,084	0,081
ВЭУ №6 – ВЭУ №7	1370	АПвПуг-35 3(1х500/35)	0,110	0,132
ВЭУ №7 – ВЭУ №8	1010	ПвПуг-35 3(1х500/35)	0,052	0,097
ВЭУ №8 – РП-35 кВ СШ МУ Покровская ВЭС	1560	ПвПуг-35 3(1х630/35)	0,064	0,145
ВЭУ №9 – ВЭУ №10	730	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,300	0,093
ВЭУ №10 – ВЭУ №11	800	АПвПуг-35 3(1х95/16)	0,329	0,102
ВЭУ №11 – РП-35 кВ СШ МУ Покровская ВЭС	5890	АПвПуг-35 3(1х150/25)	1,561	0,689
РП-35 кВ СШ МУ Покровская ВЭС – РУ-35 кВ ПС Граждан- ская	200	АПвПуг-35 2 х 3(1х500/35)	0,008	0,010

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблицах 5,6.

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	6066	10616	848	
2	6998	11548	856	
3	7964	12513	864	
4	8765	13314	870	
5	10015	14564	879	
6	10487	15036	882	
7	11305	15854	887	
8	11955	16504	891	
9	6227	10776	856	
10	6756	11305	860	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

37

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	701	367	882	509	4083
2	708	373	887	512	4487
3	714	379	891	514	4861
4	718	382	894	516	5154
5	725	392	897	518	5591
6	728	394	898	519	5750
7	732	397	900	520	6017
8	735	398	902	521	6221
9	708	323	884	510	4216
10	711	324	887	512	4454
11	715	326	890	514	4733
РП-35 кВ СШ		403			6550

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 $\frac{I_{КЗ}^{(1)}}{\sqrt{3}}$.

6.2. Результаты проверки заводских уставок ВЭУ

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

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

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

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

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

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

Таблица 7 – Результаты проверки и расчета I_{TO} , проверка чувствительности

Номер ВЭУ	$I(3)_{\text{кз max.}}$ За тр-ром ВЭУ	I_{TO}	Принятая уставка	$I(2)_{\text{кз min.}}$ Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)	$K_{\text{ч}}$
1	848	1017	1017	4083	4,0
2	856	1028	1028	4487	4,4
3	864	1036	1036	4861	4,7
4	870	1044	1044	5154	4,9
5	879	1054	1054	5591	5,3
6	882	1058	1058	5750	5,4
7	887	1064	1064	6017	5,6
8	891	1069	1069	6221	5,8
9	856	1027	1027	4216	4,1
10	860	1033	1033	4454	4,3
11	866	1039	1039	4733	4,5

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

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

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

						ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Таблица 8 – Проверка чувствительности ТЗНП

Номер ВЭУ	$I(1)_{\text{кз.}}$ Шины 35 кВ ВЭУ (от ПС)	Кч при $I_{\text{ТЗНП}}(\text{зав})=100 \text{ А}$
1	367	3,7
2	373	3,7
3	379	3,8
4	382	3,8
5	392	3,9
6	394	3,9
7	397	4,0
8	398	4,0
9	323	3,2
10	324	3,2
11	326	3,3

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

3. Заводская установка ступени МТЗ с выдержкой времени, зависимой от тока, $I_{\text{МТЗ}} = 94 \text{ А}$. Заводская установка 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 установки ступеней МТЗ удовлетворяют требованию по чувствительности.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

40

Отстройка от уставки предыдущего элемента.

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{то тр},$$

где $K_{отс}=1,2$

Таблица 11 – Токовая отсечка (отстройка от предыдущего элемента)

Присоединения	$K_{отс}$	$I_{то тр}, A$	$I_{сз}, A$
ВЭУ №8,11	1,2	1069	1283

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

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

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется из выражения:

$$K_{ч} = I(2)/I_{сз}.$$

Таблица 12 – Проверка чувствительности ТО

Присоединения	$I_{сз}, A$	$I(2) \min, A$	$K_{ч}$
ВЭУ №8,11	1283	4083	3,2

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:

$$I_{сз} = K_{н} \cdot n \cdot I_{ном.т} / K_{в}$$

где $K_{н}$ – коэффициент надежности отстройки;

$K_{в}$ – коэффициент возврата.

$I_{ном}$ принимаем из значения таблицы 4.6 тома ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.1.

Принимаются следующие значения коэффициентов: $K_{н} = 1,1 \div 1,3$, $K_{в} = 0,95$.

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

						ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ	Лист
							42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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	Кн	n	Ином, А	Ісз (мтз), отс. от ном,А	Ісз (мтз), отс. от подп,А	Ісз (мтз), А	I(2) min, А	Кч
ВЭУ №8,11	1,2	11	843,9	1066	1177	1177	4083	3,5

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

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	701	509	0,6	0,43

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

$$t_{yCT} = t_{yCT.Tp} + \Delta t = 3,0 + 0,3 = 3,3 \text{ c.}$$

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:

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

Взам. инв. №	станционную защиту. При этом активируется только одна (III) ступень. Использование I и II ступени не обязательно, поскольку МТЗ обеспечивает достаточную чувствительность.							
Подп. и дата	Параметры защищаемого присоединения: $Z_{\Pi} = R_{yч1} + \dots + R_{yчN} + R_{\text{Тр}} + j(X_{yч1} + \dots + X_{yчN} + X_{\text{Тр}})$ – полное сопротивление присоединения с учетом наибольшего количества участков кабелей 35 кВ и силового трансформатора ВЭУ,							
Инв. № подл.							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
								43
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

44

Принимается полигональная характеристика ДЗ.



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

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 ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.1.

Приведем пример расчета для присоединения ВЭУ8,11:

$$I_{с.л} = I_{с1-2} + I_{с2-3} + I_{с3-4} + I_{с4-5} + I_{с5-6} + I_{с6-7} + I_{с7-8} + I_{с8-РП} + I_{с9-10} + I_{с10-11} + I_{с11-РП} = 4,73 + 4,15 + 4,53 + 9,37 + 4,53 + 8,35 + 6,15 + 10,40 + 2,50 + 2,74 + 22,44 = 82,3 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 82,3 = 198 \text{ А}$$

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

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.3-ПЗ

Лист

45

Таблица 17 – Токовая защита нулевой последовательности

Присоединения	I_c, A	$I_{c3} (тзпп), A$	$I(1), A$	Кч
ВЭУ №8,11	82,3	198	323	1,63

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

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

ТЗПП действует на отключение.

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:

$$I_{сз} = K_{нб} \cdot K_3 \cdot I_{нагр} / K_в,$$

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

K_3 – коэффициент запаса, принимается равным 1,2.

Чувствительность проверяем при однофазном КЗ за трансформатором наиболее удаленной ВЭУ

$$Kч = I_2^{(1)}_{кз.мин} / I_{сз}.$$

Таблица 18 – ТЗОП

Присоединения	$K_{нб}$	K_3	$K_в$	$I_{нагр}, A$	$I_{сз}, A$	$I_2^{(1)}$	Кч
ВЭУ №8,11	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).

Взам инв. №								
	Подп. и дата							
Инв. № подл.								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ		Лист
								46

6.3.2. Расчет уставок ТСН 35 кВ

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

$$I_{HOM} = \frac{S_{HOM}}{\sqrt{3} \cdot U_{HOM}}, \text{ A.}$$

$$I_{HOM}^{BH} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65A.$$

Расчет токов КЗ на стороне 0,4 кВ

Сопротивление трансформатора, приведенные к стороне 0,4 кВ:

$$R_T = R_{0T} = 21,6 \text{ mO}_M;$$
$$X_T = X_{0T=60,24} \text{ MOM};$$

Параметры представлены в таблице 3.2 тома ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛОЗ.1.

Сопротивления, приведенные к стороне 35 кВ:

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

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

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

$$I_{\text{K3.MAKC}} = U_{\text{PACH}} / (\sqrt{3} \times \sqrt{R_{\text{TCH}}^2 + (X_{\text{C.MAKC}} + X_{\text{TCH}})^2}),$$

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

 R_{TCH} – активное сопротивление ТСН; X_{TCH} – 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 Ивановской, где $I_{\text{кз.макс}}$ – максимальный ток трехфазного к.з. на шинах РУ 35 кВ Ивановской с учетом подпитки тока к.з. от всех ВЭУ Гражданской ВЭС, Покровской и Ивановской ВЭС.

$$X_{C.MAKC} = 37000/(\sqrt{3} \times 17696) = 1,21 \text{ O}_M.$$

$$I_{K3.MAKC} = 37000 / (\sqrt{3} \times \sqrt{165^2 + (1,21 + 461)^2}) = 43,5 \text{ A.}$$

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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

максимальном режиме на шинах РУ 35 кВ Ивановской, где $I_{\text{КЗ.МАКС}}$ – максимальный ток трехфазного к.з. на шинах РУ 35 кВ Ивановской с учетом подпитки тока к.з. от всех ВЭУ Гражданской ВЭС, Покровской и Ивановской ВЭС.

$$X_{\text{С.МАКС}} = 37000/(\sqrt{3} \times 17696) = 1,21 \text{ Ом.}$$
$$I_{\text{КЗ.МАКС}} = 37000/(\sqrt{3} \times \sqrt{165^2 + (1,21 + 461)^2}) = 43,5 \text{ А.}$$

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

						ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							47
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата		

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

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

Приведенный к стороне 35 кВ

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

Максимальная токовая защита

Отстройка от номинального тока

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

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

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}} = 37,7 / 10 = 3,8 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности при однофазном КЗ за ТСН

$$K_{\text{ч}} = 23,8 / 10 = 2,4 > 1,5$$

$$t_{\text{уст.}} = 0,4 \text{ с}$$

Токсовая отсечка

Отстройка от тока КЗ за трансформатором

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

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

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора

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

Согласование с токовой отсечкой автомата на вводе 0,4 кВ

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

Принимаем уставку 48 А.

$$K_{\text{ч}} = 6550 / 48 = 136 > 1,2,$$

где $I^{(2)} = 6550 \text{ А}$ – величина тока двухфазного КЗ на шинах 35 кВ РП в минимальном режиме.

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

						ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
							48
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

туст.тсн= 0 с

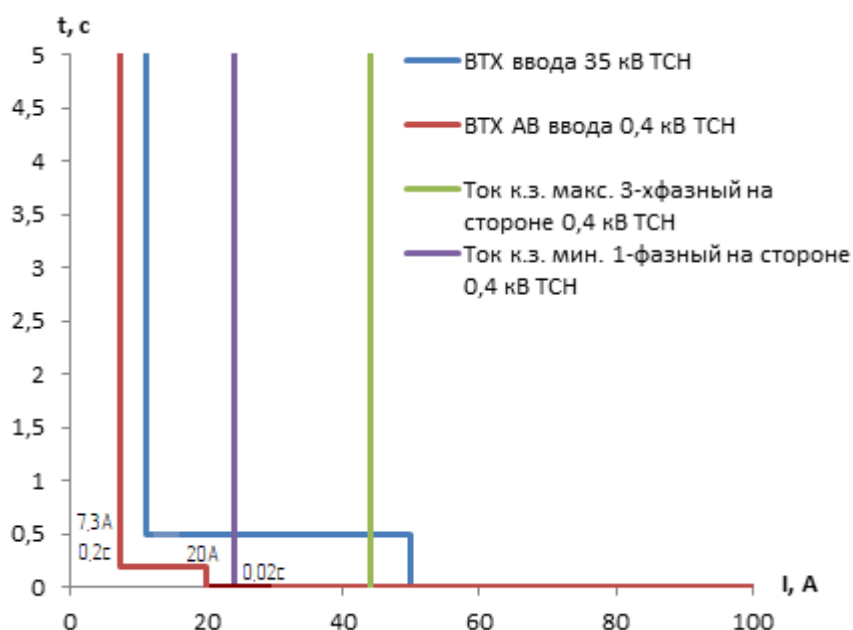


Рисунок 5 – Карта селективности защит ТСН

Защита от перегрузки

Отстройка от номинального тока

$$I_{сз} = 1,05 \cdot I_{ном}/K_{в} = 1,05 \cdot 1,65/0,95 = 1,82 \text{ А}$$

$$t_{уст.} = 20 \text{ с}$$

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:

$$\text{ТСН: } I_{сз} = K_{н} \cdot K_{б} \cdot I_{с} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 0,07 = 0,168 \text{ А.}$$

Значение емкостного тока $I_{с}$ определяется по формуле

$$I_{с} = I_{с0} \cdot l,$$

где $I_{с0}$ -удельный емкостный ток замыкания на землю, А/км;

l – длина кабеля, км.

$$I_{с} = 3,619 \cdot 0,02 = 0,07 \text{ А.}$$

Взам инв. №	
Подп и дата	
Инв. № подл	

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ

Лист

49

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

Коэффициент чувствительности защиты от замыканий на землю определяется из выражения:

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

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

$$t_{уст.тзп} = 0,04 \text{ с}$$

ТЗНП действует на отключение.

6.3.3. Расчет уставок ввода

Максимальная токовая защита

Значение $I_{ном} = 843,9 \text{ А}$ принимаем из таблицы 4.6 тома ВЭС000107.356. 3.1.2-ИЛО3.1.

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

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

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 843,9 / 0,95 = 1066 \text{ А}.$$

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

Отстройка от подпитки внешнего КЗ.

При внешнем КЗ

$$I_{подп} = n \cdot I_{подп1}$$

$$I_{подп} = 11 \cdot 89,2 = 981 \text{ А}$$

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{подп}.$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 981 = 1177 \text{ А}.$$

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

Принимаем уставку 1180 А

Коэффициент чувствительности

$$K_{ч} = I(2)/I_{сз}.$$

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

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.

$$K_{\text{ч}} = 4083/1180 = 3,5.$$

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

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

$$t_{\text{уст.лзш}} = 0,15 \text{ с.}$$

УРОВ

Уставка УРОВ принимается $0,1 \cdot I_{\text{ном.в}} = 0,1 \cdot 843,9 = 84 \text{ А}$

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

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

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

$$I_{\text{сз}} = 1,2 / 0,95 \cdot 843,9 = 1066$$

Согласование с вводом 35 кВ (МТЗ)

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

где $K_{\text{сог}} = 1,1$;

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

$$I_{\text{сз}} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1180 = 1298 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности

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

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

$$K_{\text{ч}} = 6550 / 1298 = 5,0.$$

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

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 Ивановская:

$$I_c = 82,3 \text{ А}$$

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 1,0 \cdot 82,3 = 98,8 \text{ А}$$

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

$$K_{ч} = I(1)/I_{сз} = 403/98,8 = 4,1.$$

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

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

ТЗНП действует на отключение.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВЭС 000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ				52

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 №	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).							
	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.							
Подп и дата							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
								53
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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)

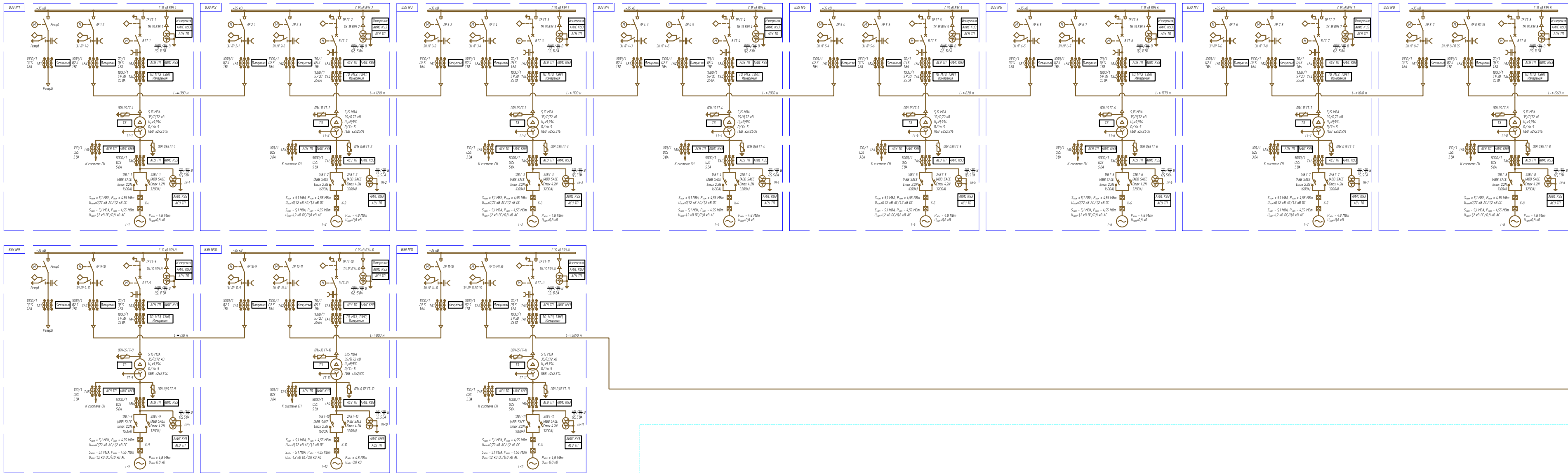
15. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10.07.2020 № 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 80, от 13 февраля 2019 г. № 100, 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. №							ВЭС000107.356.2.1.2-ИЛОЗ.З-ПЗ	Лист
										54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

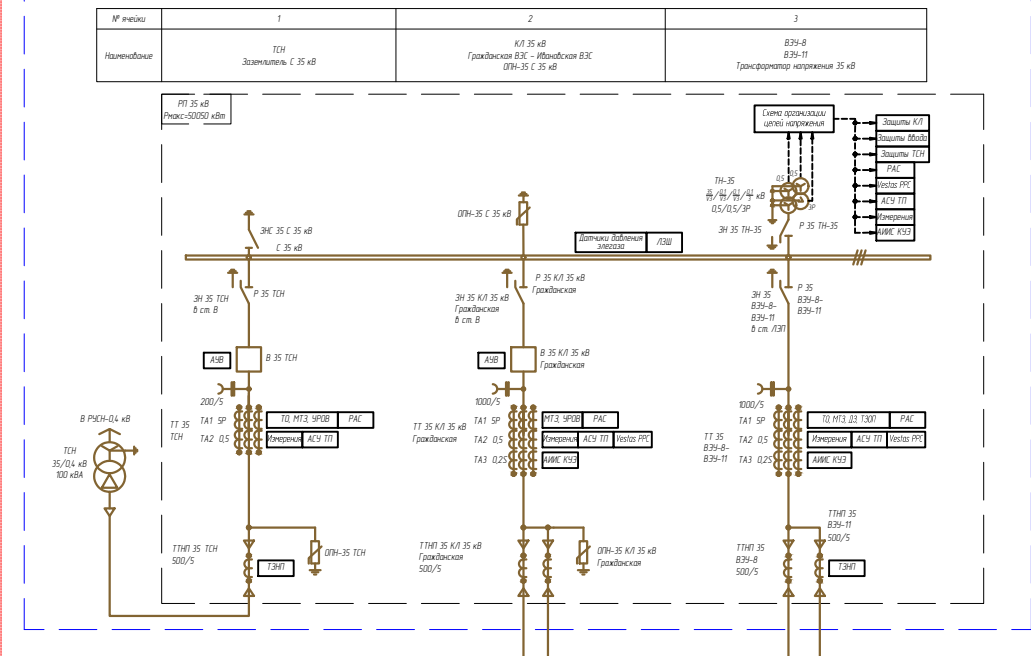
Ивановская ВЭС

III этап строительства код ГТП GVIE0650 (50,05 МВт)



II этап строительства

РП 35 кВ МУ Ивановской ВЭС



РУ 35 кВ Гражданской ВЭС

РУ 220 кВ Гражданской ВЭС

Условные обозначения:

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АУВ – автоматика управления выключателем;

ДЗ – дистанционная защита;

ЛЗШ – логическая защита шин;

МТЗ – максимальная токовая защита;

РАС – регистратор аварийных событий;

ТЗ – технологические защиты;

ТЗОП – токовая защита обратной последовательности;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

ТО – токовая отсечка;

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя.

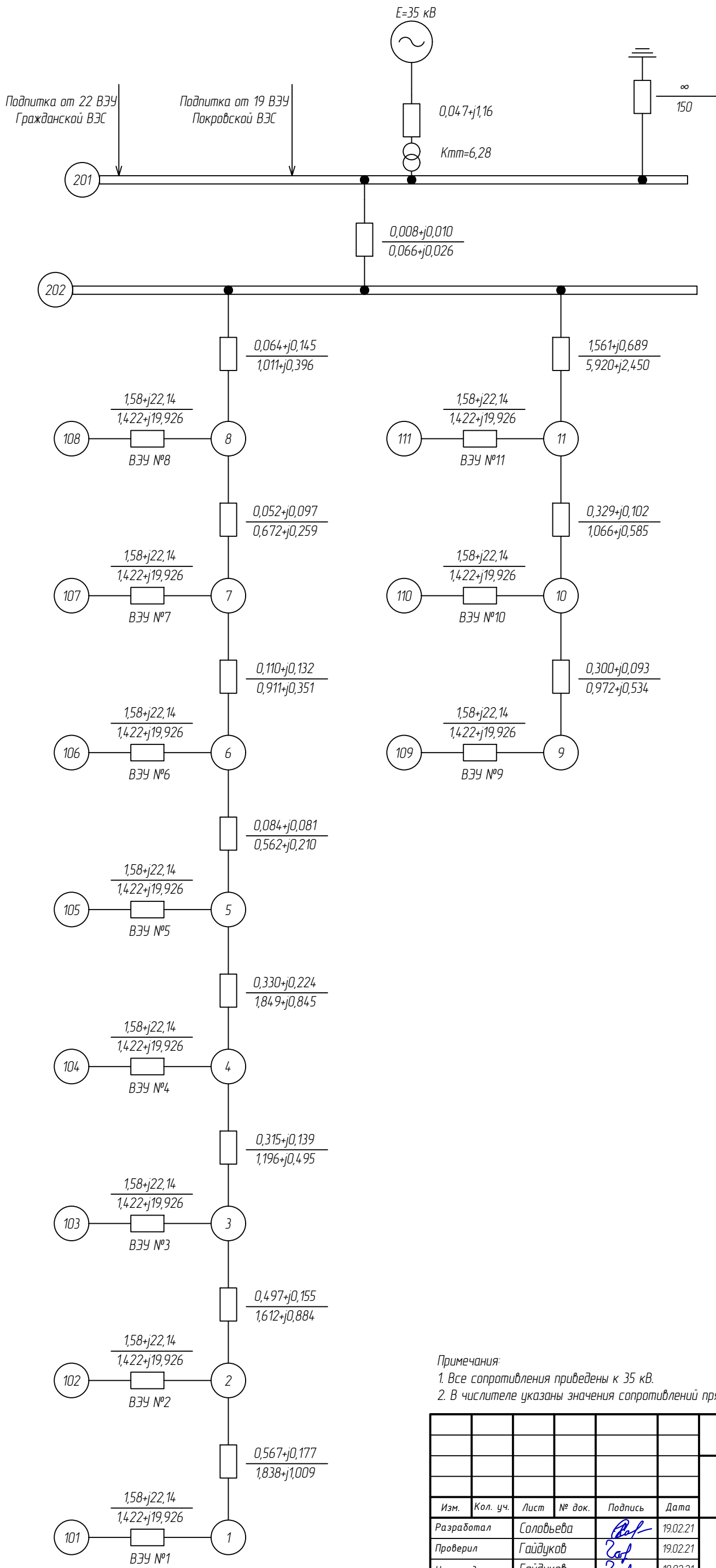
ВЭС000107.356.3.12-И/03.3.01

ООО "Десятый Ветропарк ФРВ"






Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Ивановская ВЭС. Ветропарковая электрическая станция, вентурилоплавильные автоматические дороги. Этап 2. "Ивановская ВЭС". Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	Статус	Лист	Листов
Разработал	Соловьева	19.02.21							
Проверил	Гайдуков	19.02.21							
Нач. отд.	Гайдуков	19.02.21							
Н. контр.	Пирогова	19.02.21							
Утв.									
ГИП	Бондарчук	19.02.21							

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС Ивановской ВЭС

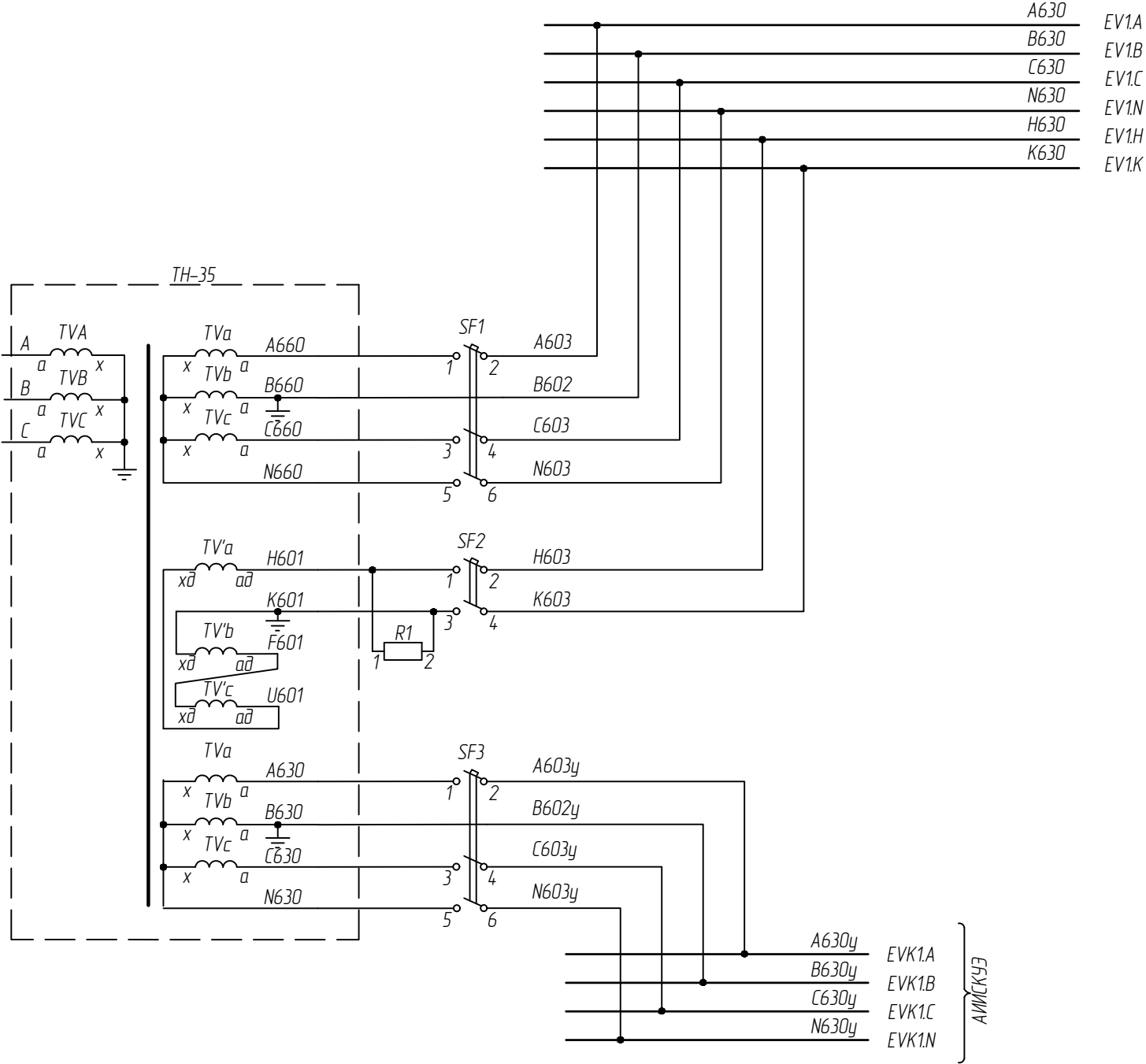
ООО "ЕРСМ Сибири"








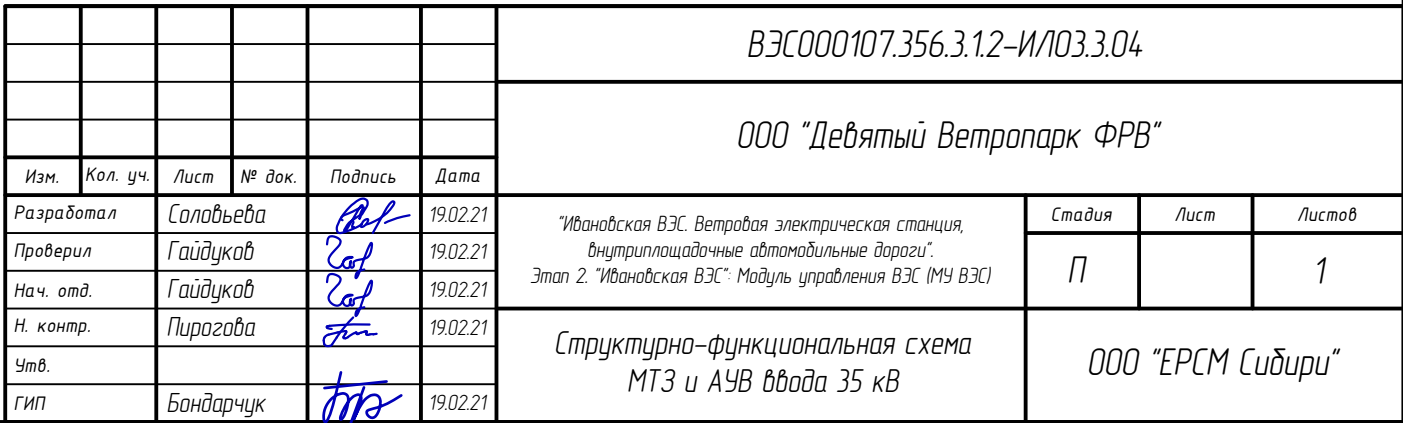
Примечания:
1. Все сопротивления приведены к 35 кВ.
2. В числителе указаны значения сопротивлений прямой последовательности, в знаменателе – нулевой

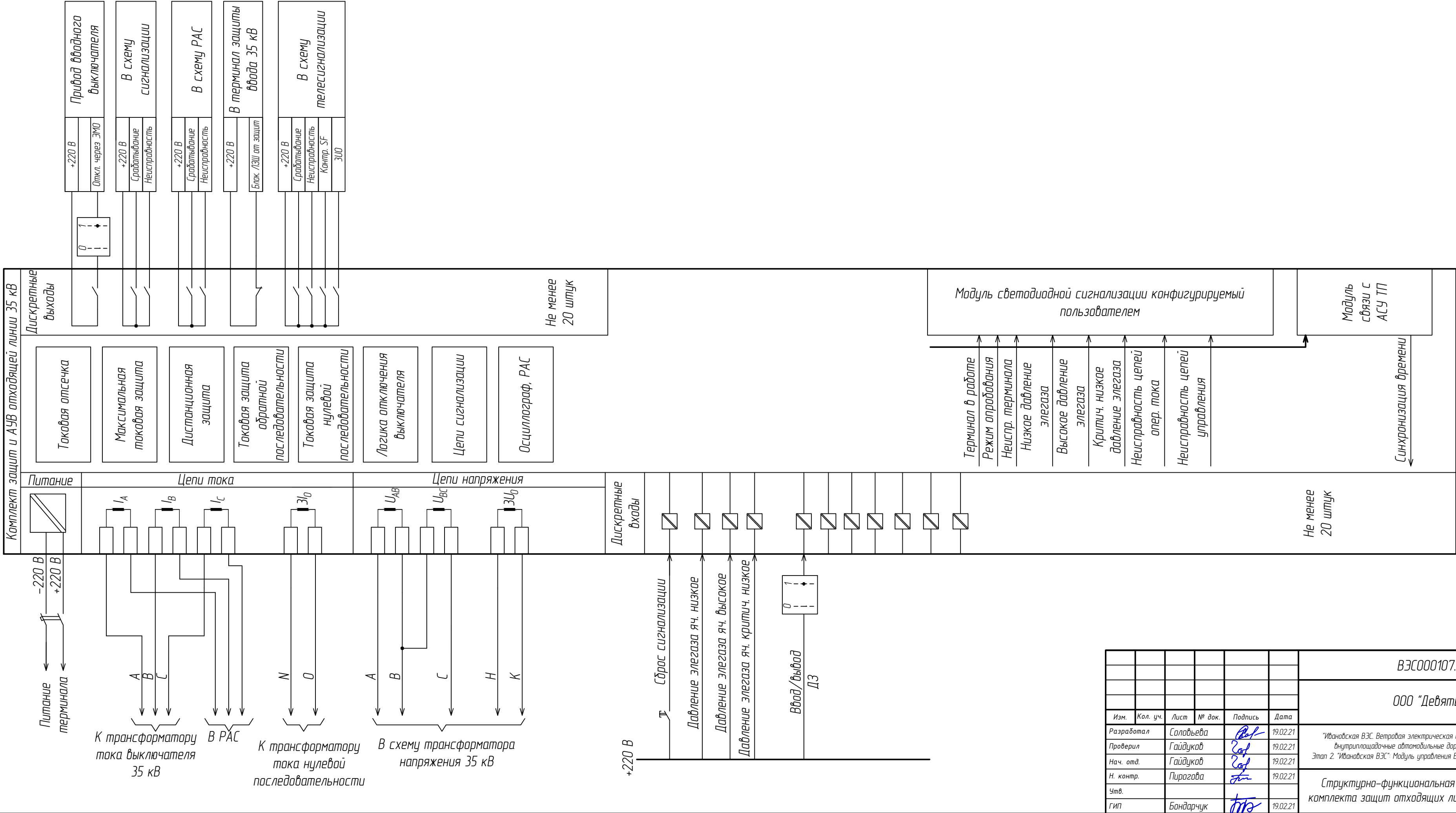
						ВЭС000107.356.3.1.2-И/103.3.02			
						ООО "Десятый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	"Ивановская ВЭС. Ветропая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Ивановская ВЭС": Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Соловьева				19.02.21		П		1
Проверил	Гайдук				19.02.21				
Нач. отд.	Гайдук				19.02.21				
Н. контр.	Пирогова				19.02.21				
Утв.						Схема замещения сети 35 кВ	ООО "ЕРСМ Сибири"		
Гип	Бондарчук				19.02.21				

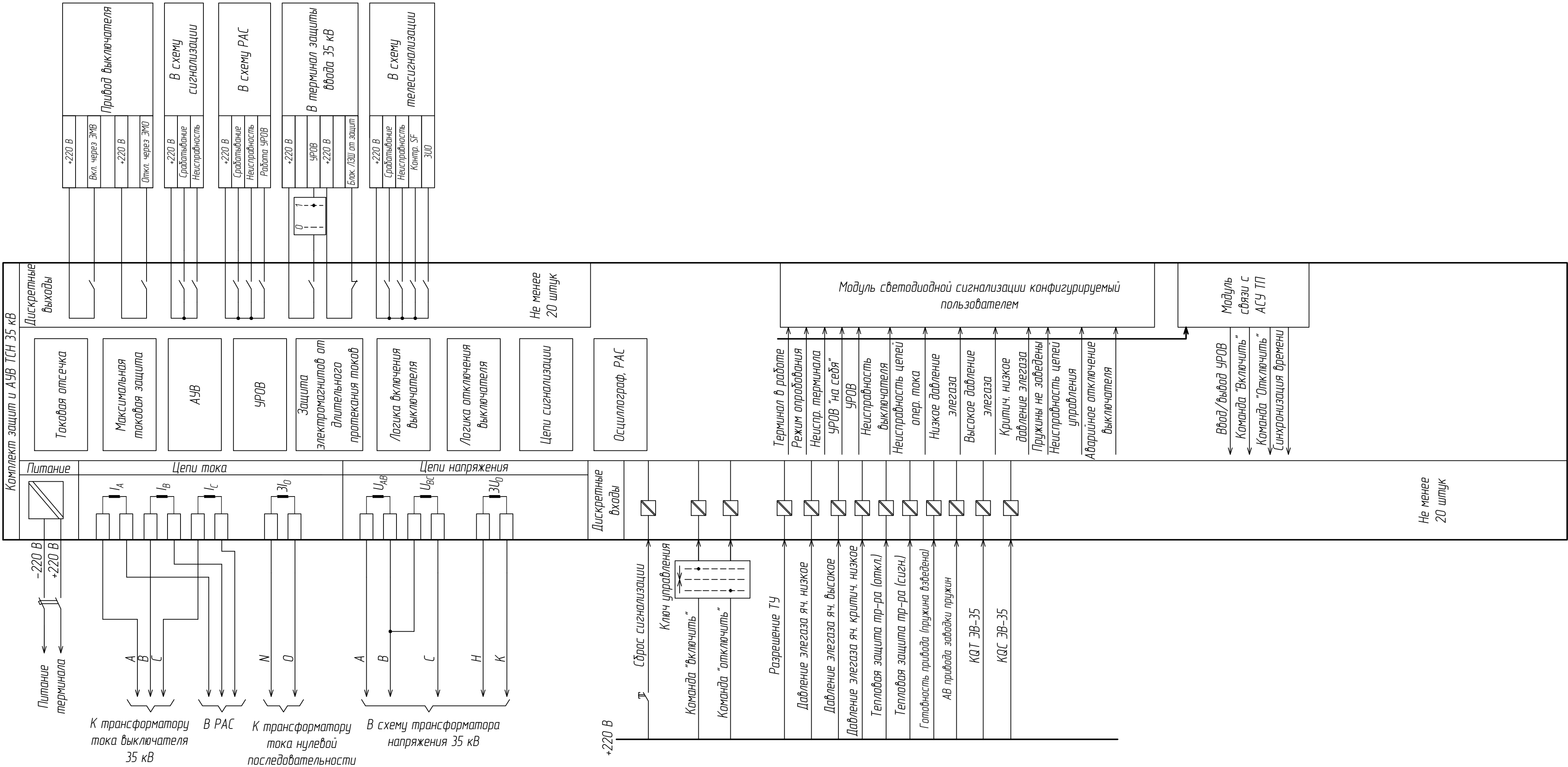
Согласовано			
Взам. инв. N			
Подл. и дата			
Инв. N подл.			








						ВЭС000107.356.3.1.2-ИЛ03.3.03			
						ООО "Десятый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал		Соловьева			19.02.21	"Ивановская ВЭС. Ветропая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Ивановская 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.						Схема организации цепей напряжения РП-35 кВ МУ Ивановской ВЭС	ООО "ЕРСМ Сибири"		
ГИП		Бондарчук			19.02.21				












						ВЭС000107.356.3.12-И/103.3.06			
						ООО "Десятый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал		Соловьева			19.02.21	"Ивановская ВЭС. Ветропарковая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Ивановская ВЭС": Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	Стация	Лист	Листов
Проверил		Гайдуков			19.02.21		П		1
Нач. отд.		Гайдуков			19.02.21				
Н. контр.		Цирогова			19.02.21				
Утв.									
Гип		Бондарчук			19.02.21	Структурно-функциональная схема комплекта защит и АУВ ТСН-35 кВ	ООО "ЕРСМ Сибири"		

[illegible]

Поз.	Наименование	Ед.	Кол-во	Производитель
1	Шкаф АСУ Vestas SCADA (VOB)	шт.	1	в поставке ВЗУ
2	Шкаф АСУ Vestas PPC	шт.	2	в поставке ВЗУ
3	Шкафы ГЗ (системы гарантированного электроснабжения в составе ИБП №1, ИБП№2, СОРТ)	шт.	3	ВЗСО00107.356.3.12-ИП03.2
4	ЩСН модульного здания	шт.	5	в поставке МЭ
5	Шкаф ЛВС (для организации доступа к ЛВС)	шт.	4	ВЗСО00107.356.3.12-ИП04.1
6	ТСН типа ТСЛ-100/35-УЗ	шт.	2	в поставке МЭ
7	АРМ	шт.	5	ВЗСО00107.356.3.12-ИП04.1 ВЗСО00107.356.3.12-ИП03.4 ВЗСО00107.356.3.12-ИП03.5
8	Распределительное устройство 35кВ КРУЗ 8DA Siemens	шт.	11	в поставке МЭ
9	АИМС КУЭ Шкаф серверов	шт.	1	ВЗСО00107.356.3.12-ИП03.4
10	Шкаф АСУ и СОРТ АССО Основной	шт.	1	ВЗСО00107.356.3.12-ИП03.5
11	Шкаф АСУ и СОРТ АССО Резервный	шт.	1	ВЗСО00107.356.3.12-ИП03.5

Поз.	Наименование	Ед.	Кол-во	Производитель
12	Системы связи. Шкаф оператора связи (С1, С2)	шт.	2	ВЗСО000107.356.3.12-ИП04.1
13	Шкаф системы связи Основной (С3)	шт.	1	ВЗСО000107.356.3.12-ИП04.1
14	Шкаф системы связи Резервный (С4)	шт.	1	ВЗСО000107.356.3.12-ИП04.1
15	Шкаф РАС (регистратор аварийных событий)	шт.	1	ВЗСО000107.356.3.12-ИП03.3
16	Шкаф ЦСТИ (центра сбора технологической информации)	шт.	1	По отдельному типу
17	Шкаф КСБ	шт.	1	ВЗСО000107.356.3.12-ИП04.1
18	Щит автоматики отопления вентиляции (ЩАОВ)	шт.	5	б поставке МЭ
19	Шкаф пожарной сигнализации (ПС)	шт.	5	б поставке МЭ
20	Шкаф системы безопасности и охранной сигнализации (ОС, КСУД)	шт.	5	б поставке МЭ
21	Шкаф РУНН-0,4 кВ	шт.	1	б поставке МЭ
22	Шкаф тепловой защиты трансформатора (ШТЗ)	шт.	2	б поставке МЭ

						ВЭС000107.356.3.1.2-И/Л03.3.07			
						ООО "Десятый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал	Соловьева			19.02.21	"Ивановская ВЭС. Ветропая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Ивановская ВЭС". Модуль управления ВЭС (МУ ВЭС)	Стандия	Лист	Листов	
Проверил	Гайдуков			19.02.21		П		1	
Нач. отд.	Гайдуков			19.02.21					
Н. контр.	Пирогова			19.02.21					
Утв.					План расположения оборудования в здании МУ Ивановской ВЭС	ООО "ЕРСМ Сибири"			
ГИП	Бондарчук			19.02.21					

Проверка трансформаторов тока 35 кВ

Группа данных	Наименование величины	Обозначение	Место установки ТТ		
			РП-35 кВ Ивановской ВЭС		
			Яч.1. ТСН	Яч.2. КЛ 35 кВ РУ Ивановской ВЭС	Яч.3. ВЗУ-8, ВЗУ-11
Характеристики ТТ	Марка и тип ТТ	–	4МС4	4МС4	4МС4
	Класс обмотки	–	5Р	5Р	5Р
	Номинальный первичный ток ТТ, А	I _{1 ном}	200	1500	1000
	Номинальный первичный ток ТТ, А	I _{2 ном}	5	5	5
	Номинальная предельная кратность	K _{ном}	30	30	30
	Номинальная вторичная мощность, ВА	S _{2 ном}	10	10	10
	Схема соединения обмоток	–	полная звезда		
	Номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом	Z _{ном}	0,1	0,23	0,18
Характеристики нагрузки	Длина контрольного кабеля от выводов трансформатора до места установки защиты, м	l _{каб}	23	25	27
	Поперечное сечение контрольного кабеля, мм кв.	S _{каб}	2,5	2,5	2,5
	Материал контрольного кабеля	–	медь		
	Удельное сопротивление контрольного кабеля, Ом*мм.кв./м	ρ	0,0175	0,0175	0,0175
	Количество устройств, шт.	–	2	2	2
	Тип устройства РЗА	–	МП терминал+РАС	МП терминал+РАС	МП терминал+РАС
Данные блока РЗ	Сопротивление аналогового входа тока, Ом	Z _{реле}	0,028	0,028	0,028
	Первичный ток срабатывания ТО, А	I _{ТО с.з.}	48	–	1283
	Первичный ток срабатывания МТЗ, А	I _{МТЗ с.з.}	10	1180	1177
	Первичный ток срабатывания ТЗОП, А	I _{ТЗОП с.з.}	–	–	106,6
	Первичный ток срабатывания ТЗНП, А	I _{ТЗНП с.з.}	1,00	–	198,00
	Максимальный первичный ток при 3-х фазном КЗ, А	I _{1 макс(3)}	17696	16715	16715
	Максимальный первичный ток при 1 фазном КЗ, А	I _{1 макс(1)}	403	403	403
Условие K _{10доп} ≥ K _{10расч}	Расчетный первичный ток, А	I _{1 расч.}	52,8	1298	1411,3
	Предельная кратность для расчетного тока	K _{10расч.}	0,26	0,87	1,41
	Фактическое сопротивление нагрузки при 3-х фазном КЗ, Ом	Z _{н.факт.расч(3)}	0,321	0,338	0,355
	Фактическое сопротивление нагрузки при 1 фазном КЗ, Ом	Z _{н.факт.расч(1)}	0,514	0,548	0,582
	Допустимая кратность отмотки при 3-х фазном КЗ	K _{10доп(3)}	35,613	33,275	32,536
	Допустимая кратность отмотки при 1 фазном КЗ	K _{10доп(1)}	24,414	24,293	22,847
	K _{10доп(3)} ≥ K _{10расч.}	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
	K _{10доп(1)} ≥ K _{10расч.}	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
Условие f _{расч} ≤ f _{доп}	Максимальная кратность тока при 3-х фазном КЗ, А	K _{макс(3)}	88,480	11,143	16,715
	Максимальная кратность тока при 1 фазном КЗ, А	K _{макс(1)}	2,015	0,269	0,403
	Обобщенный коэффициент при 3-х фазном КЗ	A(3)	2,485	0,335	0,514
	Обобщенный коэффициент при 1 фазном КЗ	A(1)	0,083	0,011	0,018
	Допустимая токовая погрешность, %	f _{доп}	50,0	50,0	50,0
	Расчетная токовая погрешность при 3-х фазном КЗ, %	f _{расч(3)}	48,0	10,0	10,0
	Расчетная токовая погрешность при 1 фазном КЗ, %	f _{расч(1)}	10,0	10,0	10,0
	f _{расч(3)} ≤ f _{доп}	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
Условие U _{2макс} ≤ U _{доп}	Предельно допустимое значение напряжения на зажимах вторичной отмотки ТТ, В	U _{доп}	1000	1000	1000
	Напряжение на зажимах вторичной отмотки ТТ при 3-х фазном КЗ, В	U _{2макс(3)}	200,958	26,633	41,935
	Напряжение на зажимах вторичной отмотки ТТ при 1 фазном КЗ, В	U _{2макс(1)}	7,329	1,041	1,657
	U _{2макс(3)} ≤ U _{доп}	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено
	U _{2макс(1)} ≤ U _{доп}	–	Условие выполнено	Условие выполнено	Условие выполнено

Согласовано

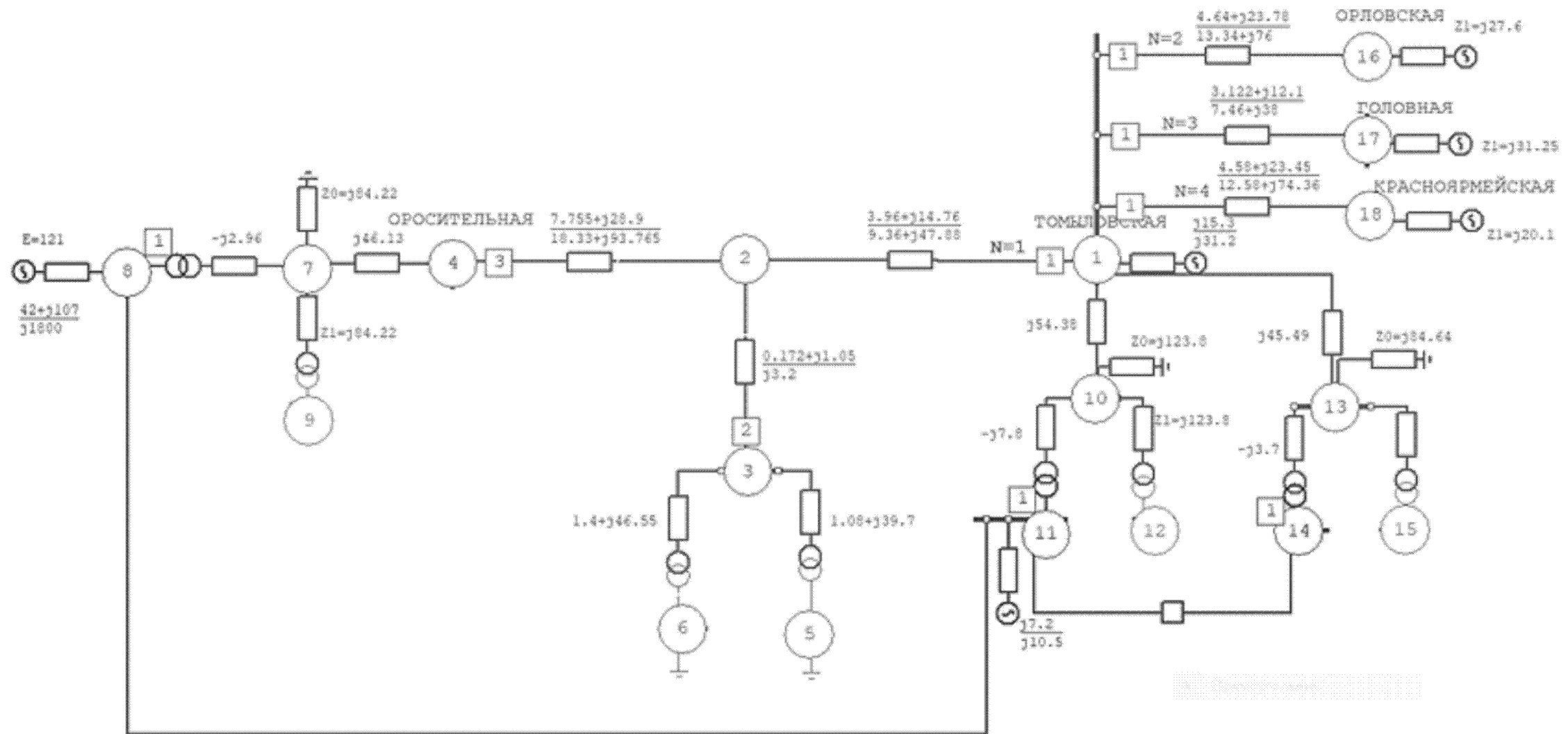
Взам. инб. Н

Подл. и дата






Инб. Н подл.

							ВЭС000107.356.1.13-И/103.3.02			
							000 "Десятый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Ивановская ВЭС. Ветропарная электрическая станция, внутримощающие автоматические дороги", Этап 3. "Ивановская ВЭС". ВЗУ №№1-11 (кад ГТП генерации GVE0647) максимальной мощностью 50,0 МВт	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Соловьева			19.02.21			П		1
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	000 "ЕРСМ Сибири"		
Гип		Бондарчук			19.02.21					

<div>Согласовано</div> <div>Взам. инв. №</div> <div>Подл. и дата</div> <div>Инв. № подл.</div>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		</
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	----



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

						Приложение А			
						ООО "Девятый Ветропарк ФРВ"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Разработал		Соловьева			19.02.21	"Ивановская ВЭС. Ветровая электрическая станция, внутриплощадочные автомобильные дороги". Этап 2. "Ивановская 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.						Схема замещения прилегающей сети			
ГИП		Бондарчук			19.02.21				

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 замыкания 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	ДПМ-008 В 04-04- 7,0/0,4-Х- нг(A)-HF
Количество жил и сечение мм2		3х1,5	7х2,5	5х2,5	7х1,5			
Количество используемых жил		20	6	36	31			
Количество отрезков		10	1	8	6	6		1
Общая длина (м.), в том числе по способу прокладки:		67	33	268	192	114		200
ОРУ	в ж/б лотках							
	в трубах, гофрах, коробах (по строит.конструкциям)							
	в трубе в земле							160
ОПУ (ЗРУ, РЩ)	по кабельным конструкциям и панелям	67	33	268	192	114		
	в ПВХ трубе (канале)							40

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:

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

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

I_{K3i} – ток КЗ в i -ой ветви;

$T_{p.i}$ – постоянная времени затухания апериодической 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 Ивановской ВЭС:

$$T_{p.} = \frac{1,709}{314 \times 0,144} = 38 \text{ мс}$$

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:

$$\begin{aligned} \omega \times T_{\text{р.экв}} + 1 &> A \\ A &> 1 \end{aligned}$$

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:

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

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. Результаты расчетов

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 I _{1ном} , А	Номинальный вторичный ток ТТ I _{2ном} , А	Номинальная мощность ТТ S _{ном} , ВА	Номинальная предельная кратность ТТ	Максимальный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R ₂ , Ом	Реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X ₂ , Ом	Номинальная нагрузка ТТ Z _{н.ном} , Ом	Эквивалентная постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токовых цепей L, м	Сечение кабеля S, мм2	Сопротивление аналогового входа R _{рф} , Ом	Фактическое активное сопротивление нагрузки R _{н.факт} , Ом	Фактическое реактивное сопротивление нагрузки X _{н.факт} , Ом	cosφ	sinφ	Параметр режима А	Остаточная намагниченность K _г	Проверка условия ω×Тр.экв+I>А	Проверка условия А>1	Время насыщения т _{нас} , сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	17696	0,18	0	0,4	0,038	20	2,5	0,028	0,168	0	1	0	0,565	0,00	условие выполняется	*	-
Ввод 35 кВ СШ	МТЗ	4МС4	1000	5	10	30	16715	0,23	0	0,4	0,038	25	2,5	0,028	0,203	0	1	0	2,611	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0055
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №8,11	МТЗ, ДЗ	4МС4	1000	5	10	30	16715	0,18	0	0,4	0,038	27	2,5	0,028	0,217	0	1	0	2,622	0,00	условие выполняется	условие выполняется	0,0056

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 I _{1ном} , А	Номинальный вторичный ток ТТ I _{2ном} , А	Номинальная мощность ТТ S _{ном} , ВА	Номинальная предельная кратность ТТ	Максимальный ток трехфазного КЗ, А	Активное сопротивление вторичной обмотки ТТ R ₂ , Ом	Реактивное сопротивление вторичной обмотки ТТ X ₂ , Ом	Номинальная нагрузка ТТ Z _{н.ном} , Ом	Эквивалентная постоянная времени затухания Тр.экв, сек	Длина токовых цепей L, м	Сечение кабеля S, мм2	Фактическое активное сопротивление нагрузки R _{н.факт} , Ом	Фактическое активное сопротивление нагрузки R _{н.факт} , Ом	Фактическое реактивное сопротивление нагрузки X _{н.факт} , Ом	cosφ	sinφ	Параметр режима А	Остаточная намагниченность K _г	Проверка условия ω×Тр.экв+I>А*(1-K _г)	Проверка условия А*(1-K _г)>1	Время насыщения т _{нас} , сек	Время насыщения по граф. методу т _{нас} , сек
ОЛ 35 кВ к ТСН	МТЗ	4МС4	200	5	10	30	17696	0,18	0	0,4	0,038	20	2,5	0,028	0,168	0	1	0	0,565	0,87	условие выполняется	необходим расчет графическим методом	-0,0028	0,002
Ввод 35 кВ СШ	МТЗ	4МС4	1000	5	10	30	16715	0,23	0	0,4	0,038	25	2,5	0,028	0,203	0	1	0	2,611	0,87	условие выполняется	необходим расчет графическим методом	-0,0020	0,002
ОЛ 35 кВ к ВЭУ №8,11	МТЗ, ДЗ	4МС4	1000	5	10	30	16715	0,18	0	0,4	0,038	27	2,5	0,028	0,217	0	1	0	2,622	0,87	условие выполняется	необходим расчет графическим методом	-0,0020	0,002

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). 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 Ивановской 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.