ООО «Таврида Электрик СПб»:

192029, г. Санкт-Петербург, пер.Ногина д.4 к.2
Тел.\факс (812)337-23-61, E-mail: info@spb.tavrida.ru)

ПС-26 35/6 КВ. МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ И ЗАМЕНА ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЫ С ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ НА МИКРОПРОЦЕССОРНУЮ (Г. ЗАПОЛЯРНЫЙ): 1 ЭТАП

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

1071988/07/2021-ОТР

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021

ООО «Таврида Электрик СПб»:

192029, г. Санкт-Петербург, пер.Ногина д.4 к.2
Тел.\факс (812)337-23-61, E-mail: info@spb.tavrida.ru)

ПС-26 35/6 КВ. МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ И ЗАМЕНА ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЫ С ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ НА МИКРОПРОЦЕССОРНУЮ (Г. ЗАПОЛЯРНЫЙ): 1 ЭТАП

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

1071988/07/2021-ОТР

Главный инженер проекта **Ю.В. Кабакин**

Директор **С.А. Васильев**

2021

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ООО НПП «Микропроцессорные технологии»

Член саморегулируемых организаций:

Ассоциация строительных организаций Новосибирской области (СРО-С-284-21062017);
Ассоциация проектных организаций строительного Комплекса «Партнерство проектировщиков» (СРО-П-207-14032019)

ПС-26 35/6 КВ. МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ И ЗАМЕНА ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЫ С ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ НА МИКРОПРОЦЕССОРНУЮ (Г. ЗАПОЛЯРНЫЙ): 1 ЭТАП

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

1071988/07/2021-ОТР

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Новосибирск 2021

ООО НПП «Микропроцессорные технологии»

Член саморегулируемых организаций:

Ассоциация строительных организаций Новосибирской области (СРО-С-284-21062017);
Ассоциация проектных организаций строительного Комплекса «Партнерство проектировщиков» (СРО-П-207-14032019)

ПС-26 35/6 КВ. МОДЕРНИЗАЦИЯ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ И ЗАМЕНА ЭЛЕМЕНТНОЙ БАЗЫ С ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ НА МИКРОПРОЦЕССОРНУЮ (Г. ЗАПОЛЯРНЫЙ): 1 ЭТАП

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

1071988/07/2021-ОТР

Главный инженер проекта **А. Г. Морозов**

Руководитель бюро комплексного инжиниринга **Д. С. Демидов**

Новосибирск 2021

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
1071988/07/2021-ОТР–С	Содержание тома	л. 2
1071988/07/2021-ОТР–ПЗ	Релейная защита и автоматика. Технические решения	л. 3
Графическая часть		
1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.1	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС ПС-26 35/6 кВ	л. 29
1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.2	Структурно-функциональная схема МП терминала основной защиты трансформатора	л. 30
1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.3	Структурно-функциональная схема МП терминала резервной защиты трансформатора и АУВ ВН	л. 31
1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.4	Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА ввода 6 кВ	л. 32
1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.5	Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА СВ 6 кВ	л. 33
1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.6	Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА линии 6 кВ	л. 34
1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.7	Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА ТН 6 кВ	л. 35

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1071988/07/2021-ОТР–С		
Разраб.		Николаев			09.21	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Пигенешев			08.21		ОТР		1
							МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ		
Н.контр.		Кузнецова			09.21				
Утв.		Демидов			09.21				

Содержание

1 Общие данные 2
1.1 Основания для разработки проектной документации и исходные данные 2
1.2 Сведения о защищаемом объекте 2
2 Основные технические решения....2
3 Общие требования к устройствам релейной защиты и автоматики 3
3.1 Общие положения 3
3.2 Общие принципы построения 3
3.3 Общие требования к микропроцессорным устройствам РЗА 5
3.4 Требования к шкафам микропроцессорных защит 6
3.5 Требования к терминалам микропроцессорных устройств....7
3.6 Требования по надёжности системы РЗА 12
4 Релейная защита и автоматика элементов подстанции 12
4.1 Общие положения релейной защиты 12
4.2 Релейная защита и автоматика Т-1, Т-2 14
4.3 Релейная защита системы шин 6 кВ 16
4.4 Релейная защита и автоматика управления ячейками ВВ 6 кВ 17
4.5 Релейная защита и автоматика управления ячейками СВ 6 кВ 17
4.6 Релейная защита ячеек ТН 6 кВ 17
4.7 Релейная защита и автоматика управления ячейками ОЛ 6 кВ 18
4.8 УРОВ 6 кВ 18
4.9 АВР и ВНР 6 кВ 19
5 Оперативное питание....19
6 Центральная сигнализация....20
7 Управление коммутационными аппаратами 20
8 Регистрация аварийных событий....20
9 Электромагнитная совместимость и помехозащищённость устройств РЗА....20
10 Состав технической и эксплуатационной документации 21
11 Комплектность запасных частей, расходных материалов, проверочных устройств....22
12 Безопасность и экология....22
13 Транспортирование, упаковка, условия и сроки хранения устройств РЗА 23
14 Размещение и эксплуатация....24
15 Объем устройств РЗА и ВС 25

1 Общие данные

1.1 Основания для разработки проектной документации и исходные данные

Проектная документация в части РЗА выполнена на основании:

– технического задания на проектирование;

– действующих нормативных документов по проектированию, строительству и эксплуатации зданий и сооружений.

Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к проекту:

– Правила устройства электроустановок (ПУЭ);

– Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утв. Приказом Минэнерго России от 13.01.2003 № 6);

– Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. № 87).

– Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.248-2017;

– Типовые технические решения подстанций 6-16 кВ СТО 34.01-3.1-002-2016;

– Распределительные электрические сети напряжением 0,4-16 кВ. Требования к технологическому проектированию СТО 34.01-21.1-001-2017.

1.2 Сведения о защищаемом объекте

Место расположения объекта: Мурманская область, г. Заполярный, ул. Бабикова, район д.№20, ПС-26.

2 Основные технические решения

На основании технического задания предусматривается:

- обеспечение надежной и безаварийной работы электротехнического оборудования ПС-26 в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок;

- снижение эксплуатационных расходов на обслуживание устройств релейной защиты и автоматики путем применения оборудования, не требующего проведения дорогостоящих текущих, средних и капитальных ремонтов;

- повышение эксплуатационной надёжности электротехнического оборудования;

- обеспечении селективности устройств релейной защиты и автоматики на участке от

ПС-26 до питающей ПС №21 МРСК Северо-Запада Колэнерго;

- обеспечение автоматического включения резерва (далее АВР) по 6 кВ на ПС-26.

Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА является выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстродействие, чувствительность и надёжность), сохранение большинства принципов и типов устройств РЗА, а также выполнение требований действующих нормативных и директивных документов. Оперативный ток на ПС принят постоянный, напряжением 220 В.

По территории подстанции в целях повышения надежности и противопожарной безопасности предусмотрена прокладка силовых и контрольных кабелей с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций пониженной пожароопасности с низким дымо- и газовыделением, для исключения влияния электромагнитных помех предполагается использование экранированных кабелей (Энг–LS). Прокладка контрольных кабелей должна выполнятся с учётом требований СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства», а также с учётом электромагнитной обстановки на подстанции.

Все работы по монтажу оборудования выполняются в соответствии с требованиями ПУЭ, приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», приказа министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 марта 2014 г. № 155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» и другими ведомственными нормативными документами.

3 Общие требования к устройствам релейной защиты и автоматики

3.1 Общие положения

Выбор принципов и типов устройств РЗА осуществлён в соответствии с современной номенклатурой устройств РЗА. Все устройства релейной защиты и автоматики соответствуют требованиям стандартов Российской Федерации.

3.2 Общие принципы построения

Для обеспечения устойчивости работы ЕНЭС, в том числе, устойчивости нагрузки, минимальных объемов разрушения первичного оборудования (снижение ущербов), отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования - шин, автотрансформаторов, реакторов, трансформаторов и другого первичного оборудования) должно осуществляться без дополнительной выдержки времени в любой момент времени, за исключением случаев действия УРОВ.

Восстановление элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты должно выполняться, как правило, автоматически, за исключением случаев отключения оборудования, не допускающего автоматического повторного включения (например, автотрансформаторы, реакторы), либо отказа от автоматического повторного включения по режиму работы сети или электроустановки.

Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети должны отвечать требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине должны:

– обеспечивать сохранение функций защиты и автоматики элемента сети от всех видов повреждений;

– исключать необходимость вывода из работы элемента сети.

Повышение надежности РЗА обеспечивается выполнением ближнего резервирования, которое предусматривает:

– использование УРОВ;

– размещение устройств, резервирующих друг друга, в разных шкафах;

– разделение комплектов защит по цепям переменного тока, напряжения и цепям оперативного постоянного тока.

Разделение по цепям переменного тока предполагает подключение двух комплектов защит, обеспечивающих действие при всех видах КЗ на защищаемом элементе, к разным вторичным обмоткам трансформаторов тока.

Кроме этого, количество трансформаторов тока, их вторичных обмоток, и классы точности данных обмоток должны обеспечивать подключение к разным вторичным обмоткам трансформаторов тока устройств РЗА, счетчиков автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и систем измерений.

Цепи переменного тока должны быть выполнены отдельными экранированными кабелями, проложенными, по возможности, в разных кабельных каналах.

Количество вторичных обмоток ТН должно обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА (с системами измерений) и счетчиков автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии.

Каждое из устройств РЗА (основные, резервные защиты элемента сети), действующее при всех видах КЗ на защищаемом элементе, при срабатывании должно обеспечивать действие на оба (при наличии двух) электромагнита отключения выключателей. Наличие двух электромагнитов отключения снижает общее количество отказов выключателей, следовательно, и отключений КЗ с выдержкой времени УРОВ и с отключением неповрежденных элементов.

Питание схем управления электромагнитами по цепям постоянного. Цепи отключения должны прокладываться отдельными кабелями и, по возможности, разными трассами.

Мероприятия в соответствии с требованиями ПУЭ в части дальнего резервирования:

– для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов предусмотрены резервные защиты, предназначенные для обеспечения дальнего резервирования;

– защищаемые элементы сети, имеющие основную защиту, снабжены резервной защитой, выполняющей функции дальнего и ближнего резервирования, т.е. действующей при отказе основной защиты данного элемента или при выводе её из работы.

Положение всех переключающих устройств и изменение режимных параметров должно контролироваться в устройствах РЗА и фиксироваться в АСУ ТП ПС.

3.3 Общие требования к микропроцессорным устройствам РЗА

Релейная защита с использованием МП устройств должна соответствовать СО 34.35.310-97 «Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем», запроектированным требованиям электромагнитной совместимости, а также испытана в соответствии с ГОСТ Р 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000).

Микропроцессорные терминалы должны иметь:

– аппаратно-программный контроль и встроенную самодиагностику;

– отдельные реле, фиксирующие неисправность и срабатывание устройства;

– технические и программные средства для сохранения или автоматического восстановления своей работоспособности после любого сбоя;

– порты связи в количестве, обеспечивающем:

1) дистанционный и местный доступ релейного персонала;

2) возможность подключения переносного АРМ (ноутбука) к отдельному порту связи (независимо от сетевого порта);

– стандартные открытые международные протоколы обмена данными;

– возможность синхронизации от внешнего источника точного времени.

– русифицированные интерфейсы, меню и клавиатуру на русском языке;

– техническую документацию на русском языке в объёме, необходимом для полноценного проектирования, включая расчёт и выбор параметров срабатывания, квалифицированного обслуживания и проведения профилактических работ в процессе эксплуатации;

– оптимальные степени жесткости в части электромагнитной совместимости с учетом условий конкретного применения;

– исполнение, исключающее наличие принудительной вентиляции при их установке в шкафах;

– регистраторы событий и осциллографы аварийных процессов;

– дискретные входы, обеспечивающие их несрабатывание, а также работу устройств контроля выявления, автоматического и автоматизированного поиска «земли» при появлении замыкания на «землю» на любом полюсе.

Микропроцессорные устройства, по сравнению с электромеханическими, более подвержены влиянию электромагнитных излучений, в связи с чем при установке микропроцессорных устройств должны быть неукоснительно выполнены все регламентированные требования по электромагнитной совместимости и помехозащищенности. На всех подстанциях необходимо оценить существующий уровень помех и в случае невыполнения требований, наметить комплекс мероприятий по электромагнитной совместимости и помехозащищенности микропроцессорных устройств, исключающих превышение соответствующих норм.

3.4 Требования к шкафам микропроцессорных защит

Микропроцессорные устройства РЗА должны размещаться в шкафах. Шкафы должны быть единой унифицированной (типоразмер, цвет и т.п.) конструкции. Ориентировочные размеры шкафов должны быть (высота × ширина × глубина) 2200x800x600 мм. Все устройства должны размещаться в шкафу в соответствии с требованиями работы ОАО «Институт «Энергосетьпроект» № 13562 тм-т1, 1992 г: «Требования к разработке общего вида и рядов зажимов НКУ». Формирование состава устройств РЗА в шкафах должно выполняться с учетом обеспечения ближнего резервирования, повышения надежности работы защит, упрощения эксплуатации и монтажа.

Должна быть обеспечена возможность проведения наладки, профилактического восстановления и внепланового ремонта любого шкафа без вывода из действия других шкафов защиты, установленных на данном элементе. Питание терминалов РЗА каждого шкафа осуществляется от системы оперативного постоянного тока подстанции. Микропроцессорная часть устройств должна быть гальванически отделена от источника постоянного тока. Питание оперативным постоянным током каждого комплекта защиты должно осуществляться от отдельных автоматических выключателей.

Входные цепи шкафов от трансформаторов тока и напряжения должны присоединяться через испытательные блоки. При этом цепи тока должны быть, как правило, проходными.

Для обеспечения доступного обзора обслуживающим персоналом местной светодиодной (или иной) сигнализации блок управления терминалов РЗА устанавливается на дверь шкафа.

3.5 Требования к терминалам микропроцессорных устройств

Общие технические требования к терминалам микропроцессорных устройств РЗА приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Общие технические требования к терминалам микропроцессорных устройств РЗА

№ п.п.	Наименование параметра	Требуемое значение параметра	Примечание
1.	**Основные параметры**		
1.1	Количество входов по току, шт.	7	
1.2	Номинальный ток, А	1 или 5 (программный выбор)	
1.3	Диапазон измерения токов, А, для номинального вторичного тока: -1А; -5А; -ток 3Io с ТТНП - от Imin до 4·Imin - от 4·Imin до Imax - длительно - в течение 10 с - в течение 1 с	 0,05-100 0,25-500 0,015-15 ±2,5· Imin/Iизм ±2 20 150 500	
1.4	Потребляемая мощность всех цепей переменного тока, ВА/на фазу, не более	Не более 0,1	
2.	**Цепи переменного напряжения терминалов должны удовлетворять следующим параметрам:**		
2.1	Количество входов по напряжению, шт.	3	
2.2	Номинальное переменное напряжение Uном фазное / линейное, В	57,7 / 100	
2.3	Рабочий диапазон напряжений, В	0,5-260	
2.4	Основная относительная погрешность измерения напряжений в диапазоне от 0,5 до 260 В, %	±1	
2.5	Потребляемая мощность входа по напряжению, ВА, не более	Не более 0,1	
3	**Параметры срабатывания по времени**		
3.1	Пределы допускаемой основной относительной погрешности по времени срабатывания алгоритмов, % от уставки, не более	±0,5 (но не менее 10 мс)	
3.2	Собственное время срабатывания устройства, мс, не более	40	
4	**Рабочая частота терминалов:**		
4.1	Номинальная частота, Гц	fн = 50	
4.2	Рабочий диапазон частот, Гц	30-55	
5	**Напряжение оперативного постоянного тока терминалов должно удовлетворять следующим параметрам:**		
5.1	Номинальное напряжение оперативного тока (переменного / постоянного / выпрямленного), В	Uн = 220	
5.2	Род тока	постоянный, переменный, выпрямленный	
5.3	Рабочий диапазон напряжений переменного/выпрямленного тока, В	110-265	

	постоянного тока, В	150-370	
5.4	Величина пускового тока, А, не более / постоянная времени затухания, мс, не более	5 / 60	
5.5	Потребление цепей оперативного тока в состоянии покоя/срабатывания, Вт, не более	5/15	
5.6	Предельная допустимая пульсация напряжения, %	100	
5.7	Устойчивость к перерывам питания, с, не менее - без дополнительных модулей - с одним дополнительным модулем - при наличии оперативного тока - при отсутствии оперативного тока	 3 2,5 В течение всего срока службы 350	
5.8	Подача напряжения обратной полярности не должна вызывать повреждения терминала	да	
5.9	Время готовности, с, не более	не более 1,3	
6	**Дискретные входы терминалов должны удовлетворять следующим параметрам:**		
6.1	Количество дискретных входов для терминала, без дополнительного модуля не менее, шт	24	
6.2	Количество дискретных входов для терминала, с дополнительным модулем не менее, шт	42	
6.3	Номинальное напряжение питания дискретных входов, В	=/~220	
6.4	Напряжение срабатывания на постоянном токе, В, не менее/не более	164 / 170	
6.5	Напряжение срабатывания на переменном токе, В, не менее/не более	159 / 167	
6.6	Напряжение возврата на постоянном токе, В, не менее/не более	100 / 106	
6.7	Напряжение возврата на переменном токе, В, не менее/не более	129 / 137	
6.8	Предельное напряжение тепловой стойкости, В	300	
6.9	Длительность сигнала для срабатывания входа на постоянном/переменном токе, мс, не менее	25 / 30	
6.10	Мощность, потребляемая входом при номинальном напряжении, Вт, не более	0,77±3%	
7	**Дискретные выходы терминалов должны удовлетворять следующим параметрам:**		
7.1	Количество дискретных выходов для терминала, без дополнительного модуля не менее, шт	22 (18 НР / 4 ПК)	
7.2	Количество дискретных выходов для терминала, с дополнительным модулем не менее, шт	28 (24 НР / 4 ПК)	
7.3	Наличие отдельного нормально замкнутого выхода «Отказ» , шт	1	
7.4	Диапазон коммутируемых напряжений переменного и постоянного тока, В	10-265 В	
7.5	Коммутируемый постоянный ток (действие на размыкание) при активно-индуктивной нагрузке и постоянной времени до 0,02 с, А, не более	0,3	
7.6	Коммутируемый постоянный ток (действие на замыкание), А, не более	8	
7.7	Коммутируемый переменный ток (действие замыкание/размыкание), А, не более	8	
7.8	Электрический ресурс на переменном токе при резистивной нагрузке 8 А, 250 В, коммутаций, не менее	25 000	
7.9	Механический ресурс, коммутаций, не менее	10 000 000	
7.10	Количество светодиодов -всего -настраиваемых	16 14	

7.11	Количество электромагнитных индикаторов	14	
7.12	Наличие местной сигнализации с энергонезависимыми индикаторами	да	
8	**Терминал защиты должен включать в себя:**		
8.1	Дифференциальная токовая отсечка	Да	
	Дифференциальная защита с торможением	Да	
	Токовая отсечка стороны ВН	Да	
	Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению	Да	
	Максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению	Да	
	Защита от перегрузки	Да	
	Логическая защита шин	Да	
	Логическая защита трансформатора	Да	
	Защита от дуговых замыканий на стороне НН	Да	
	Токовая защита обратной последовательности ВН и НН	Да	
	Токовая защита нулевой последовательности	Да	
	Защита от однофазных замыканий на землю	Да	
	Газовая защита трансформатора и устройства РПН	Да	
	Автоматика пуска охлаждения и защита от потери охлаждения трансформатора	Да	
	Защита элегазового оборудования	Да	
	Функция устройства резервирования при отказе выключателя	Да	
	Прием и исполнение команд от внешних устройств защиты	Да	
	Оперативное управление выключателем стороны ВН трансформатора	Да	
	Автоматическое повторное включение выключателя стороны ВН	Да	
	Контроль электрических параметров текущего режима работы	Да	
	Контроль цепей тока	Да	
	Контроль цепей напряжения	Да	
	Диагностика выключателя и цепей управления	Да	
	Пуск охлаждения трансформатора	Да	
	Формирование сигналов аварийной и предупредительной сигнализации	Да	
	Оперативный выбор одной из двух программ уставок	Да	
	Часы реального времени	Да	
	Интеграция в автоматизированные системы контроля и управления	Да	

	Самодиагностика устройства	Да	
8.2	Иметь свободно программируемую логику	Да	
8.3	Назначение внутренних сигналов на любой дискретный вход/выход	Да	
8.4	Удовлетворять следующим нормативным документам:		
	- РД 34.35.310-97	Да	
	- Соответствие критерию качества функционирования А и IV группе исполнения по устойчивости к помехам по ГОСТ Р 50746-2000	Да	
	-Испытаниям в соответствии с ГОСТ 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000)	Да	
8.5	Степени жесткости	Не хуже 3	
8.6	Предусматривать синхронизацию от внешнего источника точного времени	Да	
8.7	Иметь непрерывную диагностику	Да	
8.8	Иметь возможность установки группы уставок по дискретным входным сигналам и с верхнего уровня управления	Да	
8.9	Иметь порты связи, обеспечивающие обмен информацией при их интеграции в систему АСУТП по стандартным протоколам связи	Да	
8.10	Поставщик должен являться непосредственным производителем или его официальным дилером, либо иметь другие документы, подтверждающие право поставки данного Оборудования	Да	
9	**Устройства должны осуществлять:**		
9.1	Осциллографирование	Да	
9.2	Осциллографирование напряжения оперативного тока	Да	
9.3	Регистрацию изменений состояния устройства	Да	
9.4	Регистрацию срабатываний функций защиты и автоматики	Да	
9.5	Регистрацию изменений уставок функций защиты и автоматики	Да	
9.6	Иметь счетчики количества пусков и срабатываний функций защиты и автоматики	Да	
9.7	Регистрацию максимальных значений измеряемых величин	Да	
9.8	Формат записи осциллограмм	Comtrade, IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04	
9.9	Частота дискретизации, Гц	2000	
9.10	Длительность предаварийной записи	от 0,1 до 5 с	
9.11	Длительность записи	от 0,1 до 10 с	
9.12	Режимы работы	Следящий/импульсный	
9.13	Количество аналоговых сигналов, шт	До 50	
9.14	Количество логических сигналов, шт	До 200	
9.15	Количество памяти, выделенной для хранения осциллограмм, Мбайт	286	
9.16	Максимальное количество событий, хранимых в энергонезависимой памяти	1000	
9.17	Хранение журнала событий обеспечено в энергонезависимой памяти в течение всего срока службы устройства	Да	
9.18	Иметь русифицированные интерфейсы	Да	
9.19	Чтение данных через USB при отсутствии оперативного тока	Да	

9.20	Скачивание настроек конфигурации, осциллограмм и всех журналов на флеш накопитель с автоматическим структурированием данных по топологии ПС	Да	
10	**В комплекте с терминалами каждого типа должны поставляться:**		
10.1	Программное обеспечение (русифицированный вариант) для:		
10.2	настройки параметров и конфигурации	Да	
10.3	регистрации	Да	
10.4	считывания и просмотра осциллограмм	Да	
10.5	Документация на русском языке, содержащая:		
10.6	описание принципов работы	Да	
10.7	технические характеристики	Да	
10.8	алгоритмы встроенных функций и функциональные схемы	Да	
10.9	описание их функционирования и взаимодействия внутри терминала	Да	
10.10	рекомендации по выбору параметров настройки терминала	Да	
10.11	инструкции по наладке и эксплуатации	Да	
11	**Конструктивное исполнение**		
11.1	Габаритные размеры основного блока, мм, ШхВхГ	144x278x201	
11.2	Масса основного блока, кг, не более	4,1	
11.3	Габаритные размеры дополнительного модуля ввода-вывода дискретных сигналов, мм, ШхВхГ	50x278x195	
11.4	Масса дополнительного модуля, кг, не более	1,5	
11.5	Габаритные размеры пульта управления, мм, ШхВхГ	125x250x35	
11.6	Масса пульта управления, кг, не более	1,1	
11.7	Степень защиты для корпуса в соответствии с ГОСТ 14254-96, не ниже	IP40	
11.8	Степень защиты для соединителей в соответствии с ГОСТ 14254-96, не ниже	IP20	
11.9	Степень защиты лицевой панели пульта управления в соответствии с ГОСТ 14254-96, не ниже	IP54	
12	**Климатические условия**		
12.1	Климатическое исполнение по ГОСТ 15150-69	УХЛ 3.1	
12.2	Диапазон рабочих температур, °С	минус 40 ÷ плюс 55	
12.3	Влажность при +25°С, %, не более	98	
12.4	Атмосферное давление, мм рт. ст.	550 ÷ 800	
12.5	Высота установки над уровнем моря, м, не более	2000	
13	**Механические факторы**		
13.1	Стойкость к механическим воздействиям по ГОСТ 17516.1	М43	
13.2	Сейсмостойкость по ГОСТ 17516.1-90.10	до 9 баллов по шкале MSK-64, при уровне установки над нулевой отметкой на высоте до 10 м	
13.3	НП-031-01	II категория	
14	**Электрическая прочность**		
14.1	Сопротивление изоляции при нормальных климатических условиях, не менее	100 МОм при 2500 В	
14.2	Сопротивление изоляции при повышенной влажности (относительная влажность 98%, температура окружающего воздуха от -25 до 10°С), не менее	1 МОм	
14.3	Испытательное переменное напряжение	2,5кВ; 50 Гц; 1 мин	
14.4	Испытательное импульсное напряжение	5 кВ; 1,2/50 мкс; 5 с	

15	Срок службы и хранения		
15.1	Срок хранения в заводской упаковке, месяцев, не более	12	
15.2	Срок гарантийного обслуживания с момента отгрузки устройства, месяцев, не менее	120	
15.3	Ремонт устройства в период гарантийной эксплуатации должен производится компанией-производителем бесплатно	Да	
15.4	Наличие бесплатного круглосуточного номера технической поддержки	Да	
15.5	Средний срок службы, лет	25	
15.6	Средняя наработка на отказ, час	125 000	

3.6 Требования по надёжности 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 25 лет.

При этом в течение всего указанного срока службы все указанные выше устройства должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к многокомпонентным, многоканальным, ремонтопригодным и восстанавливаемым системам ГОСТ 24.701-86.

В целом надежность системы РЗА должна обеспечиваться:

– выбором совокупности технических средств, обладающих соответствующими показателями надежности, дублирования, резервирования;

– обеспечением облегченных режимов работы элементов системы РЗА;

– рациональным использованием различного рода избыточности;

– использованием эффективных диагностических устройств;

– использованием устройств и систем РЗА, способных гибко изменять свой алгоритм функционирования и структуру при появлении дефектов в их схеме;

– минимумом вмешательства обслуживающего персонала в работу РЗА;

– структурными способами (использование распределительного управления, автономность отдельных компонентов системы и т.п.);

– требуемым регламентом обслуживания технических средств.

Количественные показатели надежности должны составлять:

– средняя наработка на отказ каждого канала по функции РЗА - не менее 125000 ч;

Неисправность любого устройства РЗА не должна приводить к отказу и ложным/излишним действиям других исправных устройств.

4 Релейная защита и автоматика элементов подстанции

4.1 Общие положения релейной защиты

Устройствами РЗА должно быть обеспечено следующее оборудование ПС-26 35/6 кВ:

– силовые трансформаторы;

– выключатели 35 кВ;

– одна система шин 6 кВ;

– вводные выключатели (ВВ) 6 кВ;

– секционные выключатели (СВ) 6 кВ;

– трансформаторы напряжения (ТН) 6 кВ;

– ячейки отходящих линий (ОЛ) 6 кВ.

Согласно нормативным документам для перечисленного выше оборудования применяется следующий состав защит и автоматики:

а) силовой трансформатор:

- дифференциальная токовая защита трансформатора (ДЗТ);
- газовая защита трансформатора (ГЗТ);
- максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению на стороне высшего напряжения (МТЗ ВН/U);
- защита от перегрузки (ЗП);
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п.).

б) выключатель 35 кВ:

- автоматика управления выключателем (АУВ);
- трехфазное АПВ (ТАПВ) (однократное);
- технологические защиты выключателя.

в) система шин 6 кВ:

- логическая защита шин (ЛЗШ);
- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ).

г) ячейка ВВ 6 кВ:

- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению (МТЗ/U);
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- УРОВ;
- технологические защиты выключателя;
- АУВ.

д) ячейка СВ 6 кВ:

- МТЗ;
- УРОВ;
- технологические защиты выключателя;

- АУВ;
- автоматический ввод резерва (АВР).

е) ячейка ТН 6 кВ:

- ЗОЗЗ;
- АЧР;
- контроль исправности ТН 6 кВ.

ж) ячейка ОЛ 6 кВ:

- МТЗ;
- ЗОЗЗ;
- технологические защиты выключателя;
- УРОВ;
- АУВ.

Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС ПС-26 35/6 кВ см. 1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.1.

4.2 Релейная защита и автоматика Т-1, Т-2

Для защиты трансформатора в ОПУ устанавливаются шкаф. Шкаф состоит из трех комплектов. Первый комплект выполняет функцию основных защит, второй комплект резервных защит, АУВ стороны 35 кВ, третий комплект защиту и АУВ ВВ 6 кВ.

В самом трансформаторе предусматриваются:

- ГЗ Т;
- датчики контроля температуры обмоток и масла;
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, защита от потери охлаждения и т.п.).

Релейная часть комплекта основных защит выполнена на базе микропроцессорного терминала, в котором реализуются следующие функции:

- ДЗТ;
- МТЗ НН/U;
- логика отключения от ГЗ Т с контролем изоляции их цепей;
- логика отключения от технологических защит трансформатора;
- логика отключения выключателей и пуска УРОВ;
- логика запрета АПВ выключателей;
- контроль вторичных цепей переменного тока;
- контроль вторичных цепей напряжения;
- осциллографирование и регистрация аварийных событий;
- отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для

функций РЗА;

- проверка функционирования и самодиагностика.

ДЗТ, ГЗ Т действуют на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ.

Релейная часть комплекта резервных защит и АУВ выполнена на базе микропроцессорного терминала, в котором реализуются следующие функции:

- МТЗ ВН/U;
- защита от перегрузки;
- токовая отсечка;
- токовое реле пуска автоматики охлаждения;
- логика отключения ГЗ Т с контролем изоляции их цепей;
- логика отключения выключателей и пуска УРОВ;
- АУВ;
- ТАПВ;
- контроль цепей управления;
- контроль включенного/отключенного положения выключателя;
- контроль состояния и готовности выключателя;
- контроль вторичных цепей напряжения;
- технологические защиты выключателя (давление элегаза, обогрев, завод пружин и т.д.);
- осциллографирование и регистрация аварийных событий;
- отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функций РЗА;
- проверка функционирования и самодиагностика.

При выполнении АПВ предусматривается:

- пуск АПВ по цепи «несоответствия»;
- однократность действия;
- действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя присоединения и устройства АПВ, с установленной выдержкой времени;
- запрет действия АПВ при отключении выключателя оперативным персоналом;
- возможность запрета АПВ от внешних устройств;
- оперативный ввод/вывод АПВ.

Каждый комплект защит и автоматики может быть полностью выведен из работы отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей и т.д.

Структурно-функциональная схема шкафа защит трансформатора - см.

1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.1, 1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.2.

4.3 Релейная защита системы шин 6 кВ

На каждой секции 6 кВ предусматривается:

- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- ЗОЗЗ.

Алгоритм ЛЗШ реализуется в комплектах защит отходящих линий, вводных и секционных выключателей 6 кВ. ЛЗШ отключает рабочий ввод (СВ) 6 кВ без выдержки времени при срабатывании МТЗ ввода (СВ) и отсутствии сигнала о срабатывании МТЗ отходящих линий 6 кВ.

ЗОЗЗ реализуется в комплектах защит ТН 6 кВ.

Для защиты системы шин 6 кВ от дуговых замыканий, в КРУ 6 кВ предусматривается устройство оптической дуговой защиты. В устройстве реализуется:

- защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- формирование сигналов отключения;
- защита от ложных срабатываний при освещении;
- контроль работоспособности оптоэлектронного тракта;
- проверка функционирования и самодиагностика.

Защита от дуговых замыканий выполняется с применением специального устройства. Устройство представляет собой децентрализованную распределенную систему. С помощью волоконно-оптических датчиков (ВОД) радиального типа устройство фиксирует в инфракрасном диапазоне световую вспышку от электрической дуги и формирует сигнал на отключение питающего напряжения. Применение ВОД радиального типа позволяет обеспечить селективность защиты. В высоковольтных отсеках КРУ, т.е. в зоне действия наибольших электромагнитных помех находятся только пассивные компоненты (объектив ВОД и волоконно-оптический кабель (ВОК)), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам. Этим, в совокупности с гальванической развязкой блоков, входящих в состав устройства, от цепей оперативного тока, обеспечивается высокая помехозащищенность устройства. Для повышения селективности и надежности команда на отключение силовых электрических цепей выдается только при наличии двух факторов – световой вспышки от электрической дуги и работы максимальной токовой защиты (МТЗ) без выдержки времени.

4.4 Релейная защита и автоматика управления ячейками ВВ 6 кВ

Для защиты и управления ВВ 6 кВ устанавливаются микропроцессорные терминалы с использованием следующих функций:

- МТЗ/U;
- ЗМН;
- контроль тока для пуска дуговой защиты;
- УРОВ;
- АУВ;
- пуск АВР;
- ВНР;
- прием сигналов от технологических защит выключателя (привод не готов);
- осциллографирование и регистрация аварийных событий;
- проверка функционирования и самодиагностика.

Терминалы размещаются в шкафу защиты соответствующих трансформаторов.

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА ввода 6 кВ - см. 1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.4.

4.5 Релейная защита и автоматика управления ячейками СВ 6 кВ

Для защиты и управления СВ 6 кВ устанавливается микропроцессорный терминал с использованием следующих функций:

- МТЗ;
- контроль тока для пуска дуговой защиты;
- УРОВ;
- АУВ;
- АВР;
- прием сигналов от технологических защит выключателя (привод не готов);
- осциллографирование и регистрация аварийных событий;
- проверка функционирования и самодиагностика.

Терминал размещается в КРУ 6 кВ в ячейке СВ.

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА СВ 6 кВ – см. 1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.5

4.6 Релейная защита ячеек ТН 6 кВ

В качестве устройства защиты ТН 6 кВ предусматривается использование микропроцессорных терминалов, в которых реализуются следующие функции:

- ЗОЗЗ;
- АЧР;
- контроль исправности ТН 6 кВ
- осциллографирование и регистрация аварийных событий;
- проверка функционирования и самодиагностика.

Терминалы размещаются в КРУ 6 кВ в ячейках ТН соответствующей секции.

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА ТН 6 кВ - см. 1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.7.

4.7 Релейная защита и автоматика управления ячейками ОЛ 6 кВ

Для защиты и управления ОЛ 6 кВ устанавливаются микропроцессорные терминалы с использованием следующих функций:

- МТЗ;
- ЗОЗЗ;
- УРОВ;
- АУВ;
- прием сигналов от технологических защит выключателя (привод не готов);
- осциллографирование и регистрация аварийных событий;
- проверка функционирования и самодиагностика.

Терминалы размещаются в КРУ 6 кВ в ячейках ОЛ.

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА линии 6 кВ - см. 1071988/07/2021-ОТР–ГЧ.6.

4.8 УРОВ 6 кВ

Функция УРОВ в терминалах ОЛ и СВ 6 кВ пускается от своих защит с одновременным контролем тока через отказавший выключатель. УРОВ реализуется со ступенчатым действием:

- первая ступень действует без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;
- вторая – с выдержкой времени и контролем тока на отключение ВВ 6 кВ с запретом АПВ.

Функция УРОВ в терминалах ВВ 6 кВ пускается от своих защит с одновременным контролем тока через отказавший выключатель. УРОВ реализуется со ступенчатым действием:

- первая ступень действует без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;

- вторая – с выдержкой времени и контролем тока на отключение выключателя 16 кВ с запретом АПВ.

4.9 АВР и ВНР 6 кВ

В терминалах ВВ 6 кВ и СВ реализуется алгоритм АВР. При исчезновении напряжения на одной из секций 6 кВ и наличии напряжения на смежной секции, отключается ВВ и включается СВ, запитывая обесточенную секцию.

В терминалах ВВ 6 кВ и СВ реализуется алгоритм ВНР. При восстановление напряжения до вводного выключателя 6 кВ после срабатывания АВР, отключается СВ и включается ВВ, восстанавливая нормальный режим работы.

5 Оперативное питание

Для организации питания устройств, проектом предусматривается установка шкафа оперативного тока с аккумуляторной батареей. Шкаф оперативного тока обеспечивает следующие функции контроля, управления, защиты и мониторинга:

- прием электрической энергии от ЗПУ и АБ;
- распределения электрической энергии по цепям постоянного тока;
- защиту вводов и отходящих линий от коротких замыканий и перегрузки;
- измерение и контроль тока заряда и подзаряда АБ, тока нагрузки и тока ЗПУ;
- измерение и контроль напряжения поддерживающего заряда АБ в соответствии с их типом и количеством входящих в них аккумуляторных блоков;
- измерение и контроль входного сетевого напряжения;
- автоматическое повторное включение ЗПУ при восстановлении питания;
- контроль напряжения на шинах постоянного тока;
- контроль и измерение сопротивления изоляции полюсов сети постоянного тока;
- термокомпенсация напряжения поддерживающего заряда АБ;
- защиту от глубокого разряда АБ;
- защиту от перенапряжения на АБ и шине постоянного тока;
- регулирование, контроль напряжения и продолжительность выравнивающего, поддерживающего и ускоренного заряда АБ;
- тестирование емкости АБ;
- контроль целостности цепей АБ;
- осциллографирование;
- формирование журнала событий, изменения уставок, настроек, оперативных и аварийных событий до 1000 единиц;
- контроль и хранение статической информации (количество появлений событий, количество часов работы устройства («моточасы»), количество включений устройства);
- телеуправления, телеизмерения и телесигнализации;

- часов реального времени;
- самодиагностика.

6 Центральная сигнализация

На ПС-26 35/6 кВ сигнализация выполняется в следующем объеме:

- индивидуально-обобщенная, световая предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы оборудования и неисправностей в составе щита управления;

- индивидуальная визуальная сигнализация в составе шкафов и терминалов РЗА;

- центральная аварийно-предупредительная звуковая и световая сигнализация в составе шкафа с микропроцессорным терминалом ЦС, обеспечивающая привлечение внимания персонала.

Проектом предусматривается установка шкафа центральной сигнализации. Шкаф выполняет функцию центральной сигнализации для двух участков: ОПУ и КРУ 6 кВ.

7 Управление коммутационными аппаратами

В шкафах размещаются ключи управления и выбора «Местное/Дистанционное», лампы положения выключателей, измерительные приборы (тока, напряжения, мощности), автоматы питания. Предусматривается управление выключателями из нескольких мест:

- из ОПУ посредством ключей в шкафу;

- из панели управления находящейся в ОПУ;

- из ячеек 6 кВ, находящихся в КРУ 6 кВ, посредством кнопок управления;

- из АСУ ТП.

8 Регистрация аварийных событий

На ПС-26 35/6 кВ модернизация регистратора аварийных событий данным проектом не предусматривается.

9 Электромагнитная совместимость и помехозащищённость устройств РЗА

Универсальное цифровое устройство релейной защиты и автоматики с критерием качества функционирования «А» по устойчивости к следующим видам помех:

- электростатическому разряду по ГОСТ 30804.4.2-2013;

- электромагнитному полю частотой 80-3000 МГц по ГОСТ 30804.4.3-2013;

- наносекундным импульсным помехам по ГОСТ 30804.4.4-2013;

- микросекундным импульсным помехам по ГОСТ Р 51317.4.5-99;

- кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями, по ГОСТ Р 51317.4.6-99;

- магнитному полю промышленной частоты по ГОСТ Р 50648-94;

- импульсному магнитному полю по ГОСТ Р 50649-94;

- колебательному затухающему магнитному полю по ГОСТ Р 50652-94;

- динамическим изменениям напряжения электропитания по ГОСТ 30804.4.11-2013;

- провалам напряжения, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения постоянного тока по ГОСТ IEC 61000-4-29-2016;

- колебательным затухающим импульсным помехам по ГОСТ IEC 61000-4-12-2016 ГОСТ IEC 61000-4-18-2016;

- искажению синусоидальности напряжения по ГОСТ 30804.4.13-2013;

- изменению напряжения электропитания переменного тока по ГОСТ Р 51317.4.14-2000;

- напряжению кондуктивных помех в полосе частот от 0 до 150 кГц по ГОСТ Р 51317.4.16-2000;

- пульсациям напряжения электропитания постоянного тока по ГОСТ Р 51317.4.17-2000;

- изменению частоты электропитания переменного тока по ГОСТ Р 51317.4.28-2000;

- токам кратковременных синусоидальных помех частотой 50 Гц по ГОСТ 32137-2013 в цепях защитного и сигнального заземления;

- токам микросекундных импульсных помех по ГОСТ 32137-2013 в цепях защитного и сигнального заземления.

10 Состав технической и эксплуатационной документации

Предприятие-изготовитель должно предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, подготовленной в соответствии с ГОСТ 27300-87 «Информационно-измерительные системы. Общие требования, комплектность и правила составления эксплуатационной документации», ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем», ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения», в составе, необходимом для проектирования, монтажа, наладки, пуска, сдачи в эксплуатацию, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Предоставляемая предприятием-изготовителем техническая и эксплуатационная документация должна включать:

– общее описание устройств РЗА;

– ведомость технических и эксплуатационных документов;

–спецификацию оборудования;

–описание комплекса технических средств, в том числе техническую документацию на отдельные компоненты аппаратуры, содержащую правила монтажа, настройки и эксплуатации;

–руководство пользователя для работы с программным обеспечением (описание, порядок его установки, конфигурирование настройки);

–руководство по монтажу и наладке аппаратуры и программного обеспечения;

–рекомендуемые методики расчета параметров устройств РЗА;

–программы и методики испытаний при вводе в эксплуатацию, а также периодических проверок в процессе эксплуатации;

–протоколы наладки поставляемых программно-технических средств (ПТС);

–инструкции по эксплуатации комплекса технических средств РЗА;

–описание используемых протоколов обмена данными и внутренней адресации терминалов, контроллеров и пр.

11 Комплектность запасных частей, расходных материалов, проверочных устройств

Предприятие-изготовитель должно предоставить комплект запасных частей, расходных материалов и принадлежностей (ЗИП), программное обеспечение (ПО), необходимые для монтажа, наладки, пуска, а также технического обслуживания и ремонта системы РЗА.

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

В состав принадлежностей должны входить специализированные поверочные устройства, необходимые для монтажа, наладки, пуска, технического обслуживания и ремонта ПТС системы РЗА.

12 Безопасность и экология

Конструкция изделий РЗА должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями, указанными в следующих документах:

- ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

- ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

- ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»;

- ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия»;

- Правила устройства электропроводок при эксплуатации электроустановок потребителей (главы ЭП-11 и БШ-5).

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 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление»). Для заземления должна использоваться заземляющая шина системы электроснабжения и силового электрооборудования. Все устройства в шкафах должны быть подключены к заземляющей шине. Устройства и шкафы должны иметь приспособления для подключения к заземляющему контуру.

Минимальные требования к изоляции устройств должны соответствовать классу VW3 (ГОСТ Р 51179-98 (МЭК 870-2-1-95) «Устройства и системы телемеханики. Часть 2. Условия эксплуатации. Раздел 1. Источники питания и электромагнитная совместимость»).

Специальных требований по экологии не предъявляется.

13 Транспортирование, упаковка, условия и сроки хранения устройств РЗА

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 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды», ГОСТ 23216-78 «Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная антикоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний», ГОСТ 18620-86 «Изделия электротехнические. Маркировка», ГОСТ 15543.1-89 «Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам» и ГОСТ 14192-96 «Маркировка грузов». Порядок отгрузки, специальные требования к таре и упаковке должны быть определены в договоре на поставку оборудования.

14 Размещение и эксплуатация

Все помещения и распределительные установки, в которых размещаются устройства РЗА, должны быть оборудованы контурами заземления (PN и PE).

Устанавливаемые в помещениях устройства РЗА должны иметь допустимые нормы по температуре и влажности воздуха, составляющие:

– по температуре воздуха – от плюс 5 до плюс 45 °С;

– по влажности воздуха – от 5 до 75 % (без конденсации влаги).

Технические требования к эксплуатации технических средств, обслуживанию и ремонту должны соответствовать ПУЭ, ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия» и РД 153-34.0-35.617-2001 «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ».

15 Объем устройств РЗА и ВС

Таблица 1 – Ведомость объемов устанавливаемого и демонтируемого оборудования РЗА и ВС

	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол.
1	**Шкафы РЗА и СОПТ[1)]**		
1.1	Шкаф защит и автоматики трансформатора	шт.	2
1.2	Шкаф центральной сигнализации	шт.	1
1.3	Шкаф оперативного постоянного тока	шт.	1
2	**Терминалы РЗА 6 кВ**		
2.1	Терминал защит и автоматики управления СВ 6 кВ	шт.	1
2.2	Терминал защит ТН 6 кВ	шт.	2
2.3	Терминал защит и автоматики управления ОЛ 6 кВ	шт.	20
2.4	Устройства ЗДЗ	шт.	30
5	**Кабельная продукция[2)]**		
5.1	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 4х1,5	м	1700
5.2	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 5х1,5	м	900
5.3	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 7х1,5	м	1700
5.4	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 10х1,5	м	1600
5.5	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 14х1,5	м	1800
5.6	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 19х1,5	м	900
5.7	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 27х1,5	м	1300
5.8	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 4х2,5	м	1500
5.9	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 5х2,5	м	1500
5.10	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 7х2,5	м	1600
5.11	Кабель КВВГЭнг(А)-LS 10х2,5	м	600
5.12	Провод ПВ1 1х1,5	м	200

[1)] Шкафы поставляются отдельно;
[2)] Информация по объему кабельной продукции носит предварительный характер.

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	Номер документа	Под-пись	Дата
	изменен-ных	заменен-ных	новых	аннулиро-ванных				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

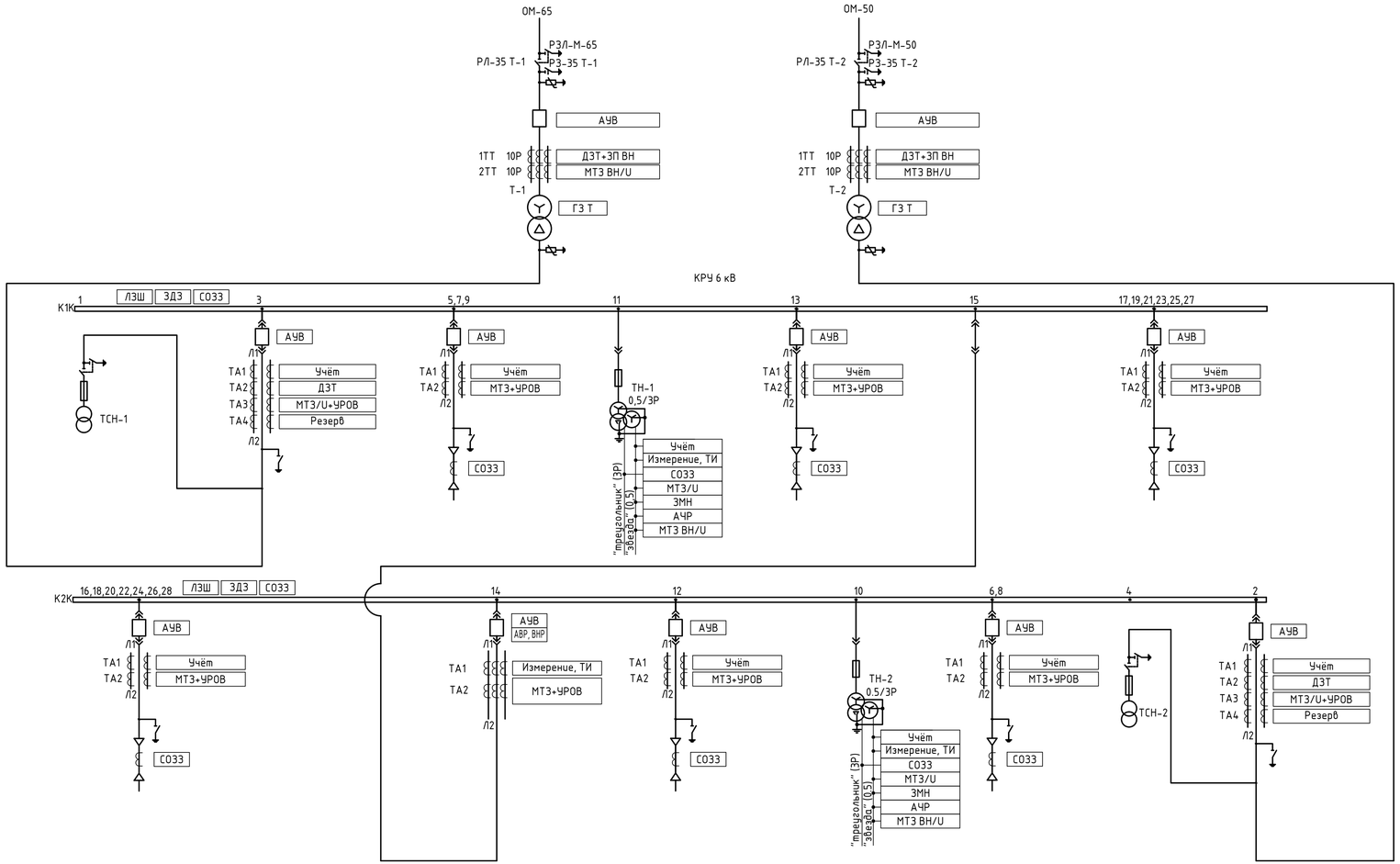


Таблица 1 – Условные обозначения

№ п/п	Обозначение	Наименование устройств (функции)
1	Учёт	Учёт электроэнергии
2	Измерение	Измерительные приборы
3	ТИ	Преобразователи для телеизмерений
4	ДЗТ	Дифференциальная защита трансформатора
5	ЗП ВН	Защита от перегрузки стороны высшего напряжения трансформатора
6	ГЗ Т	Газовая защита трансформатора
7	МТЗ ВН/U	Максимальная токовая защита с пуском по напряжению стороны ВН
8	УРОВ	Устройство резервирования при отказе выключателя
9	АУВ	Автоматика и управление выключателем
10	ТАПВ	Трёхфазное АПВ
11	МТЗ/U	Максимальная токовая защита с пуском по напряжению
12	ЛЗШ	Логическая защита шин
13	ЗДЗ	Защита шин от дуговых замыканий
14	СОЗЗ	Сигнализация однофазных замыканий на землю
15	МТЗ	Максимальная токовая защита
16	ЗМН	Защита минимального напряжения
17	АЧР	Автоматическая частотная разгрузка
18	АВР	Автоматический ввод резерва
19	ВНР	Восстановление нормального режима

1 Защита и автоматика элементов подстанции выполняется с применением микропроцессорных устройств

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.1
Разраб.		Николаев			08.21	ПС-26 35/6 кВ. Модернизация длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики и замена элементной базы с электромеханической на микропроцессорную (г. Заполярный): 1 этап
Пров.		Пигенешев			08.21	Релейная защита и автоматика. Технические решения
Н. контр.		Кузнецова			08.21	Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС ПС-26 35/6 кВ
Утв.		Демидов			08.21	

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	1

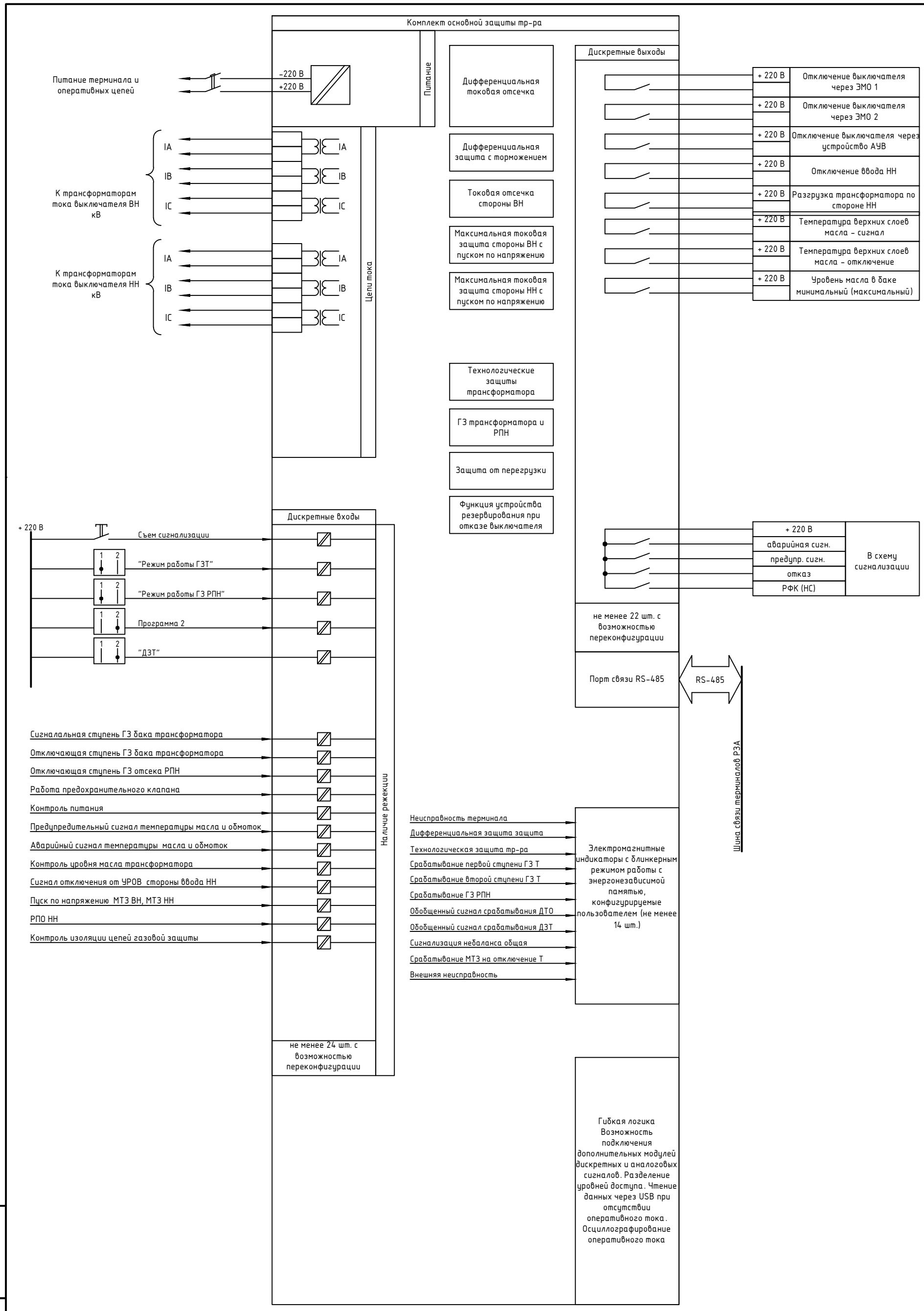
МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Формат А3х3



Изм.	Кол.уч	Лист	Nдок.	Подпись	Дата
Разраб.		Николаев			08.21
Пров.		Пигенешев			08.21
Т.контр.					
Н.контр.		Кузнецова			08.21
Утв.		Демидов			08.21

1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.2

ПС-26 35/6 кВ. Модернизация длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики и замена элементной базы с электромеханической на микропроцессорную (г. Заполярный): 1 этап

Релейная защита и автоматика. Технические решения

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	1

Структурно-функциональная схема МП терминала основной защиты трансформатора

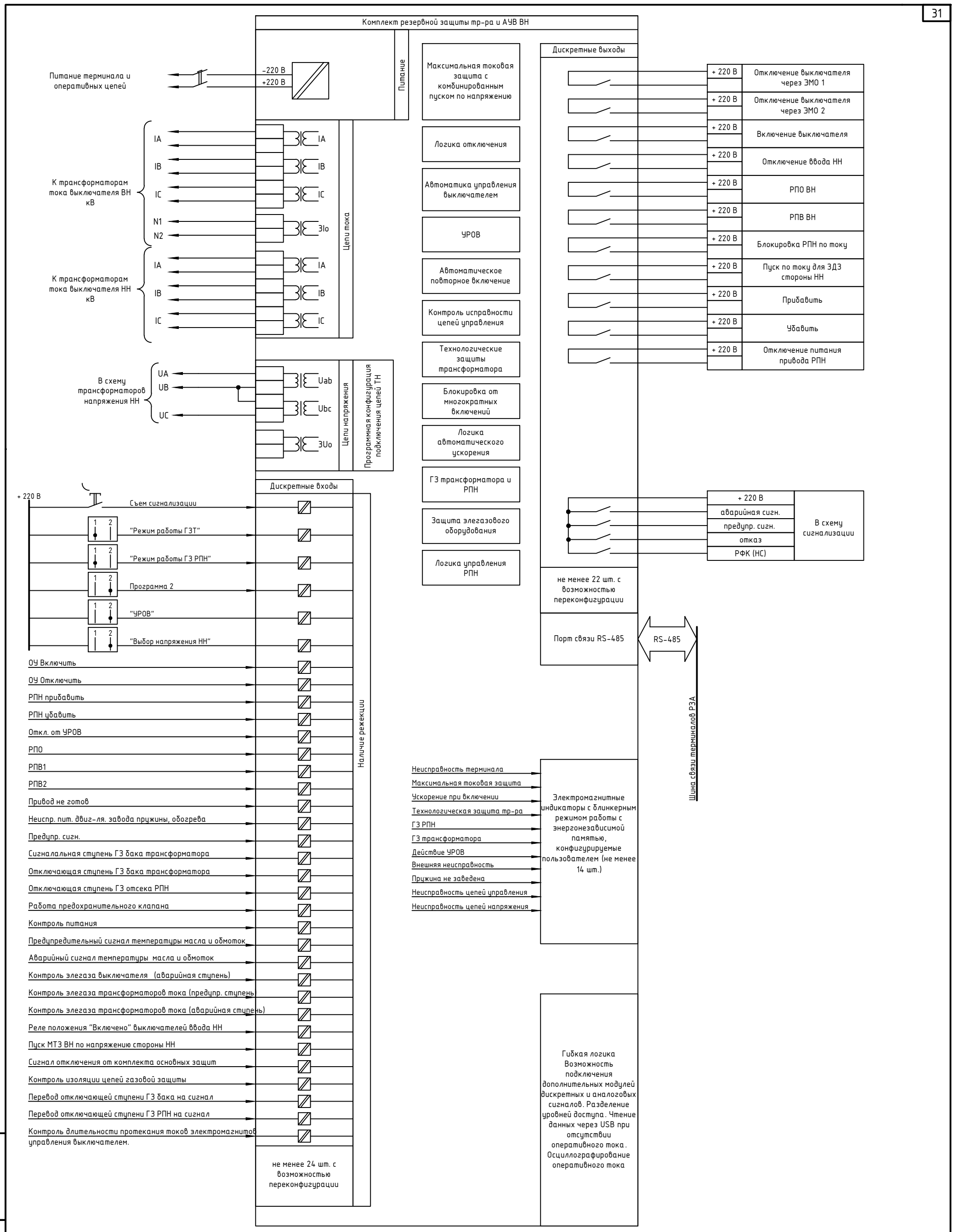
МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Формат А3



Взам. инв. N	
Подп. и дата	
Инв. N подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	Nдок.	Подпись	Дата
Разраб.		Николаев			08.21
Пров.		Пигенешев			08.21
Т.контр.					
Н.контр.		Кузнецова			08.21
Утв.		Демидов			08.21

1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.3

ПС-26 35/6 кВ. Модернизация длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики и замена элементной базы с электромеханической на микропроцессорную (г. Заполярный): 1 этап

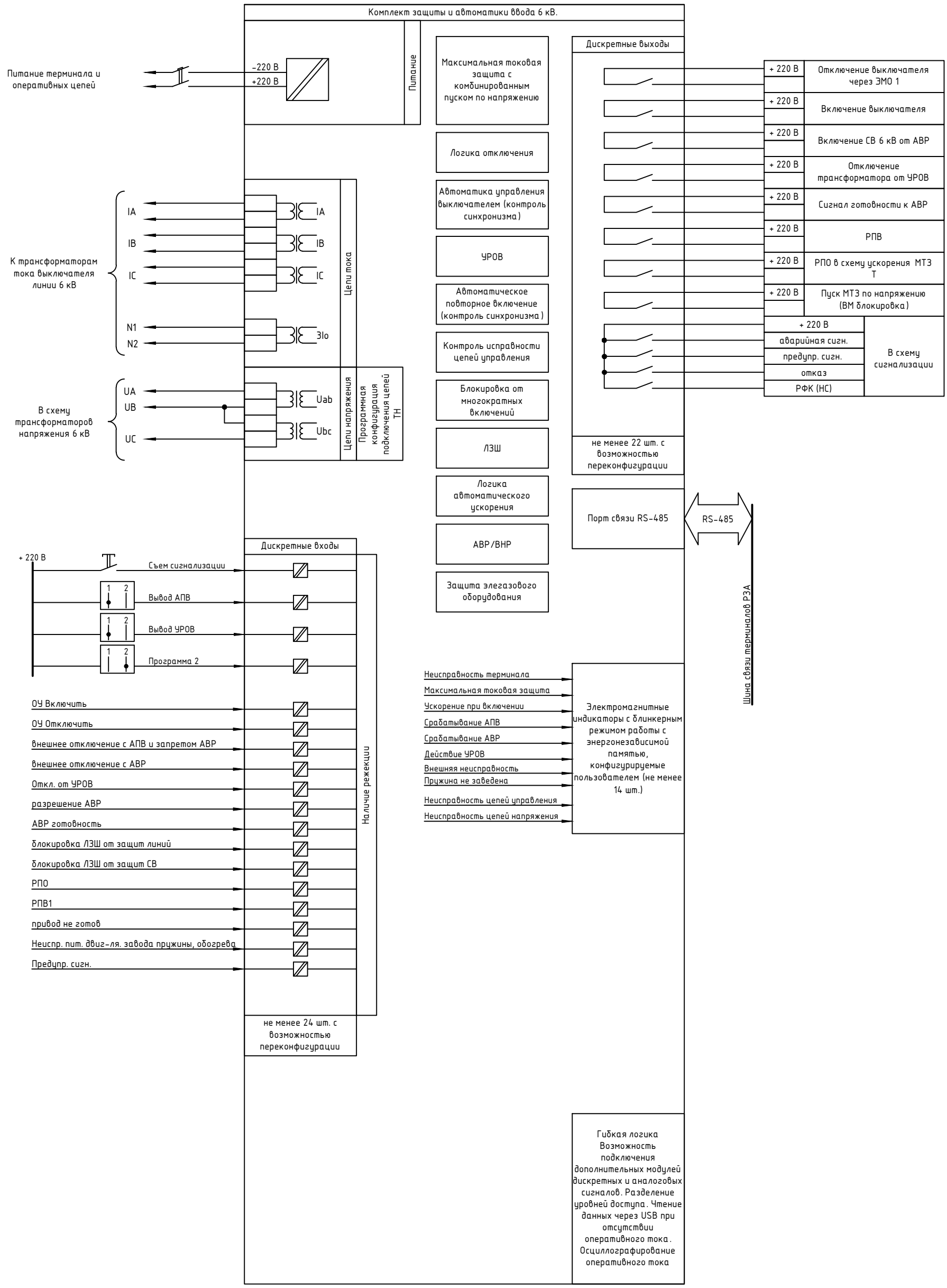
Релейная защита и автоматика. Технические решения

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	1

Структурно-функциональная схема МП терминала резервной защиты трансформатора, АУВ ВН и

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Формат А3



Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	Nдок.	Подпись	Дата
Разраб.		Николаев			08.21
Пров.		Пигенешев			08.21
Т.контр.					
Н.контр.		Кузнецова			08.21
Утв.		Демидов			08.21

1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.4

ПС-26 35/6 кВ. Модернизация длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики и замена элементной базы с электромеханической на микропроцессорную (г. Заполярный): 1 этап

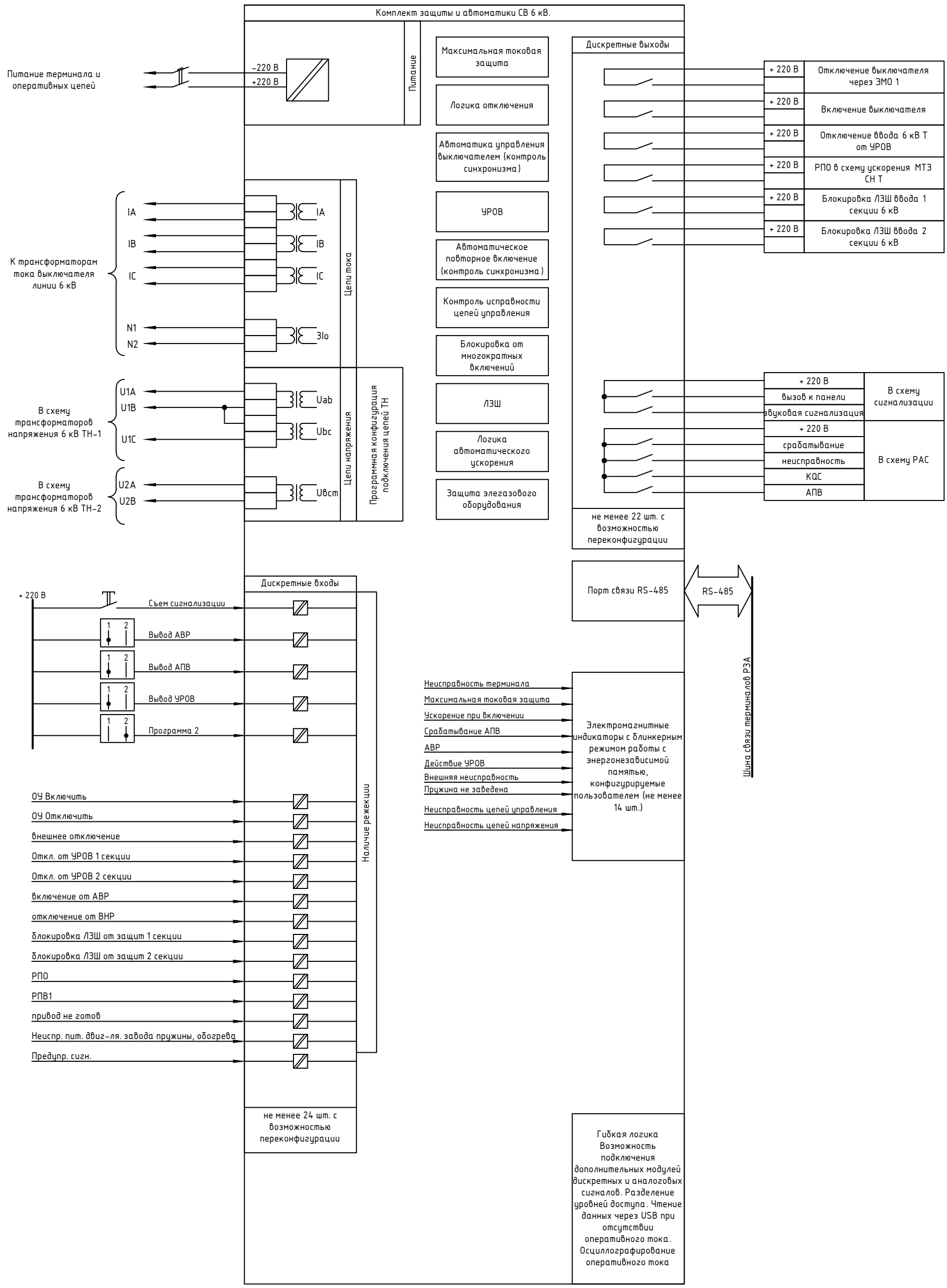
Релейная защита и автоматика. Технические решения

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	1

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА ввода 6 кВ

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Формат А3



Взам. инв. N	
Подп. и дата	
Инв. N подл.	

Изм.	Кол.уч	Лист	Nдок.	Подпись	Дата
Разраб.		Николаев			08.21
Пров.		Пигенешев			08.21
Т.контр.					
Н.контр.		Кузнецова			08.21
Утв.		Демидов			08.21

1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.5

ПС-26 35/6 кВ. Модернизация длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики и замена элементной базы с электромеханической на микропроцессорную (г. Заполярный): 1 этап

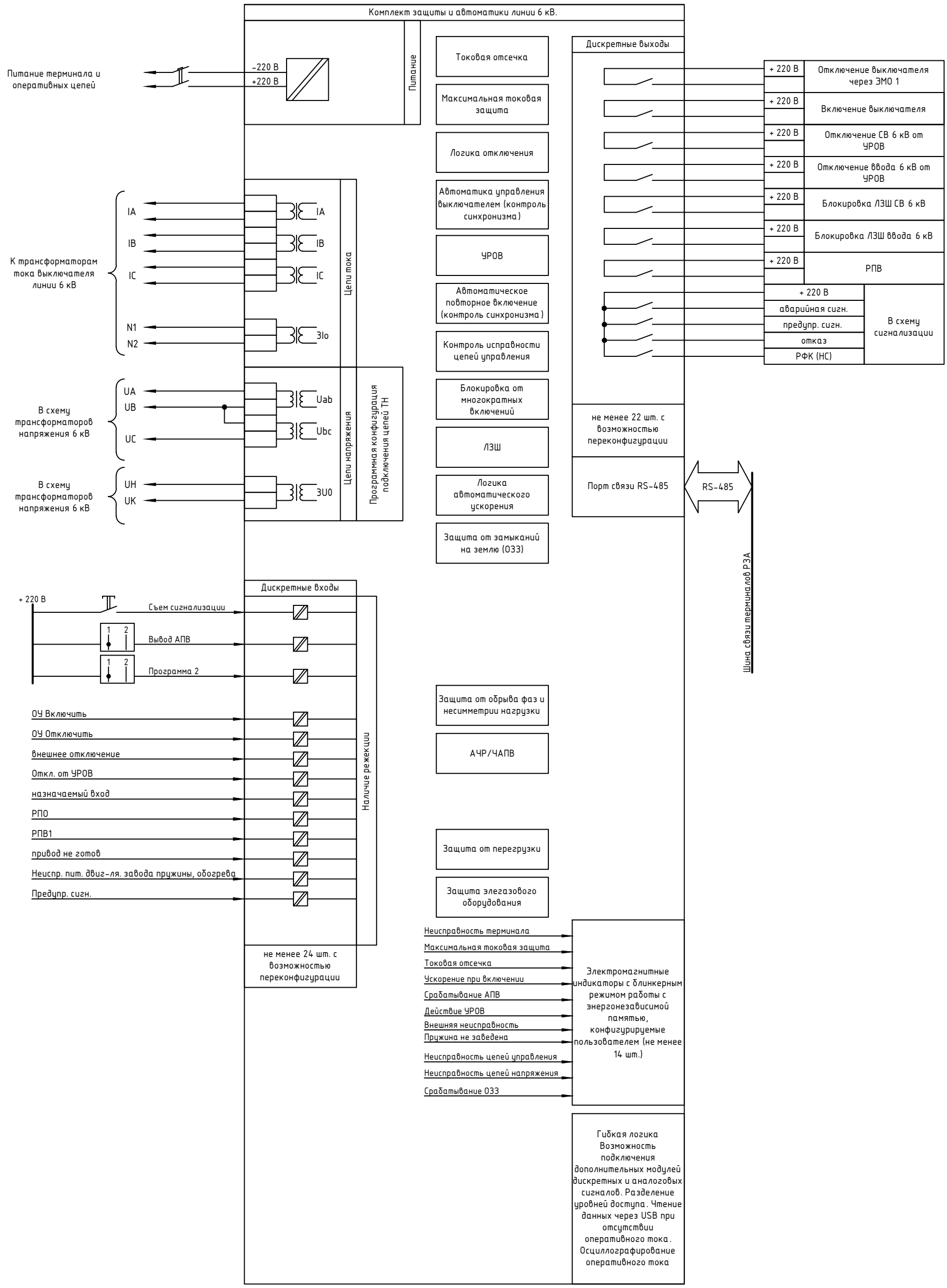
Релейная защита и автоматика. Технические решения

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	1

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА СВ 6 кВ

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Формат А3



Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Nдок.	Подпись	Дата
Разраб.		Николаев			08.21
Пров.		Пигенешев			08.21
Т.контр.					
Н.контр.		Кузнецова			08.21
Утв.		Демидов			08.21

1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.6

ПС-26 35/6 кВ. Модернизация длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики и замена элементной базы с электромеханической на микропроцессорную (г. Заполярный): 1 этап

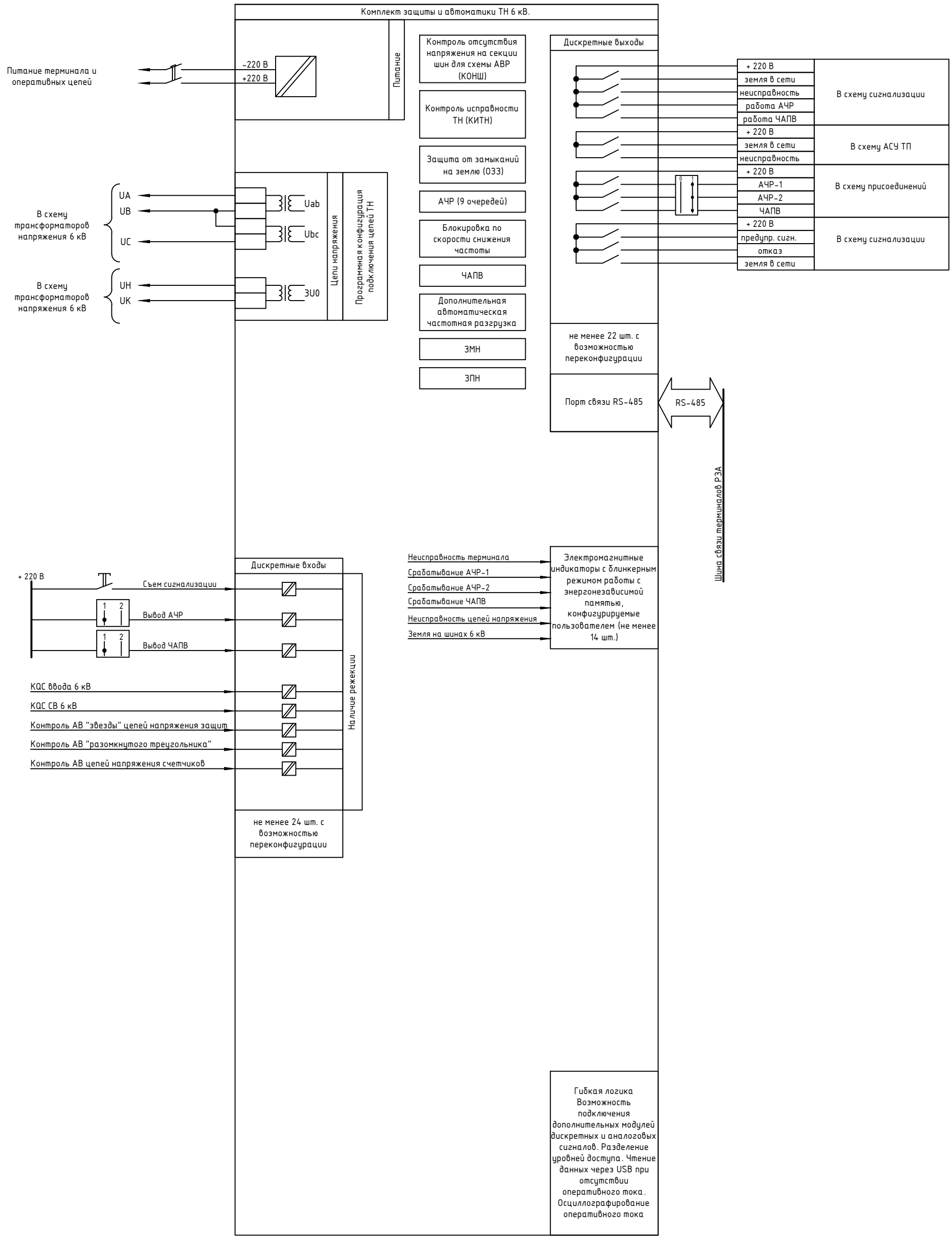
Релейная защита и автоматика. Технические решения

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	1

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА линии 6 кВ

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Формат А3



Взам. инв. N

Подп. и дата

Инв. N подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	Nдок.	Подпись	Дата
Разраб.		Николаев			08.21
Пров.		Пигенешев			08.21
Т.контр.					
Н.контр.		Кузнецова			08.21
Утв.		Демидов			08.21

1071988/07/2021-ОТР-ГЧ.7

ПС-26 35/6 кВ. Модернизация длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и автоматики и замена элементной базы с электромеханической на микропроцессорную (г. Заполярный): 1 этап

Релейная защита и автоматика. Технические решения

Стадия	Лист	Листов
ОТР	1	1

Структурно-функциональная схема МП терминала РЗА ТН 6 кВ

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Формат А3