



Алтей-УЗТ

Блок микропроцессорный
релейной защиты
двухобмоточных
трансформаторов



Руководство
по эксплуатации

Ревизия: 25.09.2026

Версия ПО: 2.25



Sk
СКОЛКОВО

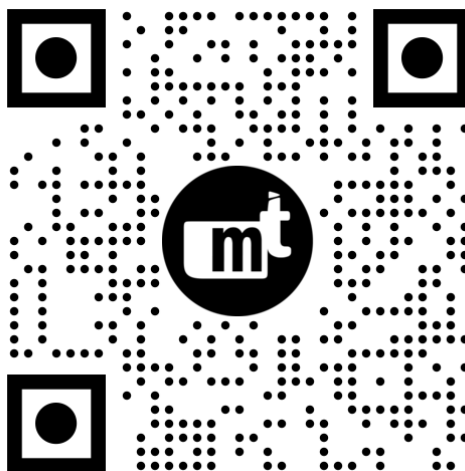
EAC

БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
ДВУХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ
С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 220 кВ

АЛТЕЙ-УЗТ

Руководство по эксплуатации

Ревизия: 25.09.2026



Техническая поддержка

Наша компания постоянно работает над улучшением качества продукции, что приводит к добавлению новых функциональных возможностей устройств. Поэтому необходимо пользоваться только последними выпусками руководств по эксплуатации, поставляемых совместно с устройствами или опубликованными на официальном сайте www.i-mt.net.

УВАЖАЕМЫЙ КЛИЕНТ! Просим Вас направлять свои пожелания, замечания, предложения и отзывы о нашей продукции на адрес электронной почты 01@i-mt.net.

ОГЛАВЛЕНИЕ	
ВВЕДЕНИЕ	6
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	7
1 НАЗНАЧЕНИЕ.....	8
2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	13
3 ФУНКЦИИ ЗАЩИТЫ	17
3.1 Дифференциальная токовая защита	17
3.2 Токовая отсечка и максимальная токовая защита стороны ВН	29
3.3 Максимальная токовая защита стороны НН	32
3.4 Защита от перегрузки	33
3.5 Логическая защита шин стороны НН и трансформатора	34
3.6 Защита от дуговых замыканий на стороне НН	37
3.7 Токовая защита обратной последовательности	38
3.8 Токовая защита нулевой последовательности	40
3.9 Защита от однофазных замыканий на землю	42
3.10 Газовая защита	43
3.11 Автоматика пуска охлаждения и защита от потери охлаждения	45
3.12 Защита элегазового оборудования	48
3.13 Устройство резервирования при отказах выключателя	49
4 АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ.....	51
4.1 Режимы оперативного управления	51
4.2 Включение выключателя.....	52
4.3 Отключение выключателя	54
4.4 Автоматическое повторное включение	57
4.5 Диагностика выключателя и цепей управления	59
5 АВТОМАТИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ.....	61
5.1 Контроль электрических параметров РПН	61
5.2 Формирование блокирующих сигналов РПН	64
5.3 Режимы и команды управления РПН	65
5.4 Управление РПН	67
5.5 Контроль положения РПН	68
5.6 Учет ресурса РПН	69
5.7 Диагностика режимов работы РПН	70
6 ПРОЧИЕ ФУНКЦИИ.....	72
6.1 Вычисляемые величины	72
6.2 Смена программ уставок.....	74
6.3 Аварийная и предупредительная сигнализация	76
6.4 Осциллографирование	80
6.5 Журнал событий.....	81
6.6 Системный журнал.....	81
6.7 Журнал изменения уставок	82
6.8 Журнал GOOSE-потокотв	82
6.9 Статистическая информация	82
7 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	84
7.1 Возможности настройки	84
7.2 Схема подключения	85
7.3 Входные сигналы	92

7.4 Выходные сигналы	96
7.5 Гибкая логика	107
7.6 Уставки	111
7.7 Алгоритмы функционирования	125
8 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТУ УСТАВОК ЗАЩИТ ДВУХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	126
9 ТРЕБОВАНИЯ К ТТ И НАСТРОЙКА АНАЛОГОВЫХ ВХОДОВ	128
9.1 Требования к ТТ и порядок проверки.....	128
9.2 Выбор диапазона измерений токов устройством.....	128
10 РАСЧЕТ УСТАВОК - ДТЗ	130
10.1 Принцип действия.....	130
10.2 Дифференциальная токовая отсечка	132
10.3 Дифференциальная защита с торможением.....	133
10.4 Сигнализация небаланса	140
10.5 Расчет уставок ДЗТ при наличии ТСН в зоне защиты	141
11 РАСЧЕТ УСТАВОК - ТО ВН.....	143
11.1 Общие сведения	143
11.2 Расчет уставок ТО ВН	144
11.3 Проверка чувствительности ТО ВН	144
12 РАСЧЕТ УСТАВОК – МТЗ НН	145
12.1 Общие сведения	145
12.2 Расчет уставок МТЗ НН	145
13 РАСЧЕТ УСТАВОК – МТЗ ВН.....	152
13.1 Общие сведения	152
13.2 Расчет уставок МТЗ ВН.....	152
14 РАСЧЕТ УСТАВОК - ЗП	157
14.1 Общие сведения	157
14.2 Расчет уставок ЗП.....	158
15 РАСЧЕТ УСТАВОК – ЛЗШ И ЛЗТ.....	159
15.1 Общие сведения	159
15.2 Выбор уставок ЛЗШ.....	159
15.3 Выбор уставок ЛЗТ.....	159
16 РАСЧЕТ УСТАВОК - ЗДЗ.....	160
16.1 Общие сведения	160
16.2 Выбор уставок ЗДЗ	161
17 РАСЧЕТ УСТАВОК - ТЗОП.....	161
17.1 Общие сведения	161
17.2 Расчет уставок ТЗОП НН	162
17.3 Расчет уставок ТЗОП ВН	163
18 РАСЧЕТ УСТАВОК - ТЗНП	164
18.1 Общие сведения	164
18.2 Расчет уставок ТЗНП.....	164
19 РАСЧЕТ УСТАВОК - ГЗ	166
19.1 Общие сведения	166
19.2 Выбор уставок ГЗ	166
20 РАСЧЕТ УСТАВОК – ПО, ЗПО	167
20.1 Общие сведения	167
20.2 Выбор уставок для системы охлаждения «Д»	167

20.3 Выбор уставок для системы охлаждения «ДЦ» и «НДЦ»	168
21 РАСЧЕТ УСТАВОК - ЭЛЕГАЗ	169
21.1 Общие сведения	169
21.2 Выбор уставок	170
22 РАСЧЕТ УСТАВОК - УРОВ	170
22.1 Общие сведения	170
22.2 Выбор уставок УРОВ	171
23 РАСЧЕТ УСТАВОК - АРКТ	171
23.1 Общие сведения	171
23.2 Выбор уставок АРКТ	172
24 ПРИМЕР РАСЧЕТА УСТАВОК ФУНКЦИЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ДВУХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА	174
24.1 Исходные данные	174
24.2 Расчет уставок	176
25 ЛИТЕРАТУРА	184

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации (далее РЭ1) предназначено для ознакомления с индивидуальными особенностями блока микропроцессорного релейной защиты Алтей-УЗТ (далее – Устройство) и является второй частью руководства по эксплуатации (далее – РЭ) блока микропроцессорного релейной защиты серии Алтей.

РЭ1 содержит основные технические характеристики, описание алгоритмов функционирования устройства, параметры уставок, перечень входных и выходных логических сигналов, адресацию параметров, предназначенных для передачи по цифровым каналам связи.

Технические характеристики, габаритные и присоединительные размеры, описание работы с устройством, порядок транспортировки, ввода в эксплуатацию и технического обслуживания, утилизации, приведены в РЭ.

Устройство разработано в соответствии с «Общими техническими требованиями к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем» РД 34.35.310-01 с соблюдением необходимых условий для применения на подстанциях с постоянным и переменным оперативным током.

К обслуживанию устройства допускаются лица, имеющие должную профессиональную подготовку, изучившие РЭ и РЭ1 в полном объеме, имеющие группу допуска по электробезопасности не ниже III для работы в электроустановках до 1000 В.

Настоящее РЭ1 распространяется на модификации устройства:

Алтей - УЗТ - *** - * - 00 - 2RS2TX

Коммуникационный модуль:

2RS2TX – 2 x RS-485, 2 x Ethernet 100BASE-TX

Модульный состав:

00 – базовое исполнение (24 дискретных входа/22 реле)

01 – исполнение с дополнительным модулем ввода-вывода дискретных сигналов (суммарно 42 входа/28 реле)

Питание устройства и дискретных входов:

220 – постоянное или переменное (универсальные входы) напряжение 220В

220DC – дискретные входы - постоянное напряжение 220В;

– питание устройства - постоянное или переменное 220В

110 – постоянное или переменное (универсальные входы) напряжение 110В

24 – постоянное напряжение 24В

Тип:

УЗТ – универсальная защита трансформатора, реактора

Блок микропроцессорный релейной защиты **Алтей**

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ABP	– автоматический ввод резерва
АПВ	– автоматическое повторное включение
АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСУ	– автоматизированная система контроля и управления
АУ	– автоматическое управление
АУВ	– автоматика управления выключателем
АРКТ	– автоматика регулирования коэффициента трансформации
БТН	– бросок тока намагничивания
ВН	– высшее напряжение трансформатора
ГЗ	– газовая защита
ДЗТ	– дифференциальная защита с торможением
ДТЗ	– дифференциальная токовая защита
ДТО	– дифференциальная токовая отсечка
ЗП	– защита от перегрузки
ЗПО	– защита от потери охлаждения
ИПБ	– информационный признак блокирования
КЗ	– короткое замыкание
КЦН	– контроль цепей напряжения
КЦТ	– контроль цепей тока
ЛЗТ	– логическая защита трансформатора
ЛЗШ	– логическая защита шин
МТЗ	– максимальная токовая защита
НЗ	– нормально замкнутый
НН	– низшее напряжение трансформатора
НР	– нормально разомкнутый
ОДКЗ	– схема с отделителем и короткозамыкателем
ОУ	– оперативное управление
ПК	– перекидной контакт
ПО	– пуск охлаждения
РПН	– регулирование напряжения под нагрузкой
РЭ	– руководство по эксплуатации
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности
ТО	– токовая отсечка
ТТ	– трансформатор тока
ТНП	– трансформатор тока нулевой последовательности
ТН	– трансформатор напряжения
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя

1 НАЗНАЧЕНИЕ

1.1 Устройство Алтей-УЗТ предназначено для выполнения функций релейной защиты и автоматики объектов с номинальным напряжением до 220 кВ:

- двухобмоточных трансформаторов, в том числе понижающих, вольтодобавочных, оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (далее – РПН), подключенных к питающей сети с помощью высоковольтных выключателей или по схеме с отделителем и короткозамыкателем;
- двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой со стороны НН, обмотки которого соединены параллельно;
- токоограничивающих и шунтирующих реакторов (в том числе управляемых);
- линий электропередач малой протяженности (в качестве основной быстродействующей дифференциальной защиты).

1.2 Устройство обеспечивает следующие основные функциональные возможности:

- основная быстродействующая дифференциальная защита;
- резервная защита;
- автоматика управления выключателем (далее – АУВ) стороны высшего напряжения (далее – ВН) трансформатора, отделителем и короткозамыкателем;
- автоматика регулирования коэффициента трансформации (далее – АРКТ).

1.3 Функции устройства могут быть введены в работу в различных комбинациях независимо друг от друга.

1.4 Устройство Алтей-УЗТ должно применяться в соответствии со схемами вторичной коммутации, разработанными проектной организацией, имеющей права на разработку схем вторичной коммутации.

1.5 Базовый блок устройства содержит один модуль дискретных входов и дискретных выходов (24 входа и 22 выхода) с возможностью подключения дополнительного модуля дискретных входов и дискретных выходов (18 входов и 6 выходов). Подключение дополнительного модуля дискретных входов и дискретных выходов возможно только при исполнении по питанию Алтей-УЗТ-220, Алтей-УЗТ-110. Исполнения Алтей-УЗТ-220DC, Алтей-УЗТ-24 выпускаются только с одним модулем дискретных входов и дискретных выходов.

Выбор аппаратного исполнения устройства необходимо выполнять в зависимости от типа защищаемого объекта и количества используемых функций. Примеры организации защиты и автоматики различных объектов приведены на рисунках [1.1](#) - [1.5](#). Распределение функций между устройствами в соответствии с рисунками приведено в таблице [1.1](#).

ТАБЛИЦА 1.1

Пример №	Количество устройств Алтей-УЗТ	Распределение функций между устройствами			
		Основная защита	Резервная защита	АУВ	АРКТ
1	2	Алтей-УЗТ-***-01-...			
2	3	Алтей-УЗТ-***-00-...	Алтей-УЗТ-***-00-... или	Алтей-УЗТ-***-00-...	

ТАБЛИЦА 1.1

Пример №	Количество устройств Алтей-УЗТ	Распределение функций между устройствами			
		Основная защита	Резервная защита	АУВ	АРКТ
			Алтей-УЗТ-***-01-...		
3	2		Алтей-УЗТ-***-01-... (*)		
4	1			-	
5	1			-	

Примечания: (*) – выбор регулируемой секции шин стороны НН трансформатора со сдвоенным токоограничивающим реактором на стороне НН необходимо организовать путем внешнего переключения цепей напряжения, подключенных к устройству. Для пуска по напряжению МТЗ в данном случае рекомендуется использовать дискретный сигнал от внешнего источника.

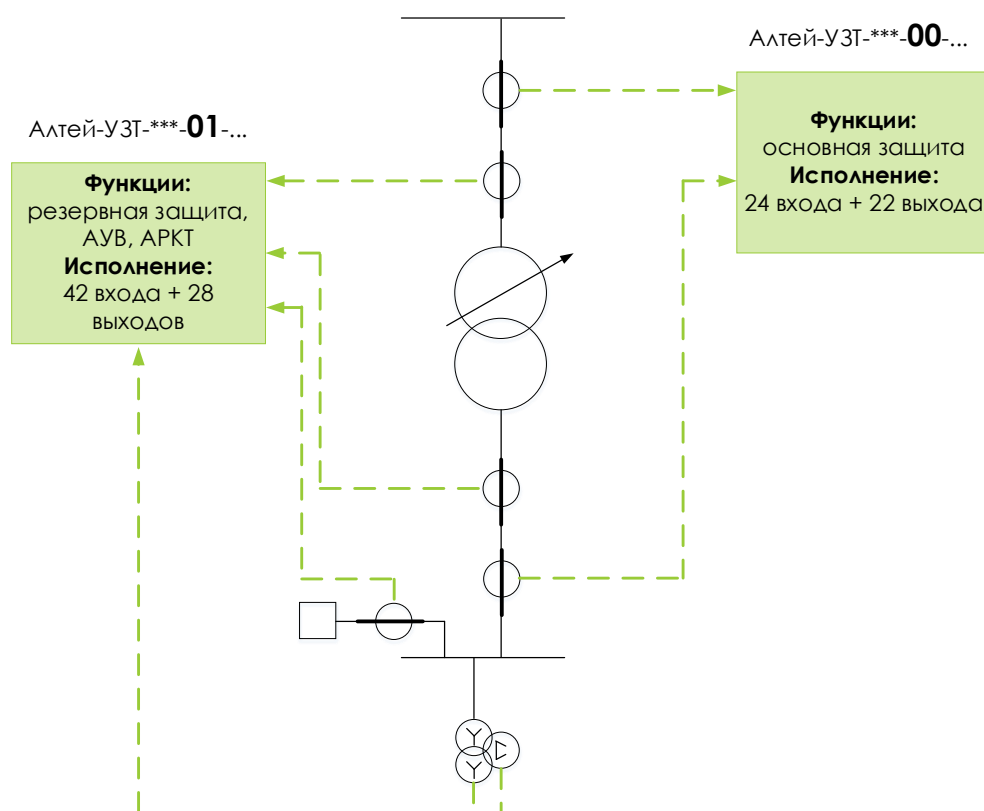


Рисунок 1.1 – Пример №1. Организация защиты, АУВ и АРКТ двухобмоточного трансформатора с помощью двух устройств Алтей-УЗТ

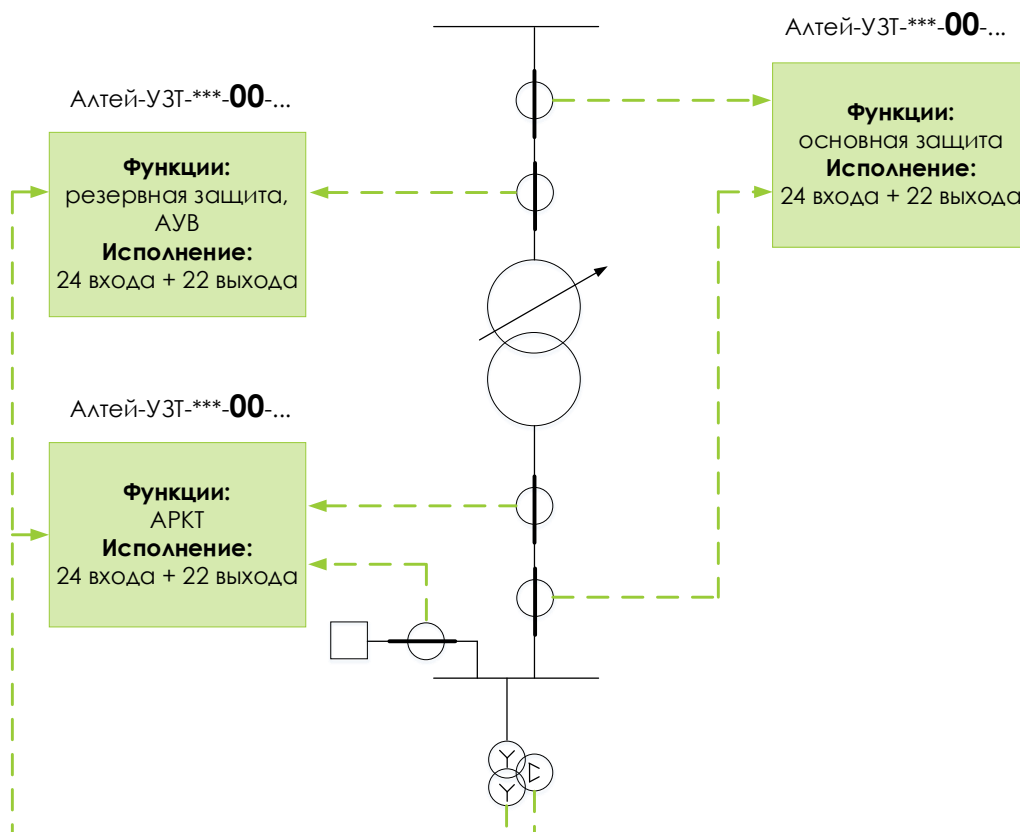


Рисунок 1.2 – Пример №2. Организация защиты, АУВ и АРКТ двухобмоточного трансформатора с помощью трех устройств Алтей-УЗТ

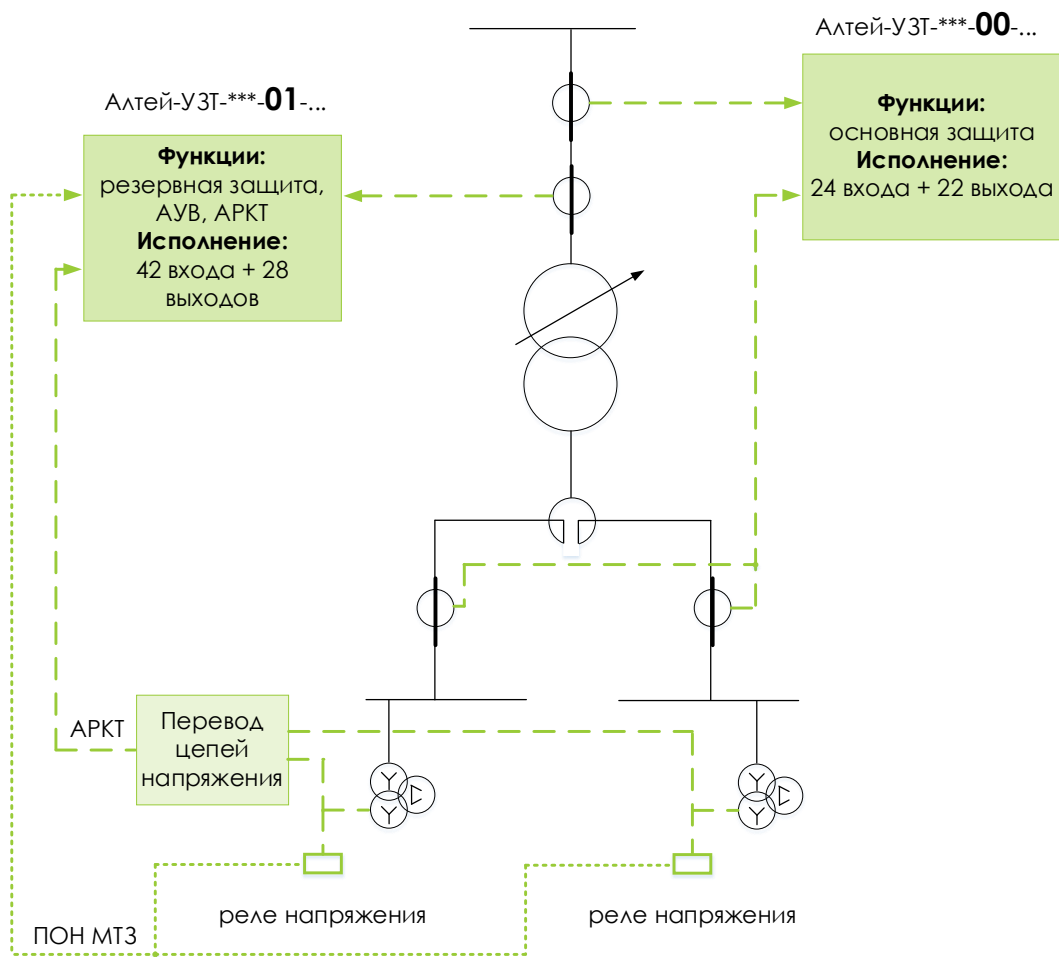


Рисунок 1.3 – Пример №3. Организация защиты и АУВ и АРКТ двухобмоточного трансформатора со сдвоенным реактором с помощью двух устройств Алтей-УЗТ

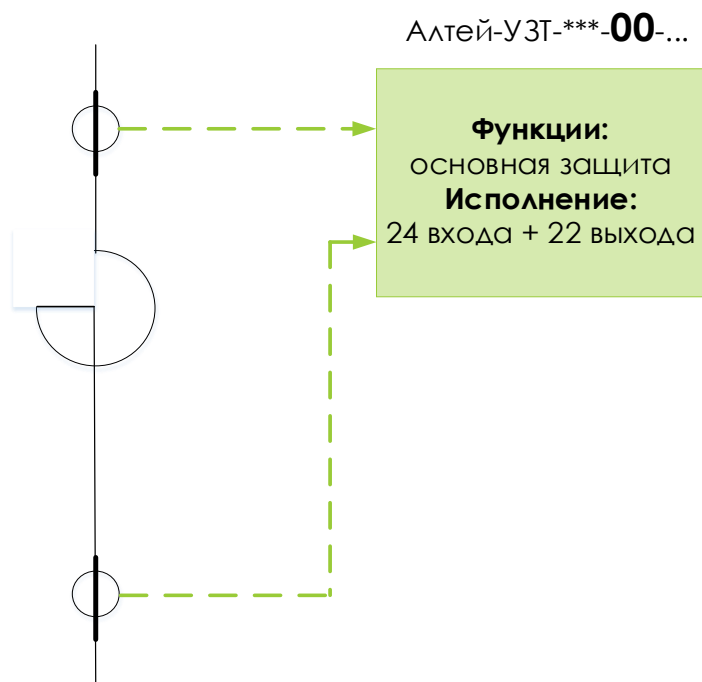


Рисунок 1.4 – Пример №4. Организация основной защиты токоограничивающего реактора с помощью устройства Алтей-УЗТ

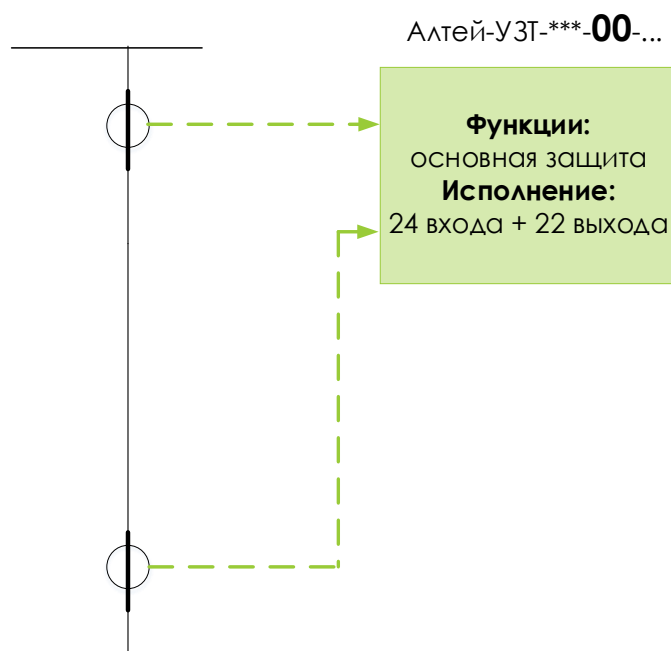


Рисунок 1.5 – Пример №5. Организация основной защиты линии малой протяженности с помощью устройства Алтей-УЗТ

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1 Основные технические характеристики устройства приведены в таблице **2.1**.

ТАБЛИЦА 2.1			
Наименование параметра	Значение		
Питание			
Номинальное напряжение оперативного тока (переменного / постоянного / выпрямленного), В	220	110	24
Рабочий диапазон напряжения переменного / выпрямленного тока, В	110 - 265	85-135	16-30
Рабочий диапазон напряжения постоянного тока, В	110 - 370	85-135	17-30
Аналоговые входы			
Количество входов по току, шт	7		
В том числе:			
- измерения фазных токов стороны ВН Ia ВН, Ib ВН, Ic ВН, шт	3		
- измерения фазных токов стороны НН Ia НН, Ib НН, Ic НН, шт	3		
- универсальный вход измерения $3I_0$ / I_{QK} / $I_{св}$ НН, шт	1 (*)		
Диапазон измерения токов, А, для номинального вторичного тока:			
- 1 А и 5 А	0,1 – 200		
- ток с ТНП	0,005 – 5		
Количество входов по напряжению, шт	3		
В том числе:			
- измерения линейных напряжений стороны НН U_{ab} НН, U_{bc} НН, шт	2		
- измерения напряжения нулевой последовательности $3U_0$ НН, шт	1		
Диапазон измерения напряжений, В	0,5 - 260		
Номинальная частота переменного тока, Гц	50		
Рабочий диапазон частоты переменного тока, Гц	30 - 55		
Дискретные входы			
Количество дискретных входов, шт:			
- для исполнения Алтей-УЗТ-***-00-...	24		
- для исполнения Алтей-УЗТ-***-01-...	42		
Номинальное напряжение питания дискретных входов, В:			
- для исполнения Алтей-УЗТ-200-...	=/~ 220		
- для исполнения Алтей-УЗТ-200DC-...	= 220		
- для исполнения Алтей-УЗТ-110-...	=/~ 110		
- для исполнения Алтей-УЗТ-24-...	= 24		
Дискретные выходы			
Количество дискретных выходов, в том числе нормально разомкнутых / с перекидным контактом, шт:			
- для исполнения Алтей-УЗТ-***-00-...	22 (18 НР / 4 ПК)		
- для исполнения Алтей-УЗТ-***-01-...	28 (24 НР / 4 ПК)		
Выход «ОТКАЗ» нормально замкнутый, шт	1		
Индикация			

ТАБЛИЦА 2.1

Наименование параметра	Значение
Количество светодиодов, шт:	
- всего	16
- настраиваемых	14
Количество электромагнитных индикаторов, шт	14(**)

Примечания: (*) – универсальный вход может быть использован для измерения:

- тока нулевой последовательности $3I_0$ нейтрали трансформатора в сети с большими токами замыкания на землю;
- тока нулевой последовательности $3I_0$ на стороне ВН с малыми токами замыкания на землю (в частности, с трансформатора тока нулевой последовательности, установленного в КРУН);
- тока в цепи короткозамыкателя I_{QK} в схеме ОДКЗ;
- тока фазы А секционного выключателя на стороне НН.

Выбор назначения входа осуществляется в программном обеспечении KIWI, по умолчанию вход не задействован.

(**) – электромагнитные индикаторы предназначены для работы в блинкерном режиме и обладают энергонезависимой памятью сработавшего состояния (п. 7.4.3).

2.2 Состав коммуникационных интерфейсов и протоколов связи устройства зависит от исполнения коммуникационного модуля.

ТАБЛИЦА 2.2

Исполнение	Интерфейс	Количество, шт	Протоколы обмена информацией
2RS2TX	USB 2.0	1	фирменный
	RS-485	2 ¹⁾	Modbus-RTU ГОСТ Р МЭК-60870-5-101-2006 ГОСТ Р МЭК-60870-5-103-2005
	100BASE-TX	2 ²⁾	Modbus-TCP ГОСТ Р МЭК-60870-5-104-2004 MMS, GOOSE (IEC 61850) SNTP PRP HSR RSTP

Примечания:

1) – порты RS-485 допускают параллельную работу на различных скоростях передачи данных, с разными физическими адресами, с применением различных протоколов информационного обмена.

2) – Настраиваемый режим работы: два независимых порта или два порта с резервированием PRP, HSR, RSTP.



БЕСПЛАТНЫЙ КУРС «КОММУНИКАЦИОННЫЕ ПРОТОКОЛЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Открой двери к новым возможностям – от теории к практике!

Сканируй QR-код или нажми на баннер – и получи доступ к курсу

2.3 Перечень функций устройства приведен в таблице 2.3.

ТАБЛИЦА 2.3		
Функция		Код ANSI
Обозначение	Назначение	
Функции защиты		
ДТО	Дифференциальная токовая отсечка	87T
ДЗТ	Дифференциальная защита с торможением	87T
ТО	Токовая отсечка стороны ВН	50
МТЗ ВН	Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению	51V
МТЗ НН	Максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению	51V
ЗП	Защита от перегрузки	51
ЛЗШ	Логическая защита шин	68
ЛЗТ	Логическая защита трансформатора	68
ЗДЗ	Защита от дуговых замыканий на стороне НН	AFD
ТЗОП	Токовая защита обратной последовательности ВН и НН	46
ТЗНП	Токовая защита нулевой последовательности	51N
ОЗЗ	Защита от однофазных замыканий на землю	51N
ГЗ	Газовая защита трансформатора и устройства РПН	63
ЗПО	Защита от потери охлаждения трансформатора	49
SF6	Защита элегазового оборудования	63
УРОВ	Функция устройства резервирования при отказе выключателя	50BF
Внешние защиты	Прием и исполнение команд от внешних устройств защиты	-
Функции автоматики управления выключателем		
ОУ	Оперативное управление выключателем стороны ВН трансформатора	94
АПВ	Автоматическое повторное включение выключателя стороны ВН	79
Функции автоматики регулирования коэффициента трансформации		
Контроль	Контроль электрических параметров текущего режима работы	-
Блокирование	Блокирование АРКТ по результатам контроля параметров текущего режима работы	-
ОУ РПН	Оперативное управление устройством РПН	84
АУ РПН	Автоматическое управление устройством РПН	90
Положение РПН	Контроль текущего положения РПН	-
Ресурс РПН	Учет ресурса РПН	-
Диагностика РПН	Диагностика режимов работы РПН	-
Функции диагностики		
КЦТ	Контроль цепей тока	60
КЦН	Контроль цепей напряжения	60
-	Диагностика выключателя и цепей управления	-
Прочие функции		
ПО	Пуск охлаждения трансформатора	-

ТАБЛИЦА 2.3

Функция		Код ANSI
Обозначение	Назначение	
Сигнализация	Формирование сигналов аварийной и предупредительной сигнализации	30
Программы уставок	Оперативный выбор одной из двух программ уставок	-
Часы	Часы реального времени	-
АСУ	Интеграция в автоматизированные системы контроля и управления	-
Самодиагностика	Самодиагностика устройства	-
Регистрация событий		
Осциллограф	Цифровой осциллограф	-
Системный журнал	Регистрация изменений состояния устройства	-
Журнал событий	Регистрация срабатываний функций защиты и автоматики	-
Журнал уставок	Регистрация изменений уставок функций защиты и автоматики	-
Накопитель	Счетчики количества пусков и срабатываний функций защиты и автоматики	-
Максиметр	Регистрация максимальных значений измеряемых величин	-

3 ФУНКЦИИ ЗАЩИТЫ

3.1 Дифференциальная токовая защита

3.1.1 Продольная дифференциальная токовая защита (далее – ДТЗ) обеспечивает защиту двухобмоточных трансформаторов со схемами соединения обмоток:

- Y/Y-0, -6;
- Δ/Δ -0, -2, -4, -6, -8, -10;
- Y/ Δ -1, -5, -7, -11;
- Δ/Y -1, -5, -7, -11.

ДТЗ также может быть использована для защиты токоограничивающих реакторов и линий малой протяженности.

3.1.2 ДТЗ содержит дифференциальную токовую отсечку (далее – ДТО), дифференциальную защиту с торможением (далее – ДЗТ), а также алгоритм контроля цепей тока (далее – КЦТ).

Работа ДТЗ основана на анализе значений и соотношений дифференциального тока и тока торможения (сквозного тока, протекающего через защищаемый объект).

3.1.3 Быстродействие защиты с учетом времени действия выходных реле не более 30 мс при работе ДТО и ДЗТ по действующим значениям, и не более 20 мс при работе по мгновенным (при обеспечении коэффициента чувствительности не ниже 1,2).

3.1.4 Основные особенности функционирования алгоритмов защиты:

- компенсация фазового сдвига токов сторон трансформатора путем приведения их к токам в фазах обмотки стороны высшего напряжения (далее – ВН);
- удаление нулевой последовательности из токов сторон, обмотки которых соединены по схеме «звезда», для исключения влияния токов внешних однофазных коротких замыканий;
- выравнивание токов сторон по амплитуде с учетом коэффициентов трансформации защищаемого трансформатора и измерительных ТТ;
- блокирование ДЗТ в переходных режимах, сопровождающихся появлением броска тока намагничивания (далее – БТН);
- контроль целостности цепей тока с действием на сигнал, загрузку или вывод ДЗТ;
- выбор работы по действующим/мгновенным значениям;
- работа ДЗТ по мгновенным значениям с дополнительным торможением при выявлении насыщения трансформатора тока.

Продольная дифференциальная токовая защита обеспечивает защиту трансформатора при повреждениях на выводах и внутренних повреждениях.

ДТО обладает максимальным быстродействием и работает при токах КЗ большой кратности. Уставка срабатывания ДТО должна быть отстроена от броска тока намагничивания, возникающего при включении трансформатора.

ДЗТ обладает высокой чувствительностью и быстродействием. Торможение обеспечивает увеличение уставки срабатывания при повышении сквозного тока, компенсируя увеличение тока небаланса в защите. Для исключения излишнего срабатывания ДЗТ при включении трансформатора и появлении БТН в алгоритме предусмотрено автоматическое блокирование ДЗТ.

3.1.5 Расчет дифференциального тока и тока торможения

3.1.5.1 Компенсация фазового сдвига и удаление токов нулевой последовательности выполняются для каждой стороны трансформатора по формулам из таблицы 3.1, в соответствии с номерами часовых групп, указанными в таблице 3.2.

ТАБЛИЦА 3.1			
№ часовых групп	Формулы для вычисления приведенных токов		
0	$\dot{I}_{A'}' = \frac{2 \cdot \dot{I}_A - \dot{I}_B - \dot{I}_C}{3}$	$\dot{I}_{B'}' = \frac{2 \cdot \dot{I}_B - \dot{I}_C - \dot{I}_A}{3}$	$\dot{I}_{C'}' = \frac{2 \cdot \dot{I}_C - \dot{I}_A - \dot{I}_B}{3}$
1	$\dot{I}_{A'}' = \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_B}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{B'}' = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{C'}' = \frac{\dot{I}_C - \dot{I}_A}{\sqrt{3}}$
5	$\dot{I}_{A'}' = \frac{\dot{I}_C - \dot{I}_A}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{B'}' = \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_B}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{C'}' = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}$
6	$\dot{I}_{A'}' = \frac{-2 \cdot \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C}{3}$	$\dot{I}_{B'}' = \frac{-2 \cdot \dot{I}_B + \dot{I}_C + \dot{I}_A}{3}$	$\dot{I}_{C'}' = \frac{-2 \cdot \dot{I}_C + \dot{I}_A + \dot{I}_B}{3}$
7	$\dot{I}_{A'}' = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_A}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{B'}' = \frac{\dot{I}_C - \dot{I}_B}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{C'}' = \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}$
11	$\dot{I}_{A'}' = \frac{\dot{I}_A - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{B'}' = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_A}{\sqrt{3}}$	$\dot{I}_{C'}' = \frac{\dot{I}_C - \dot{I}_B}{\sqrt{3}}$

Внешние однофазные КЗ в сети с заземленной нейтралью вызывают протекание токов нулевой последовательности от места возникновения замыкания к нейтралям заземленных трансформаторов и далее через обмотки, соединенные по схеме «звезда», подключенные к таким нейтралям (рисунок 3.1).

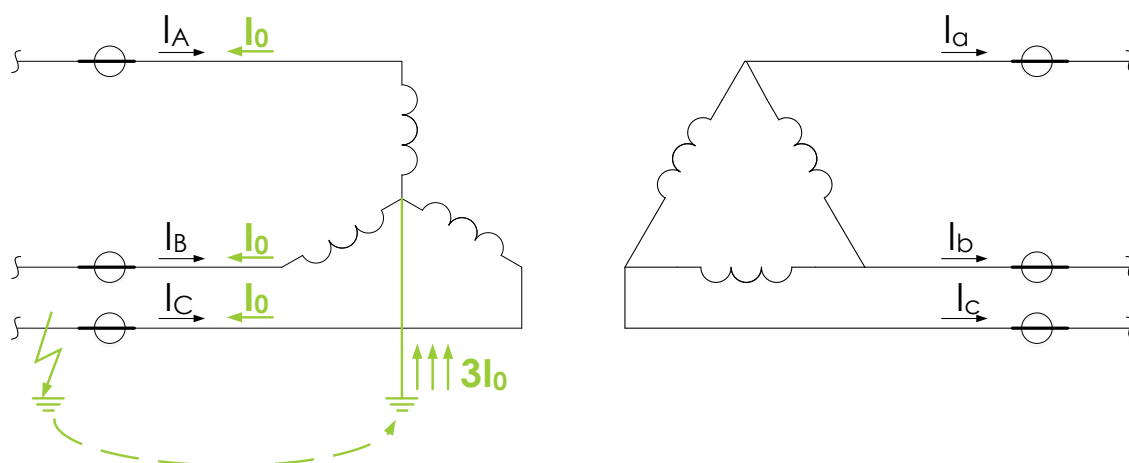


Рисунок 3.1 – Распределение токов нулевой последовательности при внешнем однофазном КЗ в сети с заземленной нейтралью

Наличие нулевой последовательности в токах только одной из сторон трансформатора может вызвать появление значительного тока небаланса и неселективное действие защиты. Для правильной работы защиты в данных режимах в устройстве предусмотрено удаление нулевой последовательности для токов сторон, обмотки которых соединены по схеме «звезда».

ТАБЛИЦА 3.2

Схема и группа соединения обмоток		№ часовой группы для стороны ВН		№ часовой группы для стороны НН	
Y/Y-0		0		0	
Δ/Δ-0		1		1	
Y/Δ-1		0		1	
Δ/Y-1		11		0	
Δ/Δ-2		11		1	
Δ/Δ-4		1		5	
Y/Δ-5		0		5	
Δ/Y-5		7		0	

ТАБЛИЦА 3.2

Схема и группа соединения обмоток		№ часовой группы для стороны ВН		№ часовой группы для стороны НН	
Y/Y-6		0		6	
Δ/Δ-6		1		7	
Y/Δ-7		0		7	
Δ/Y-7		5		0	
Δ/Δ-8		11		7	
Δ/Δ-10		1		11	
Y/Δ-11		0		11	
Δ/Y-11		1		0	

ТАБЛИЦА 3.2

Схема и группа соединения обмоток		№ часовой группы для стороны ВН	№ часовой группы для стороны НН
$Y/\Delta-11^1$ (обратное чередование фаз на ВН)		0	1

Примечание:

¹⁾ При подключении трансформатора $Y/\Delta-11$ к сети с обратным чередованием фаз на стороне ВН (С-Х, В-У, А-З), и прямым подключением токовых цепей к устройству (А-Х, В-У, С-З), векторная диаграмма токов будет соответствовать трансформатору с первой часовой группой соединения. В настройках устройства в данном случае следует задать следующую схему и группу: $Y/\Delta-1$.

3.1.5.2 Вычисление действующих значений дифференциальных токов фаз $I_{\text{дифф а}}, I_{\text{дифф б}}, I_{\text{дифф с}}$ и токов торможения $I_{\text{торм а}}, I_{\text{торм б}}, I_{\text{торм с}}$ выполняется из токов сторон ввода и нейтрали по формулам:

$$I_{\text{дифф а(б,с)}} = \left| \frac{\dot{I}_{A(b,c)'}}{I_{\text{ном ВН}}} + \frac{\dot{I}_{a(b,c)'}}{I_{\text{ном НН}}} \right| \quad (3.1)$$

$$I_{\text{торм а(б,с)}} = \frac{1}{2} \cdot \left| \frac{\dot{I}_{A(b,c)'}}{I_{\text{ном ВН}}} - \frac{\dot{I}_{a(b,c)'}}{I_{\text{ном НН}}} \right| \quad (3.2)$$

где $\dot{I}_{A(B,C)'}$ - действующее значение приведенного тока фазы А, В или С стороны ВН, А;

$\dot{I}_{a(b,c)'}$ - действующее значение приведенного тока фазы А, В или С стороны НН, А;

$I_{\text{ном ВН}}$ - номинальный ток стороны ВН трансформатора, А;

$I_{\text{ном НН}}$ - номинальный ток стороны НН трансформатора, А.

3.1.5.3 Вычисление мгновенных значений дифференциальных токов фаз $i_{\text{дифф а}}, i_{\text{дифф б}}, i_{\text{дифф с}}$ и токов торможения $i_{\text{торм а}}, i_{\text{торм б}}, i_{\text{торм с}}$ выполняется из токов сторон ввода и нейтрали по формулам:

$$i_{\text{дифф а(б,с)}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \left| \frac{i_{A(b,c)'}}{I_{\text{ном ВН}}} + \frac{i_{a(b,c)'}}{I_{\text{ном НН}}} \right| \quad (3.3)$$

$$i_{\text{торм а(б,с)}} = \frac{1}{2 \cdot \sqrt{2}} \max_{15 \text{ мс}} \left(\left| \frac{i_{A(b,c)'}}{I_{\text{ном ВН}}} - \frac{i_{a(b,c)'}}{I_{\text{ном НН}}} \right| \right) \quad (3.4)$$

где $i_{A(B,C)'}$ - мгновенное значение приведенного тока фазы А, В или С стороны ВН, А;

$i_{a(b,c)'}$ - мгновенное значение приведенного тока фазы А, В или С стороны НН, А;

$i_{\text{торм а(б,с)}}$ - максимальное за последние 15 мс значение выражения в скобках.

3.1.5.4 Вычисление номинальных токов $I_{\text{ном ВН}}$ и $I_{\text{ном НН}}$ выполняется по формуле:

$$I_{\text{ном ВН (НН)}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН (НН)}} \cdot k_{\text{ТТ ВН (НН)}}} \quad (3.5)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном ВН (НН)}}$ - номинальное напряжение стороны ВН (НН), кВ;

$k_{\text{ТТ ВН (НН)}}$ - коэффициент трансформации ТТ стороны ВН (НН).

3.1.5.5 При использовании устройства для защиты линии или токоограничивающего реактора вычисление действующих и мгновенных значений дифференциальных токов фаз $I_{\text{дифф А}}$, $I_{\text{дифф В}}$, $I_{\text{дифф С}}$ и токов торможения $I_{\text{торм А}}$, $I_{\text{торм В}}$, $I_{\text{торм С}}$ выполняется непосредственно из токов фаз. В качестве номинального тока используется значение уставки «**И**».

Приведенные токи сторон трансформатора, вычисляемые по формулам из таблицы 3.1, также используются в алгоритмах токовой отсечки и максимальной токовой защиты стороны ВН для отстройки данных защит от токов нулевой последовательности, появляющихся при возникновении однофазных коротких замыканий в питающей сети.

Использование операции приведения токов сторон трансформатора не приводит к изменению их размерности и коэффициента схемы, используемого при расчете уставок защит.

Дифференциальные токи и токи торможения, получаемые устройством в результате расчета, являются безразмерными относительными величинами, выраженными в единицах номинального тока защищаемого трансформатора.

Уставки дифференциальной токовой отсечки и дифференциальной защиты с торможением также необходимо задавать в единицах номинального тока трансформатора. Если расчет уставок ДТО и ДЗТ выполнен в именованных единицах (А), то перед вводом в устройство необходимо выполнить их приведение путем деления на номинальный ток той стороны трансформатора, относительно которого был выполнен расчет уставок.

3.1.6 Дифференциальная токовая защита

3.1.6.1 Функциональная схема алгоритма ДТО и ДЗТ приведена на рисунке 3.2.

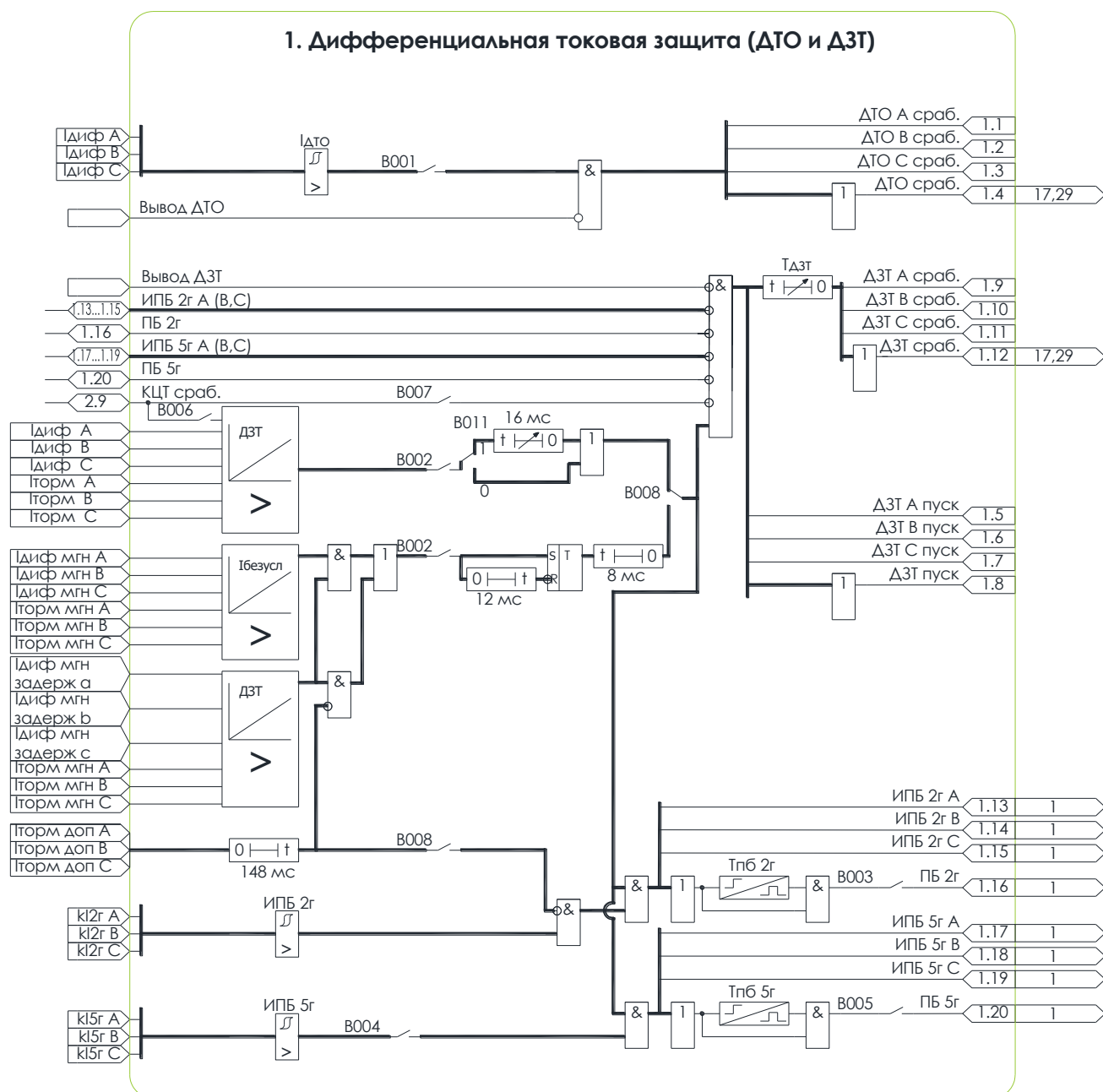


Рисунок 3.2 – Схема №1. Алгоритм ДТО и ДЗТ

3.1.6.2 Ввод в работу функции ДТО выполняется программным ключом «B001».

3.1.6.3 Условием пуска ДТО является превышение действующим значением дифференциального тока любой из фаз значения уставки «**Idто**». Защита срабатывает без выдержки времени, формируя пофазные сигналы срабатывания и обобщенный сигнал «**ДТО сраб.**», действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

Уставка «**Idто**» задается в единицах номинального тока защищаемого трансформатора.

Возврат защиты выполняется при снижении значения дифференциального тока ниже значения уставки «**Idто**» с учетом коэффициента возврата.

3.1.6.4 Для оперативного вывода защиты из работы предусмотрен входной логический сигнал «Вывод ДТО».

3.1.6.5 Ввод в работу функции ДЗТ выполняется программным ключом «В002».

3.1.7 Выбор значений, по которым будет вестись работа ДЗТ (мгновенные или действующие), выполняется программным ключом «В008».

3.1.7.1 Условием пуска ДЗТ является превышение действующим или мгновенным значением дифференциального тока любой из фаз значения уставки, определяемого по характеристике срабатывания ДЗТ (рисунок 3.3), в зависимости от величины тока торможения.

Характеристика срабатывания ДЗТ состоит из трех участков. При токе торможения не более значения, задаваемого уставкой « $I_{\text{торм1}}$ » (первый участок) уставка срабатывания ДЗТ постоянна и определяется уставкой « $I_{\text{ДЗТ}}$ ». При значениях тока торможения в интервале от « $I_{\text{торм1}}$ » до « $I_{\text{торм2}}$ » уставка срабатывания ДЗТ увеличивается пропорционально росту тока торможения в коэффициент торможения « $k_{\text{торм1}}$ » раз. На третьем участке, соответствующем значениям токов торможения более « $I_{\text{торм2}}$ », уставка срабатывания изменяется аналогично второму участку. Коэффициент торможения третьего участка задается уставкой « $k_{\text{торм2}}$ ».

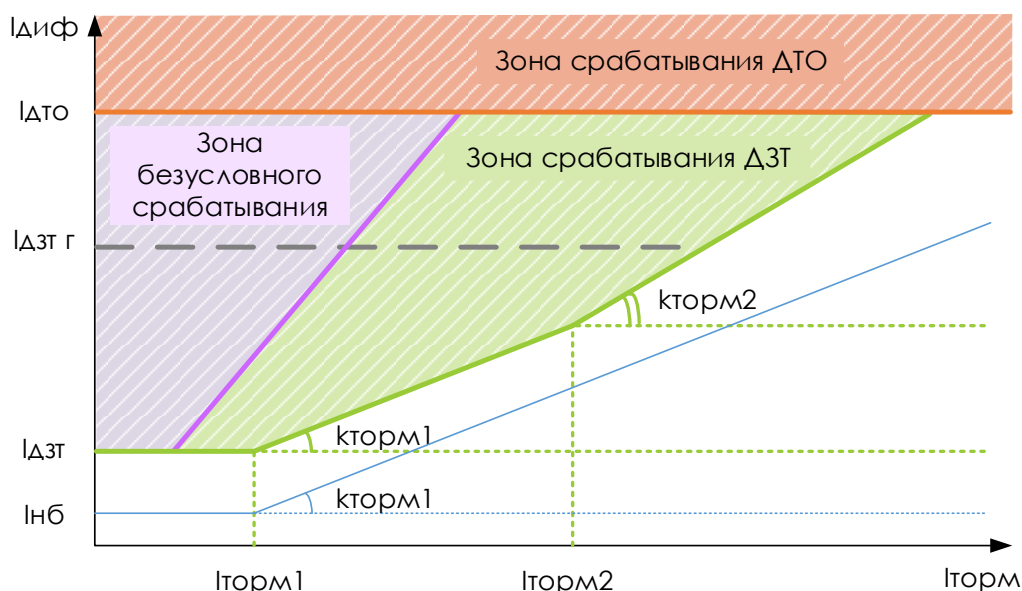


Рисунок 3.3 – Характеристика срабатывания ДЗТ и ДТО

Защита срабатывает с выдержкой времени « $T_{\text{ДЗТ}}$ » (без выдержки времени в случае установки нулевого значения « $T_{\text{ДЗТ}}$ »), формируя пофазные сигналы срабатывания и обобщенный сигнал «ДЗТ сраб.», действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

Уставки « $I_{\text{ДЗТ}}$ », « $I_{\text{торм1}}$ » и « $I_{\text{торм2}}$ » задаются в единицах номинального тока защищаемого трансформатора.

Возврат защиты выполняется при снижении значения дифференциального тока ниже значения уставки, определяемого по характеристике срабатывания, с учетом коэффициента возврата.

3.1.7.2 В логике работы алгоритма по мгновенным значениям предусмотрено дополнительное торможение в случае обнаружения насыщения ТТ при внешнем КЗ (рисунок 3.4). При превышении тормозным током уставки « $I_{\text{насыщ}}$ » и отсутствии попадания соотношения $I_{\text{диф}}/I_{\text{торм}}$ в характеристику срабатывания взводится пусковой орган « $I_{\text{торм доп}}$ », на 148 мс блокирующий срабатывание по характеристике ДЗТ. Этого времени достаточно для отключения присоединения

внешними защитами. В течение этого промежутка времени срабатывание ДЗТ возможно только в случае превышения соотношением дифференциального тока к тормозным $I_{\text{диф}}/I_{\text{торм}}$ уставки **кбезусл**, что означает попадание мгновенными значениями в зону безусловного срабатывания. Рекомендуемыми значениями этих уставок являются значения по умолчанию. Данная ветка алгоритма предусмотрена на случай перехода внешнего замыкания во внутреннее при насыщении трансформатора тока. Для возможности прохождения отключающего сигнала при этом разблокируется отключение при наличии второй гармоники.

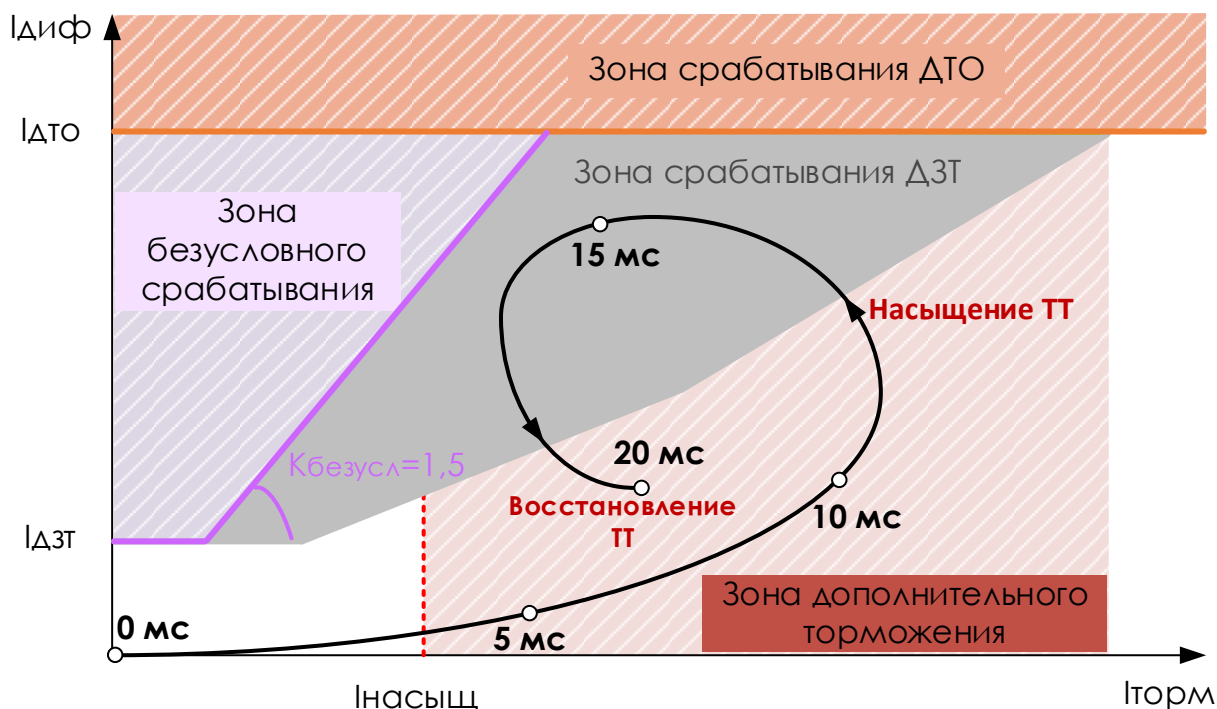


Рисунок 3.4 – Работа ДЗТ при насыщении трансформатора тока

Минимально допустимое время до насыщения ТТ, обеспечивающее правильное функционирование ДЗТ, составляет 4 мс.

3.1.7.3 Для исключения излишнего срабатывания ДЗТ в переходных режимах, сопровождающихся появлением броска тока намагничивания, приводящего к увеличению дифференциального тока, в алгоритме предусмотрено блокирование ДЗТ.

В случае срабатывания пускового органа ДЗТ и превышения отношением второй гармонической составляющей дифференциального тока к первой значения уставки «ИПБ 2г» выполняется блокирование пуска ДЗТ соответствующей фазы. Вывод из работы пофазного блокирования не предусмотрен.

В алгоритме предусмотрен режим перекрестного блокирования, ввод в работу которого осуществляется программным ключом «B003». В данном режиме осуществляет блокирование ДЗТ всех трех фаз при появлении блокирующего сигнала хотя бы в одной из них. Длительность перекрестного блокирования ограничена величиной уставки «Тпб 2г».

3.1.7.4 Для исключения излишнего срабатывания ДЗТ в режиме перевозбуждения трансформатора, в алгоритме предусмотрено блокирование ДЗТ при появлении пятой гармонической составляющей в дифференциальном токе, ввод в работу которого осуществляется программным ключом «B004».

Режим перевозбуждения трансформатора может возникать при повышении напряжения, снижении

частоты сети или при сочетании этих факторов, и сопровождаться появлением значительной доли нечетных гармонических составляющих в токах, доминирующую роль среди которых играет пятая гармоника.

В случае срабатывания пускового органа ДЗТ и превышения отношением пятой гармонической составляющей дифференциального тока к первой значения уставки «ИПБ 5г» выполняется блокирование пуска ДЗТ соответствующей фазы.

В алгоритме предусмотрен режим перекрестного блокирования, ввод в работу которого осуществляется программным ключом «В005». В данном режиме осуществляет блокирование ДЗТ всех трех фаз при появлении блокирующего сигнала хотя бы в одной из них. Длительность перекрестного блокирования ограничена величиной уставки «Тпб 5г».

3.1.7.5 Вычисление отношения дифференциального тока 2 и 5 гармоники к дифференциальному току 1 гармоники выполняется по формулам:

$$k_{2г\ A(B,C)} = \frac{I_{\text{дифф } A(B,C)} (2)}{I_{\text{дифф } A(B,C)} (1)} \quad (3.4)$$

$$k_{5г\ A(B,C)} = \frac{I_{\text{дифф } A(B,C)} (5)}{I_{\text{дифф } A(B,C)} (1)} \quad (3.5)$$

$I_{\text{дифф } A(B,C)} (1)$ – 1 гармоника дифференциального тока;

$I_{\text{дифф } A(B,C)} (2)$ – 2 гармоника дифференциального тока;

$I_{\text{дифф } A(B,C)} (5)$ – 5 гармоника дифференциального тока;

Если значение тока $I_{\text{дифф } A(B,C)} (1)$ меньше 0,001 о.е., то $k_{2г\ A(B,C)}$ и $k_{5г\ A(B,C)}$ равны 0.

3.1.7.6 Для исключения излишнего срабатывания ДЗТ при повреждении вторичных цепей ТТ предусмотрены возможности заглубления или вывода защиты из работы по сигналу срабатывания алгоритма контроля цепей тока «КЦТ сраб.» (п. 3.1.6.5).

Заглубление ДЗТ вводится программным ключом «В006». При появлении сигнала «КЦТ сраб.» характеристика срабатывания ДЗТ переходит на работу с уставкой «ИДЗТ г» вместо «ИДЗТ» (рисунок 3.3). Значение уставки «ИДЗТ г» должно быть выбрано с учетом отстройки от тока небаланса в режиме повреждения цепей ТТ, при условии обеспечения требуемого значения коэффициента чувствительности защиты.

Вывод ДЗТ из работы при появлении сигнала «КЦТ сраб.» вводится программным ключом «В007».

Возврат ДЗТ на работу с уставкой «ИДЗТ» и деблокирование ДЗТ выполняются автоматически после ликвидации повреждения в цепях ТТ.

3.1.8 Контроль цепей тока

3.1.8.1 Функциональная схема алгоритма КЦТ приведена на рисунке [3.5](#).

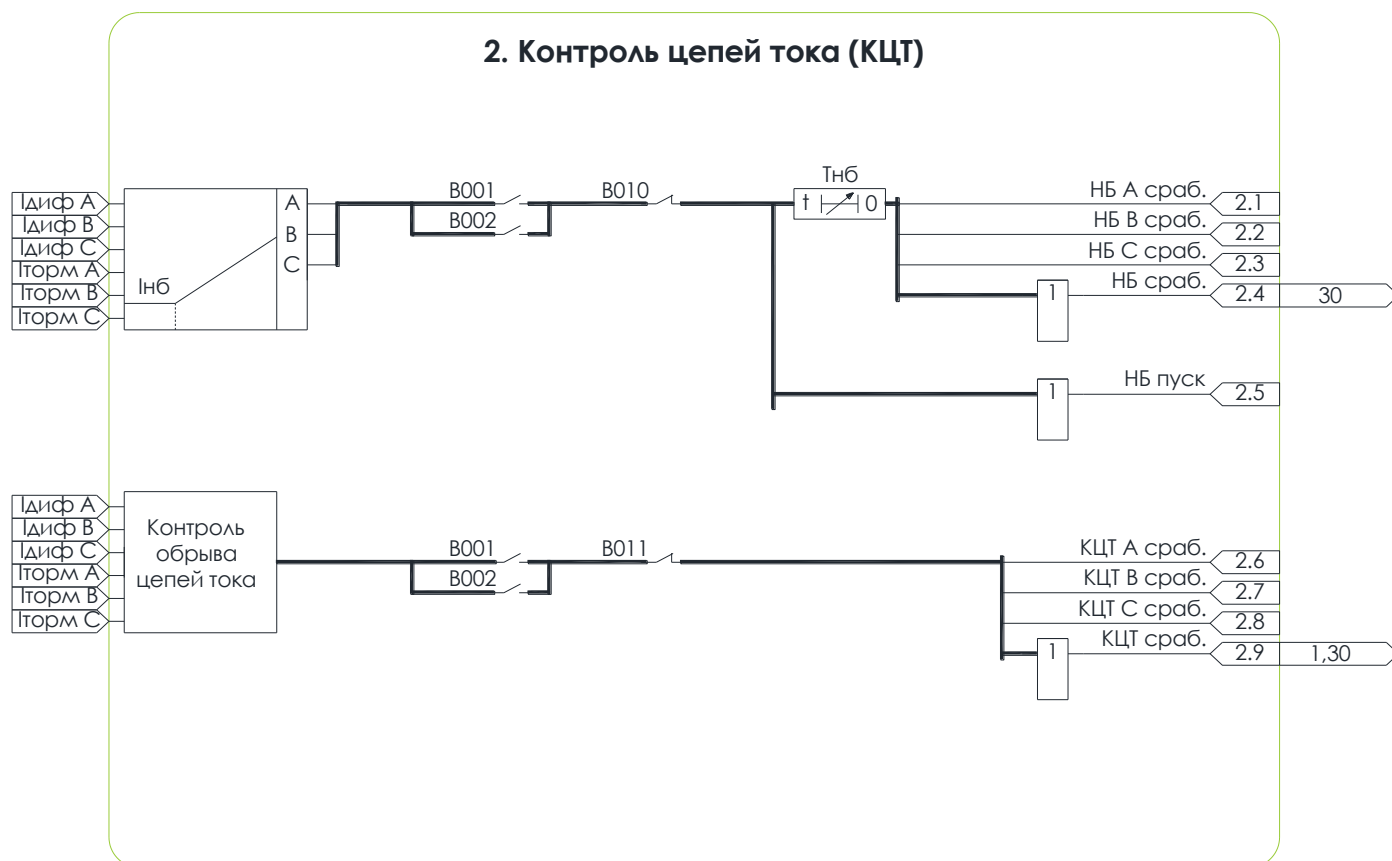


Рисунок 3.5 – Схема №2. Алгоритм КЦТ

3.1.8.2 Алгоритм КЦТ включает в себя сигнализацию небаланса и орган выявления неисправности цепей тока.

3.1.8.3 Ввод в работу сигнализации небаланса осуществляется программным ключом «**B010**» (введен в работу по умолчанию) при условии ввода функции ДТО (программный ключ «**B001**») и/или ДЗТ (программный ключ «**B002**»). Условием пуска сигнализации небаланса является превышение действующим значением дифференциального тока любой из фаз значения уставки, определяемого по характеристике срабатывания сигнализации небаланса (рисунок [3.3](#)), в зависимости от величины тока торможения. Характеристика срабатывания сигнализации небаланса состоит из двух участков. При токе торможения не более значения, задаваемого уставкой ДЗТ «**Iторм1**» уставка срабатывания сигнализации постоянна и определяется уставкой «**ИНБ**». При значениях тока торможения более значения «**Iторм1**» уставка срабатывания сигнализации увеличивается пропорционально росту тока торможения в коэффициент торможения «**кторм1**» раз. Сигнализация небаланса срабатывает с выдержкой времени «**Тнб**», формируя пофазные сигналы небаланса и обобщенный сигнал «**НБ сраб.**», действующий на предупредительную сигнализацию.

3.1.8.4 Ввод в работу органа выявления неисправности цепей тока выполняется программным ключом «**B011**» (введен в работу по умолчанию) при условии ввода функции ДТО (программный ключ «**B001**») и/или ДЗТ (программный ключ «**B002**»).

Срабатывание КЦТ происходит при снижении тока торможения на величину не менее 15% за два периода промышленной частоты в случаях попадания точки на характеристике срабатывания в область:

- срабатывания ДЗТ;
- соответствующую обрывам токовых цепей (область обрывов).

Область обрывов ограничена снизу прямой с коэффициентом наклона 0,6 и значением дифференциального тока, равным 10 % от значения номинального тока трансформатора (рисунок 3.6).

Для исключения излишнего срабатывания КЦТ в режимах сложных КЗ алгоритм работает только при выполнении следующих условий:

- значение тока торможения не превосходит 140 % от номинального тока трансформатора;
- снижение тока торможения зафиксировано в первые 20 мс после увеличения дифференциального тока.

Алгоритм КЦТ обеспечивает выявление обрывов токовых цепей в диапазоне токов нагрузки от 20 % до 140 % от номинального тока трансформатора.

Орган выявления неисправности цепей тока срабатывает без выдержки времени, формируя пофазные сигналы срабатывания и обобщенный сигнал «КЦТ сраб.», действующий на предупредительную сигнализацию, загрубление или вывод ДЗТ всех трех фаз.

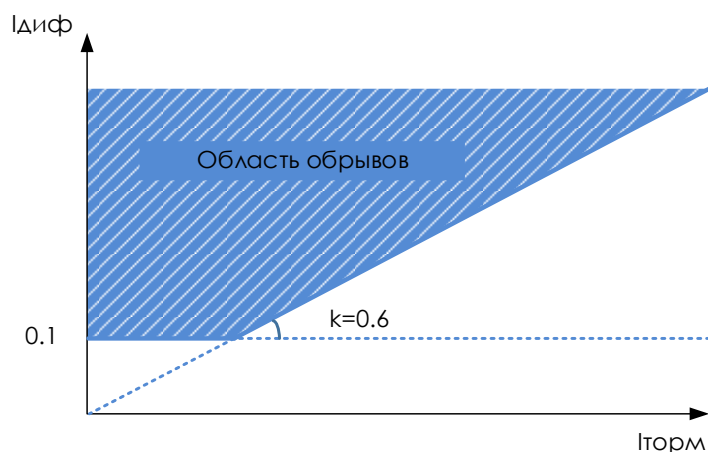


Рисунок 3.6 – Область обрывов

Сигнализация небаланса срабатывает при появлении дифференциального тока в нормальном режиме работы, величина которого больше максимальной расчетной, и косвенным образом указывает на неточности в расчете уставок.

При срабатывании сигнализации небаланса следует выполнить анализ причин появления дифференциального тока и, при необходимости, скорректировать уставки защиты.

3.2 Токовая отсечка и максимальная токовая защита стороны ВН

3.2.1 В алгоритмах токовой отсечки (далее – ТО) и максимальной токовой защиты (далее – МТЗ) стороны ВН могут быть использованы фазные токи или приведенные токи стороны ВН, вычисляемые в соответствии с п. 3.1.5.1. Выбор осуществляется программным ключом «**B1000**».

Использование приведенных токов позволяет исключить влияние токов нулевой последовательности, появляющихся при возникновении однофазных коротких замыканий в питающей сети (рисунк [3.1](#)). Коэффициент схемы, используемый в ходе расчета уставок ТО и МТЗ стороны ВН остается при этом неизменным и равным единице.

3.2.2 Функциональная схема алгоритмов ТО и МТЗ стороны ВН приведена на рисунке 3.7.

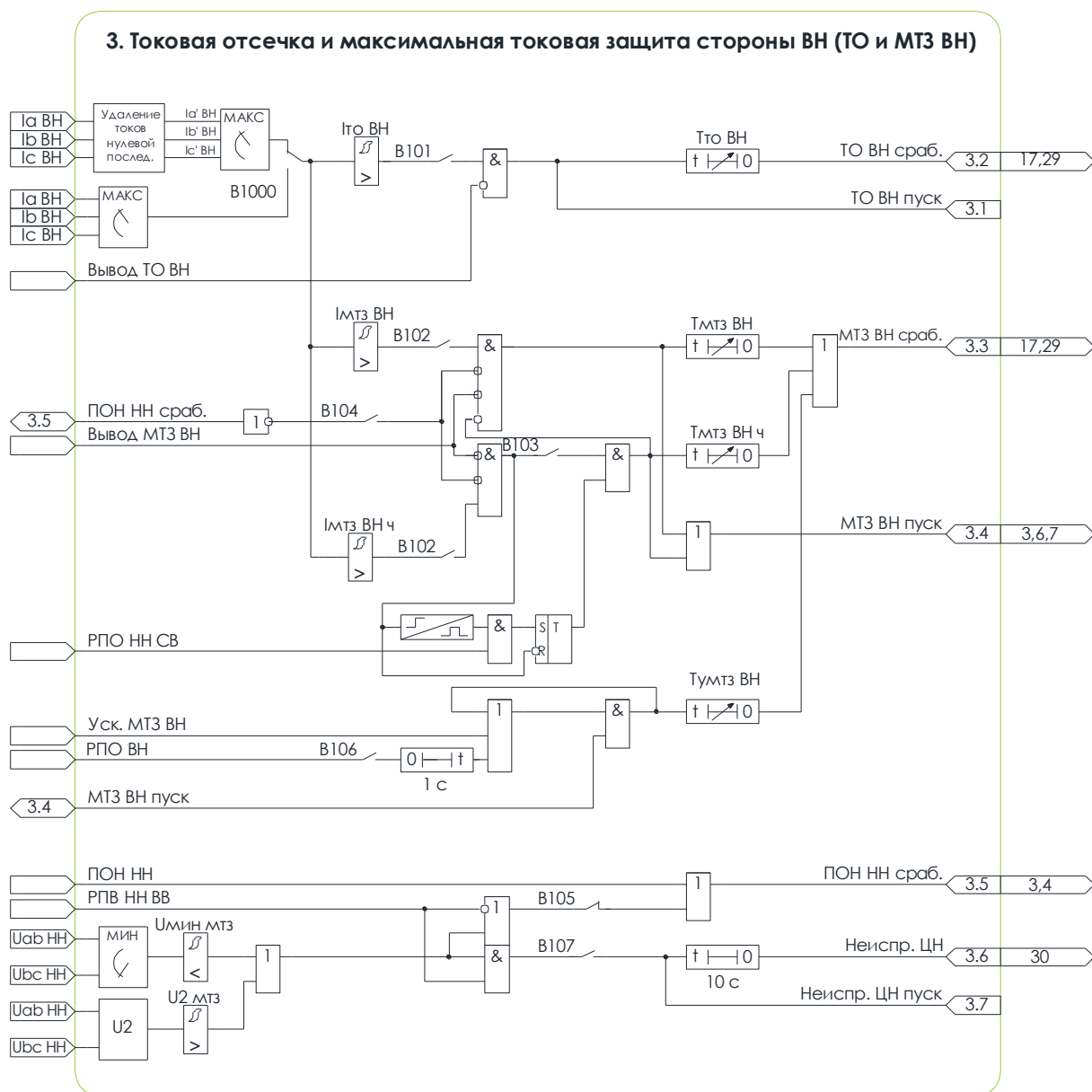


Рисунок 3.7 – Схема №3. Алгоритм ТО и МТЗ ВН

Токовая отсечка резервирует действие ДТЗ и обеспечивает защиту трансформатора при повреждениях на выводах и, частично, внутренних повреждениях.

3.2.3 Ввод в работу алгоритма ТО выполняется программным ключом «**B101**».

3.2.4 Условием пуска ТО является превышение действующим значением максимального из приведенных токов стороны ВН значения уставки «**lто ВН**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тто ВН**» (без выдержки времени в случае установки нулевого значения «**Тто ВН**»), формируя сигнал «**ТО ВН сраб.**», действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

Возврат защиты выполняется при снижении значения максимального из приведенных токов стороны ВН ниже значения уставки «**lто ВН**» с учетом коэффициента возврата.

3.2.5 Для оперативного вывода ТО из работы предусмотрен входной логический сигнал «**Вывод ТО ВН**».

3.2.6 Алгоритм МТЗ ВН предусматривает возможность задания двух значений уставок тока и времени срабатывания, действующих при включенном («**lмтз ВН**», «**Тмтз ВН**») и, соответственно, отключенном («**lмтз ВН ч**», «**Тмтз ВН ч**») положении секционного выключателя стороны НН, что в ряде случаев позволяет повысить чувствительность и быстродействие защиты.

3.2.7 Ввод в работу алгоритма МТЗ ВН выполняется программным ключом «**B102**».

Условием пуска МТЗ ВН является превышение действующим значением максимального из приведенных токов стороны ВН значения уставки «**lмтз ВН**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тмтз ВН**», формируя сигнал «**МТЗ ВН сраб.**», действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

Возврат защиты выполняется при снижении действующего значения максимального из приведенных токов стороны ВН ниже значения уставки «**lмтз ВН**» с учетом коэффициента возврата.

3.2.8 Ввод в работу контроля положения секционного выключателя стороны НН выполняется программным ключом «**B103**».

При наличии сигнала на логическом входе «**РПО НН СВ**», свидетельствующем об отключенном положении секционного выключателя стороны НН, защита работает с более чувствительной уставкой тока срабатывания «**lмтз ВН ч**» и меньшей выдержкой времени «**Тмтз ВН ч**».

В режиме с включенным секционным выключателем стороны НН защита продолжает работать с уставками «**lмтз ВН**», «**Тмтз ВН**».

Максимальная токовая защита на стороне ВН обеспечивает защиту трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ при отказах защит смежных элементов на стороне НН. МТЗ ВН резервирует ДТЗ в случаях возникновения КЗ в той части обмотки, которая не попадает под действие ТО.

Уставки срабатывания МТЗ следует выбирать по условию отстройки от максимального рабочего тока с учетом возможной перегрузки при отключении параллельно работающего трансформатора и в режиме самозапуска электрических двигателей, питающихся от данного трансформатора.

Для повышения чувствительности защиты в алгоритмах МТЗ предусмотрен пуск по напряжению, позволяющий исключить необходимость отстройки уставки тока срабатывания от режима самозапуска двигательной нагрузки.

Расчетным режимом для определения уставки срабатывания МТЗ по току зачастую является режим с включенным секционным выключателем, что приводит к снижению чувствительности защиты и увеличению времени ее действия в нормальном режиме работы, когда СВ отключен. В алгоритмах МТЗ ВН и МТЗ НН устройства предусмотрен контроль положения СВ и два набора уставок для каждого режима работы, позволяющие компенсировать данный недостаток.

3.2.9 В алгоритме МТЗ ВН предусмотрен пуск по напряжению, ввод в работу которого осуществляется программным ключом **«В104»**.

Для использования сигнала от внешнего источника пуска по напряжению предусмотрен входной логический сигнал **«ПОН НН»**.

Пуск по измеряемым блоком линейным напряжениям стороны НН может быть введен в работу программным ключом **«В105»** (введен в работу по умолчанию). Разрешающий работу МТЗ ВН сигнал **«ПОН НН сраб.»** в данном случае будет сформирован в случае снижения значения любого из линейных напряжений ниже значения уставки **«Умин мтз»** или превышения значением напряжения обратной последовательности значения уставки **«U2 мтз»**.

Сигнал **«ПОН НН сраб.»** формируется также в случае отсутствия сигнала включенного положения выключателя ввода стороны НН на входе **«РПВ НН ВВ»**, разрешая работу МТЗ ВН в случае отключения выключателя ввода, вне зависимости от уровня напряжения на шинах стороны НН.

3.2.10 В алгоритме МТЗ ВН предусмотрено ускорение действия защиты:

- оперативное - по сигналу на логическом входе **«Уск. МТЗ ВН»**;
- автоматическое – в течение одной секунды после включения выключателя стороны ВН.

Ввод в работу автоматического ускорения осуществляется программным ключом **«В106»**.

Условием пуска ускоренной МТЗ ВН с выдержкой времени **«Тумтз ВН»** является наличие оперативного или автоматического ускорения и сигнала **«МТЗ ВН пуск»**. После запуска выдержки времени **«Тумтз ВН»** достаточным условием для ее срабатывания является наличие сигнала **«МТЗ ВН пуск»**.

3.2.11 Для оперативного вывода МТЗ ВН из работы предусмотрен входной логический сигнал **«Вывод МТЗ ВН»**.

3.2.12 Программным ключом **«В107»** может быть введена в работу функция контроля цепей напряжения.

При наличии сигнала включенного положения выключателя ввода стороны НН и снижении значения любого из линейных напряжений ниже значения уставки **«Умин мтз»** или превышения значением напряжения обратной последовательности значения уставки **«U2 мтз»** с выдержкой времени 10 секунд будет сформирован сигнал **«Неиспр. ЦН»**, действующий на предупредительную сигнализацию.

Ускорение действия защит обычно используют при постановке защищаемого объекта под напряжение. Пуск защиты в данном случае свидетельствует о наличии повреждения на защищаемом объекте и необходимости его скорейшей ликвидации.

Уставка срабатывания МТЗ ВН по току как правило не обеспечивает отстройку от БТН, возникающего при включении трансформатора. Отстройка защиты от данного режима выполняется по времени. В связи с этим ускорение МТЗ ВН в обычных условиях не применяют.

Ускорение МТЗ ВН может быть использовано в случае вывода из работы основной быстродействующей защиты (ДТЗ). В данном случае МТЗ ВН защищает ту часть обмотки трансформатора, которая не попадает под действие ТО. Выдержку времени срабатывания МТЗ ВН в режиме ускорения следует отстроить от длительности БТН.

3.3 Максимальная токовая защита стороны НН

3.3.1 Функциональная схема алгоритма МТЗ стороны НН приведена на рисунке 3.8.



Рисунок 3.8 – Схема №4. Алгоритм МТЗ НН

3.3.2 Алгоритм МТЗ НН предусматривает возможность задания двух значений уставок тока и времени срабатывания, действующих при включенном («**I_{МТЗ НН}**», «**T_{МТЗ НН}**») и, соответственно, отключенном («**I_{МТЗ НН Ч}**», «**T_{МТЗ НН Ч}**») положении секционного выключателя стороны НН, что в ряде случаев позволяет повысить чувствительность и быстродействие защиты.

3.3.3 Ввод в работу алгоритма МТЗ НН выполняется программным ключом «**B112**». Условием пуска МТЗ НН является превышение действующим значением максимального из фазных токов стороны НН значения уставки «**I_{МТЗ НН}**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**T_{МТЗ НН CB}**» на отключение секционного выключателя стороны НН и в случае, если повреждение остается не ликвидированным, с выдержкой времени «**T_{МТЗ НН}**» на отключение выключателя ввода стороны НН. Срабатывание МТЗ НН приводит к формированию предупредительной сигнализации. Возврат защиты выполняется при снижении значения максимального из фазных токов стороны НН ниже значения уставки «**I_{МТЗ НН}**» с учетом коэффициента возврата.

3.3.4 Ввод в работу контроля положения секционного выключателя стороны НН выполняется программным ключом «**B113**».

При наличии сигнала на логическом входе «**РПО НН СВ**», свидетельствующем об отключенном положении секционного выключателя стороны НН, защита работает с более чувствительной уставкой тока срабатывания «**I_{МТЗ НН Ч}**» и меньшей выдержкой времени «**T_{МТЗ НН Ч}**» на отключение выключателя ввода стороны НН и предупредительную сигнализацию.

Максимальная токовая защита на стороне НН может быть использована для резервирования защиты, установленной на вводом присоединении стороны НН. Уставки резервной и резервируемой защиты в данном случае должны совпадать как по току, так и по времени.

МТЗ НН может быть использована в качестве резервной защиты реактора стороны НН, если он не входит в зону действия защиты трансформатора.

В режиме с включенным секционным выключателем стороны НН защита продолжает работать с уставками «**ИМТЗ НН**», «**ТМТЗ НН СВ**» и «**ТМТЗ НН**».

3.3.5 Программным ключом «**B118**» может быть введено действие МТЗ стороны НН на отключение трансформатора со всех сторон и формирование аварийной сигнализации, выполняемые с выдержкой времени «**Тмтз НН Т**» после отключения выключателя ввода стороны НН, в случае, если возврат защиты не произошел.

3.3.6 В алгоритме МТЗ НН предусмотрен пуск по напряжению, ввод в работу которого осуществляется программным ключом «**B114**».

Условия формирования сигнала «**ПОН НН сраб.**», разрешающего пуск МТЗ НН описаны в п. [3.2.9](#).

3.3.7 В алгоритме МТЗ НН предусмотрено ускорение действия защиты:

- оперативное - по сигналу на логическом входе «**Уск. МТЗ НН**»;
- автоматическое – в течение одной секунды после включения выключателя ввода стороны НН.

Ввод в работу автоматического ускорения осуществляется программным ключом «**B116**».

Условием пуска ускоренной МТЗ НН с выдержкой времени «**Тумтз НН**» является наличие оперативного или автоматического ускорения и сигнала «**МТЗ НН пуск**». После запуска выдержки времени «**Тумтз НН**» достаточным условием для ее срабатывания является наличие сигнала «**МТЗ НН пуск**».

3.3.8 Для оперативного вывода МТЗ НН из работы предусмотрен входной логический сигнал «**Вывод МТЗ НН**».

3.4 Защита от перегрузки

3.4.1 Функциональная схема алгоритма защиты от перегрузки (далее – ЗП) приведена на рисунке [3.9](#).

3.4.2 Ввод в работу алгоритма ЗП выполняется программным ключом «**B121**».

3.4.3 Условием пуска ЗП является превышение действующим значением максимального из фазных токов стороны ВН значения уставки «**Изп**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тзп**» на формирование предупредительной сигнализации.

Возврат защиты выполняется при снижении значения максимального из фазных токов стороны ВН ниже значения уставки «**Изп**» с учетом коэффициента возврата.

Защита от перегрузки обеспечивает защиту трансформатора от длительных перегрузок в таких режимах, как, например, работа с включенным СВ стороны НН под действием АВР. Уставка по току срабатывания должна быть отстроена от номинального тока трансформатора, уставка по времени срабатывания – от максимального времени действия резервных защит трансформатора.

3.4.4 Программным ключом «**B122**» может быть введено действие ЗП на отключение трансформатора со всех сторон и формирование аварийной сигнализации с выдержкой времени «**Тзп откл**» после срабатывания предупредительной сигнализации.

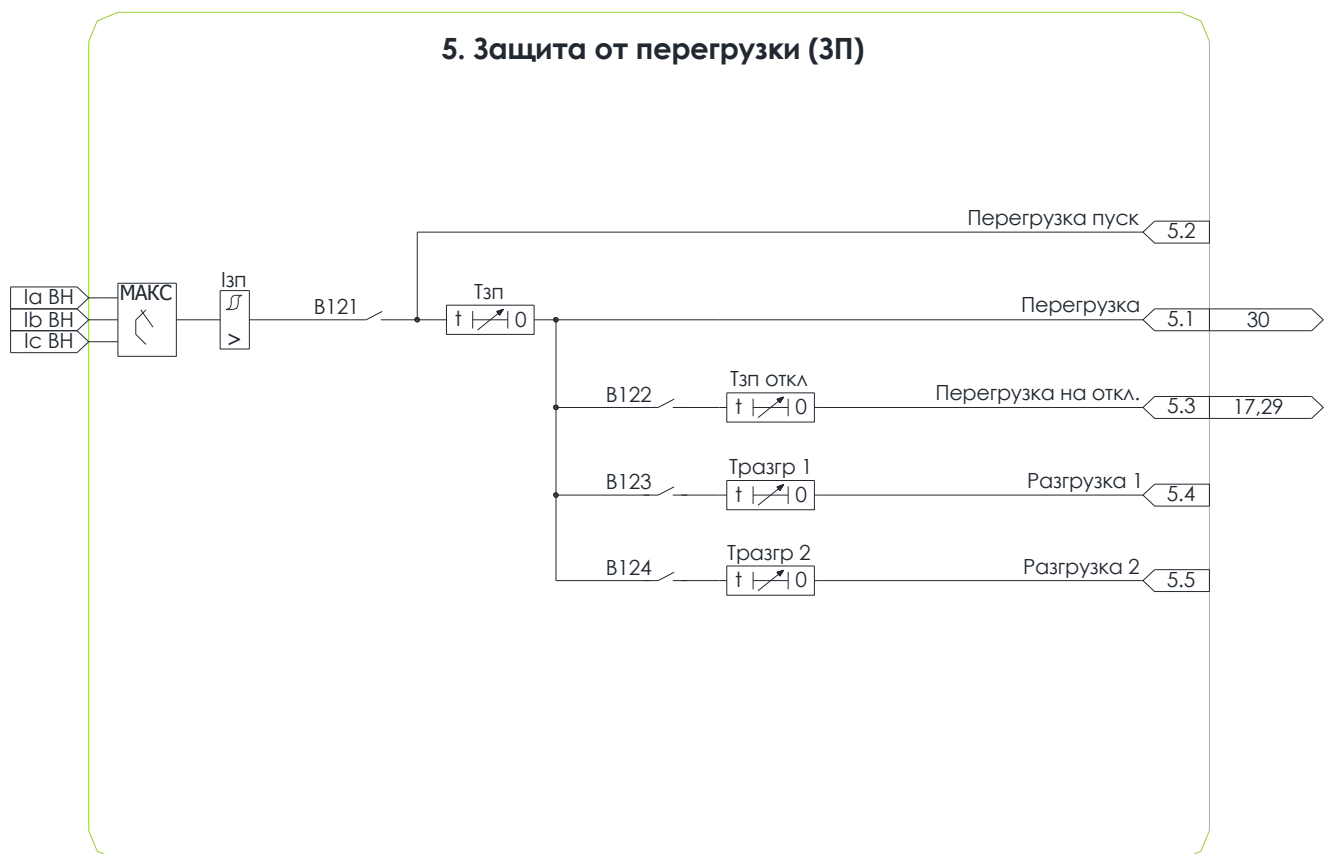


Рисунок 3.9 – Схема №5. Алгоритм ЗП

3.4.5 Алгоритм ЗП содержит две ступени разгрузки трансформатора, предназначенные для отключения ряда потребителей на стороне НН и снижения величины сквозного тока через трансформатор до допустимых значений.

Первая и вторая ступени разгрузки могут быть введены в работу программными ключами «**B123**» и «**B124**» и действуют с выдержками времени «**Тразгр 1**» и «**Тразгр 2**» после срабатывания предупредительной сигнализации.

Условия пуска и возврата ступеней разгрузки аналогичны таковым для ЗП (п. [3.4.3](#)).

3.5 Логическая защита шин стороны НН и трансформатора

3.5.1 Логическая защита включает в себя логическую защиту шин стороны НН (далее – ЛЗШ) и логическую защиту трансформатора (далее – ЛЗТ).

3.5.2 Логическая защита шин стороны НН

3.5.2.1 Функциональная схема алгоритма ЛЗШ приведена на рисунке [3.10](#).

3.5.2.2 Ввод в работу алгоритма ЛЗШ выполняется программным ключом «**B141**».

3.5.2.3 Условиями пуска ЛЗШ являются пуск МТЗ стороны НН и наличие разрешающего или отсутствие блокирующего сигнала от защит отходящих присоединений и присоединения секционного выключателя стороны НН. Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тлзш**», формируя сигнал «**ЛЗШ сраб.**», действующий на отключение выключателя ввода стороны НН и предупредительную сигнализацию.

3.5.2.4 Программный ключ «**B142**» определяет режим работы ЛЗШ. В нормальном положении ключа активирован режим работы с последовательным соединением контактов, формирующих сигнал на логическом входе «**ЛЗШп**», разрешающий работу ЛЗШ. При переключении программного ключа «**B142**» активируется режим работы с параллельным соединением контактов, формирующих сигнал на логическом входе «**ЛЗШп**», блокирующий работу ЛЗШ.



Рисунок 3.10 – Схема №6. Алгоритм ЛЗШ и ЛЗТ

3.5.2.5 В режиме работы ЛЗШ с последовательным соединением контактов (программный ключ «**B142**» в нормальном положении) предусмотрен контроль неисправности шинки ЛЗШ. При отсутствии разрешающего сигнала на логическом входе «**ЛЗШп**» в течение 180 с формируется сигнал неисправности цепей защиты «**ЛЗШ неискр.**», действующий на предупредительную сигнализацию.

Для контроля наличия напряжения на шинке ЛЗШ в схеме с параллельным соединением контактов предусмотрен логический вход «**ЛЗШ питание**». Следует использовать инверсное подключение данного входа к дискретному входу, обеспечивающему контроль наличия напряжения на шинке. Исчезновение напряжения на шинке ЛЗШ приводит к формированию сигнала на логическом входе «**ЛЗШ питание**», и через 180 с формируется сигнал неисправности цепей защиты «**ЛЗШ неискр.**», действующий на предупредительную сигнализацию.

3.5.3 Логическая защита трансформатора

3.5.3.1 Функциональная схема алгоритма ЛЗТ приведена на рисунке [3.10](#).

3.5.3.2 Ввод в работу алгоритма ЛЗТ выполняется программным ключом «**B144**».

3.5.3.3 Условиями пуска ЛЗТ являются пуск МТЗ стороны ВН и отсутствие пуска МТЗ стороны НН трансформатора. Защита срабатывает с выдержкой времени «**ТЛЗТ**», формируя сигнал «**ЛЗТ сраб.**», действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

3.5.3.4 Предусмотрен режим работы алгоритма ЛЗТ независимо от алгоритма МТЗ стороны НН. При введенном программном ключе «**B145**» алгоритм ЛЗТ контролирует отсутствие блокирующего сигнала от защиты выключателя ввода стороны НН на логическом входе «**ЛЗТп**».

Для использования разрешающего сигнала необходимо инвертировать сигнал на входе «ЛЗТн» в процессе настройки устройства.

ЛЗШ и ЛЗТ используют принцип логической селективности: пуск защиты на присоединениях, питающих защищаемый объект, и отсутствие пуска защиты на присоединениях-потребителях свидетельствуют о наличии повреждения непосредственно на защищаемом объекте.

Принцип работы логической селективности на примере функционирования ЛЗТ пояснен на рисунке 3.11.

В первом случае приведен пример возникновения внешнего КЗ на шинах стороны НН трансформатора. Пуск МТЗ стороны ВН вызывает пуск логической защиты трансформатора. Одновременно с этим происходит пуск МТЗ стороны НН, обеспечивающий формирование сигнала, блокирующего работу ЛЗТ. МТЗ обеих сторон продолжают работу с уставками, выбранными по условиям обеспечения селективности защиты.

Во втором случае приведен пример возникновения внутреннего КЗ в зоне между трансформатором и выключателем стороны НН. В данном случае пуск МТЗ стороны НН не произойдет и блокирующий работу ЛЗТ сигнал сформирован не будет. Пуск МТЗ стороны ВН вызывает пуск ЛЗТ, которая с минимальной выдержкой времени действует на отключение трансформатора со всех сторон.

Использование ЛЗШ и ЛЗТ не требует сложного расчета уставок, т.к. пуск защиты происходит при пуске МТЗ соответствующей стороны, и позволяет значительно сократить время отключения КЗ по сравнению с самой МТЗ, что играет особую роль в случае вывода или отказа основной быстродействующей защиты трансформатора. Выдержку времени защиты обычно выбирают минимальной и равной 100 мс. Этого времени достаточно для приема блокирующих или снятия разрешающих сигналов, определяющих селективность действия защиты.

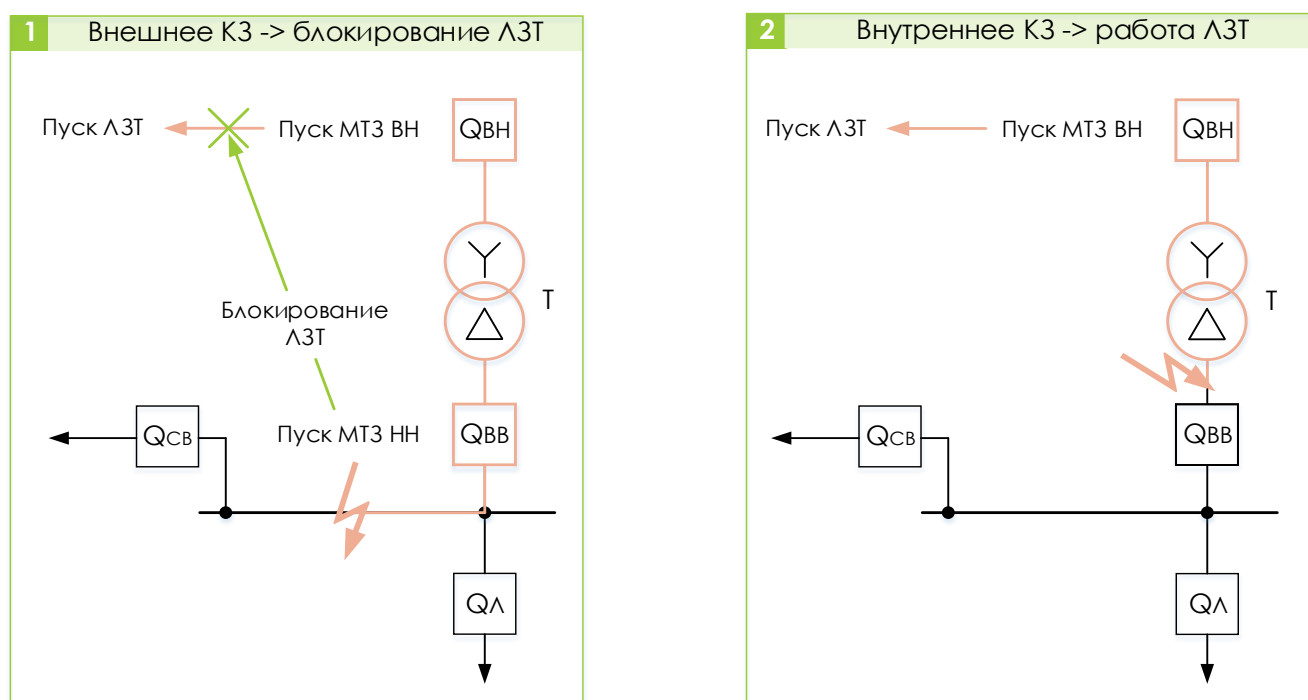


Рисунок 3.11 – Схема функционирования ЛЗТ

3.6 Защита от дуговых замыканий на стороне НН

3.6.1 Функциональная схема алгоритма защиты от дуговых замыканий на стороне НН (далее – ЗДЗ) приведена на рисунке [3.12](#).

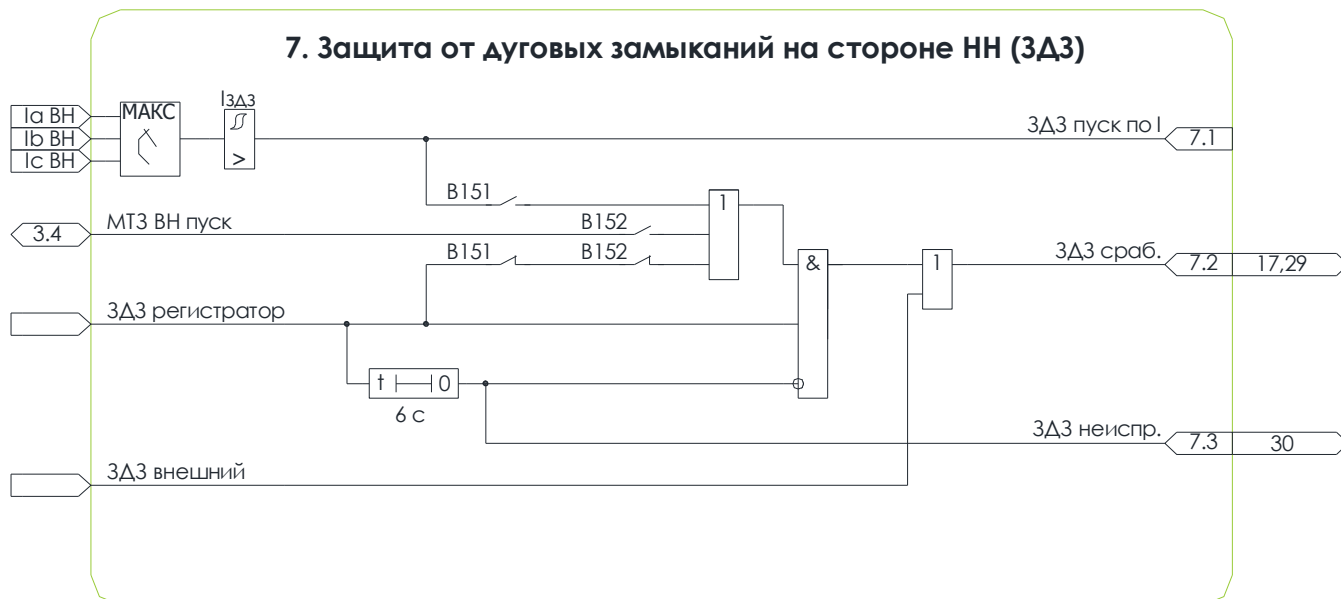


Рисунок 3.12 – Схема №7. Алгоритм ЗДЗ

3.6.2 Алгоритм ЗДЗ обеспечивает совместную работу устройства с регистратором дуговых замыканий типа **Лайм МТ.ЛАЙМ.082**, а также регистраторами и централизованными системами защиты от дуговых замыканий различных производителей.

3.6.3 Для подключения сигнала от регистратора дуговых замыканий предназначен логический вход «**ЗДЗ регистратор**». В качестве дополнительного условия пуска защиты может быть использовано максимальное реле тока с уставкой срабатывания «**Издз**» (программный ключ «**B151**») и/или сигнал пуска МТЗ стороны ВН (программный ключ «**B152**»).

Защита срабатывает без выдержки времени на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

Длительное присутствие сигнала на логическом входе «**ЗДЗ регистратор**» (более 6 с), свидетельствует о неисправности цепей или регистратора дуговых замыканий. В данном случае формируется сигнал «**ЗДЗ неисправ.**», действующий на предупредительную сигнализацию.

3.6.4 Для совместной работы с централизованными системами защиты от дуговых замыканий предусмотрен логический вход «**ЗДЗ внешний**», при поступлении на который сигнала, формируется команда отключения трансформатора со всех сторон и срабатывает аварийная сигнализация.

Короткие замыкания в ячейках комплектных распределительных устройств обычно сопровождаются возникновением открытой электрической дуги. Защита от дуговых замыканий, основанная на оптическом принципе, является наиболее эффективным средством защиты от повреждений данного вида.

Быстродействие регистратора дуговых замыканий Лайм составляет менее 1 мс. Совместное использование Лайм с Алтей-УЗТ обеспечивает надежную защиту распределительного устройства стороны НН.

3.7 Токовая защита обратной последовательности

3.7.1 Токовая защита обратной последовательности (далее – ТЗОП) включает в себя защиту стороны ВН и НН.

3.7.2 Токовая защита обратной последовательности стороны ВН

3.7.2.1 Функциональная схема алгоритма ТЗОП ВН приведена на рисунке 3.13.

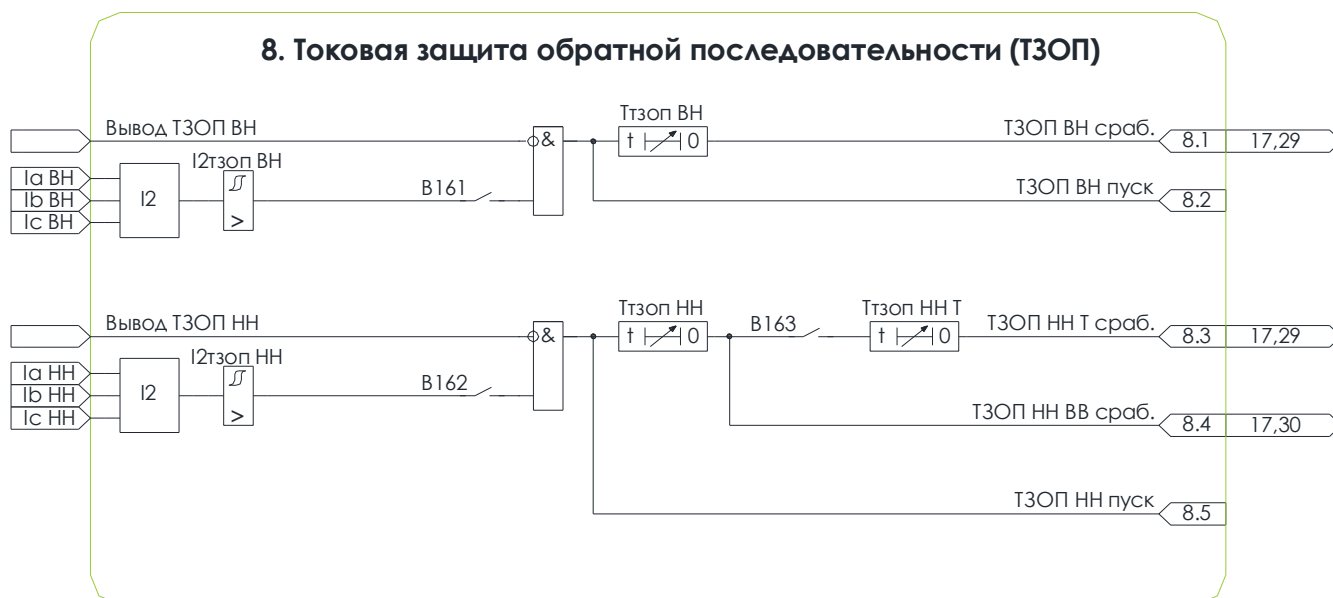


Рисунок 3.13 – Схема №8. Алгоритм ТЗОП ВН и ТЗОП НН

3.7.2.2 Ввод в работу алгоритма ТЗОП ВН выполняется программным ключом «**B161**».

3.7.2.3 Условием пуска ТЗОП ВН является превышение действующим значением тока обратной последовательности, вычисленного из фазных токов стороны ВН, значения уставки «**I2тзоп ВН**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**Ттзоп ВН**», формируя сигнал «**ТЗОП ВН сраб.**», действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию. Возврат защиты выполняется при снижении значения тока обратной последовательности стороны ВН ниже значения уставки «**I2тзоп ВН**» с учетом коэффициента возврата.

3.7.2.4 Для оперативного вывода защиты из работы предусмотрен входной логический сигнал «**Вывод ТЗОП ВН**».

3.7.3 Токовая защита обратной последовательности стороны НН

3.7.3.1 Функциональная схема алгоритма ТЗОП НН приведена на рисунке 3.13.

3.7.3.2 Ввод в работу алгоритма ТЗОП НН выполняется программным ключом «**B162**».

3.7.3.3 Условием пуска ТЗОП НН является превышение действующим значением тока обратной последовательности, вычисленного из фазных токов стороны НН, значения уставки «**I2тзоп НН**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**Ттзоп НН**», формируя сигнал «**ТЗОП НН ВВ сраб.**», действующий на отключение выключателя ввода стороны НН и предупредительную сигнализацию. Возврат защиты выполняется при снижении значения тока обратной последовательности стороны НН ниже значения уставки «**I2тзоп НН**» с учетом коэффициента возврата.

3.7.3.4 Программным ключом «**B163**» может быть введено действие ТЗОП НН на отключение трансформатора со всех сторон и формирование аварийной сигнализации, выполняемые с выдержкой времени «**Ттзоп НН Т**» после отключения выключателя ввода стороны НН, в случае, если возврат защиты не произошел.

3.7.3.5 Для оперативного вывода защиты из работы предусмотрен входной логический сигнал «**Вывод ТЗОП НН**».

Токовая защита обратной последовательности позволяет повысить чувствительность защиты трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними несимметричными КЗ.

При использовании устройства для защиты повышающего трансформатора ТЗОП обеспечивает простое согласование с аналогичной защитой генератора.

Для защиты трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними симметричными КЗ, совместно с ТЗОП должна быть использована МТЗ соответствующей стороны защищаемого трансформатора

3.8 Токовая защита нулевой последовательности

3.8.1 Токовая защита нулевой последовательности (далее – ТЗНП) обеспечивает защиту на стороне ВН от однофазных КЗ в сети с большим током замыкания на землю.

3.8.2 Функциональная схема алгоритма ТЗНП приведена на рисунке 3.14.

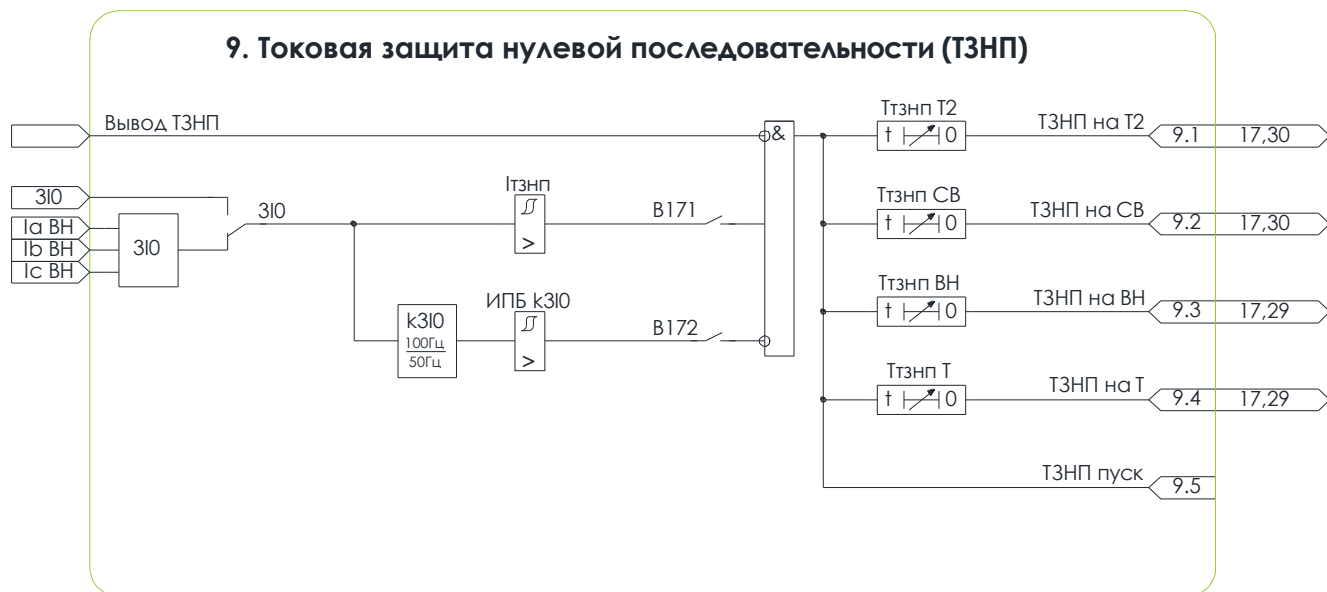


Рисунок 3.14 – Схема №9. Алгоритм ТЗНП

3.8.3 Ввод в работу алгоритма ТЗНП выполняется программным ключом «В171».

3.8.4 По умолчанию активен режим работы по току нулевой последовательности, вычисленному из фазных токов стороны ВН. Программа KIWI позволяет активировать режим работы по измеренному току нулевой последовательности, для чего необходимо соответствующим образом сконфигурировать универсальный токовый вход, выбрав для него назначение «3I0».

3.8.5 Условием пуска ТЗНП является превышение действующим значением тока нулевой последовательности значения уставки «ИТЗНП».

3.8.6 Для исключения излишнего срабатывания ТЗНП в переходных режимах, сопровождающихся появлением БН, приводящего к появлению тока нулевой последовательности, в алгоритме предусмотрено блокирование ТЗНП.

Ввод блокирования в работу осуществляется программным ключом «В172». В случае превышения отношением действующего значения второй гармонической составляющей тока нулевой последовательности к первой значения уставки «ИПБ k3I0» выполняется блокирование пуска ТЗНП.

3.8.7 Предусмотрена работа ТЗНП в первичных схемах различной конфигурации с формированием четырех разновременных отключающих сигналов. ТЗНП срабатывает:

- с выдержкой времени «Тзмп Т2», формируя сигнал отключения параллельно работающего трансформатора с разземленной нейтралью;
- с выдержкой времени «Тзмп СВ», формируя сигнал отключения секционного выключателя на стороне ВН для деления системы;
- с выдержкой времени «Тзмп ВН», формируя сигнал отключения защищаемого трансформатора со стороны ВН с разрешением выполнения последующего

автоматического повторного включения;

- с выдержкой времени «Т_{тзп Т}», формируя сигнал отключения трансформатора со всех сторон и запретом автоматического повторного включения.

3.8.8 При срабатывании ТЗНП на отключение защищаемого трансформатора формируется аварийная сигнализация, в остальных случаях – предупредительная.

3.8.9 Для оперативного вывода защиты из работы предусмотрен входной логический сигнал «Вывод ТЗНП».

Токвая защита нулевой последовательности предусмотрена для резервирования действия защит от замыканий на землю в сети ВН на повышающих трансформаторах, а также трансформаторах с питанием с двух сторон.

При наличии параллельно работающего трансформатора с разземленной нейтралью предусмотрено его отключение до отключения защищаемого трансформатора, с целью исключения возможного режима работы трансформатора с изолированной нейтралью на выделившейся участок сети ВН с замыканием на землю одной фазы.

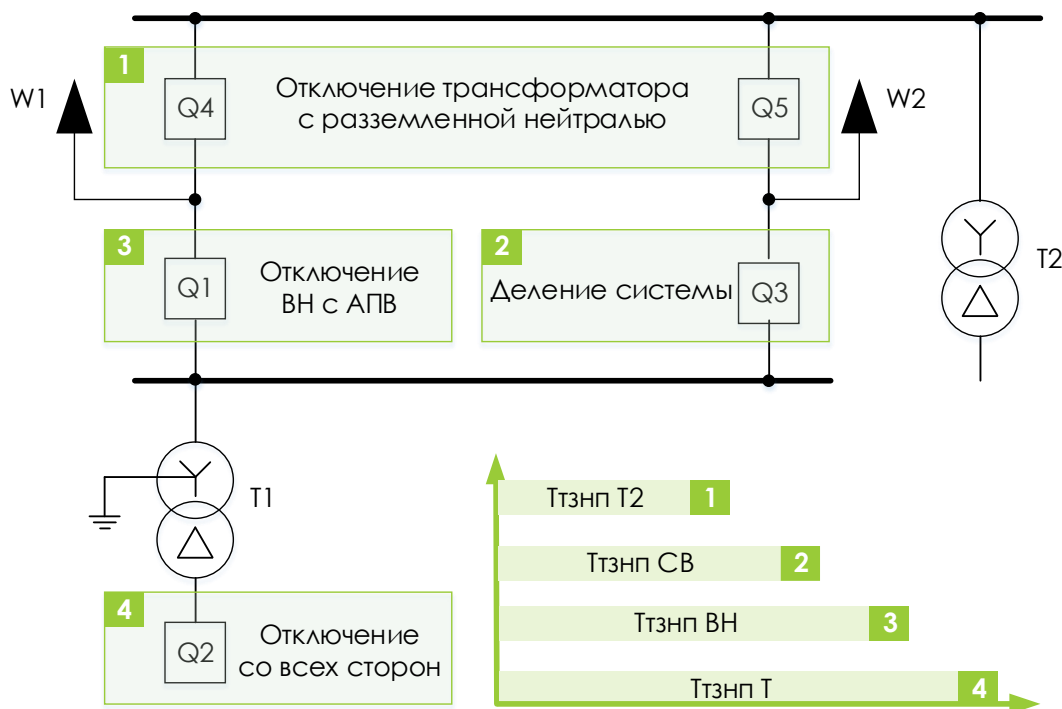


Рисунок 3.15 – Временная диаграмма действия ТЗНП на примере схемы «четыреугольник»

На рисунке 3.15 приведена временная диаграмма действия ТЗНП на примере схемы «четыреугольник». На первом шаге выполняется отключение параллельно работающего трансформатора «Т2» с разземленной нейтралью с помощью выключателей «Q4» и «Q5». Далее происходит деление системы путем отключения выключателя «Q3». Если повреждение было на линии «W2», происходит возврат защиты. В случае, если возврат защиты не произошел, выполняется отключение выключателя «Q1» без запрета АПВ. Последующее срабатывание ТЗНП на отключение трансформатора со всех сторон с отключением выключателя «Q2» и запретом АПВ свидетельствует о том, что повреждение произошло в зоне действия основной защиты трансформатора «Т1», и сопровождалось ее отказом.

3.9 Защита от однофазных замыканий на землю

3.9.1 Для трансформаторов, подключенных к питающей сети ВН с малым током замыкания на землю, предусмотрена защита от однофазных замыканий на землю (далее – ОЗЗ). Алгоритм ОЗЗ обеспечивает возможность работы с трансформаторами тока нулевой последовательности (далее – ТНП).

3.9.2 Для активации режима работы в сети с малым током замыкания на землю в программном обеспечении KIWI следует соответствующим образом сконфигурировать универсальный токовый вход, выбрав для него назначение «**3I0 изол.**».

Алгоритм ТЗНП в данном режиме становится недоступным.

3.9.3 Функциональная схема алгоритма ОЗЗ приведена на рисунке [3.16](#).

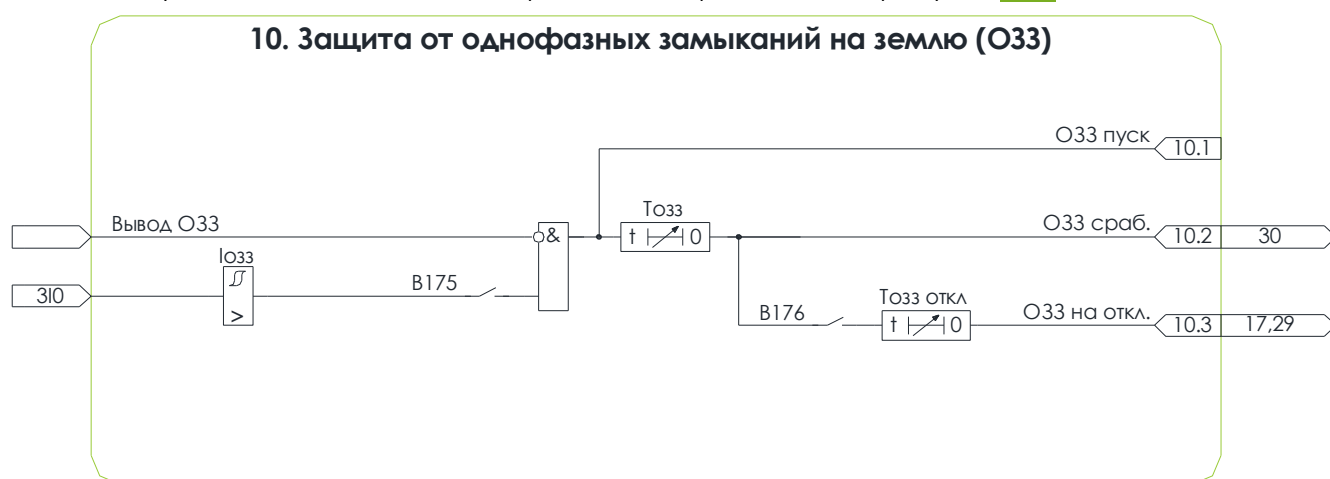


Рисунок 3.16 – Схема №10. Алгоритм ОЗЗ

3.9.4 Ввод в работу алгоритма ОЗЗ выполняется программным ключом «**B175**».

3.9.5 Условием пуска ОЗЗ является превышение действующим значением измеренного тока нулевой последовательности значения уставки «**I033**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**То33**» на формирование предупредительной сигнализации.

Возврат защиты выполняется при снижении значения измеренного тока нулевой последовательности ниже значения уставки «**I033**» с учетом коэффициента возврата.

3.9.6 Программным ключом «**B176**» может быть введено действие ОЗЗ на отключение трансформатора со всех сторон и формирование аварийной сигнализации с выдержкой времени «**То33 откл**» после срабатывания предупредительной сигнализации.

3.9.7 Для оперативного вывода защиты из работы предусмотрен входной логический сигнал «**Вывод ОЗЗ**».

3.10 Газовая защита

3.10.1 Алгоритм газовой защиты (далее – ГЗ) обеспечивает прием и обработку сигналов:

- газового реле бака трансформатора (сигнальная и отключающая ступени);
- струйного реле устройства РПН.

3.10.2 Функциональная схема алгоритма ГЗ приведена на рисунке [3.17](#).

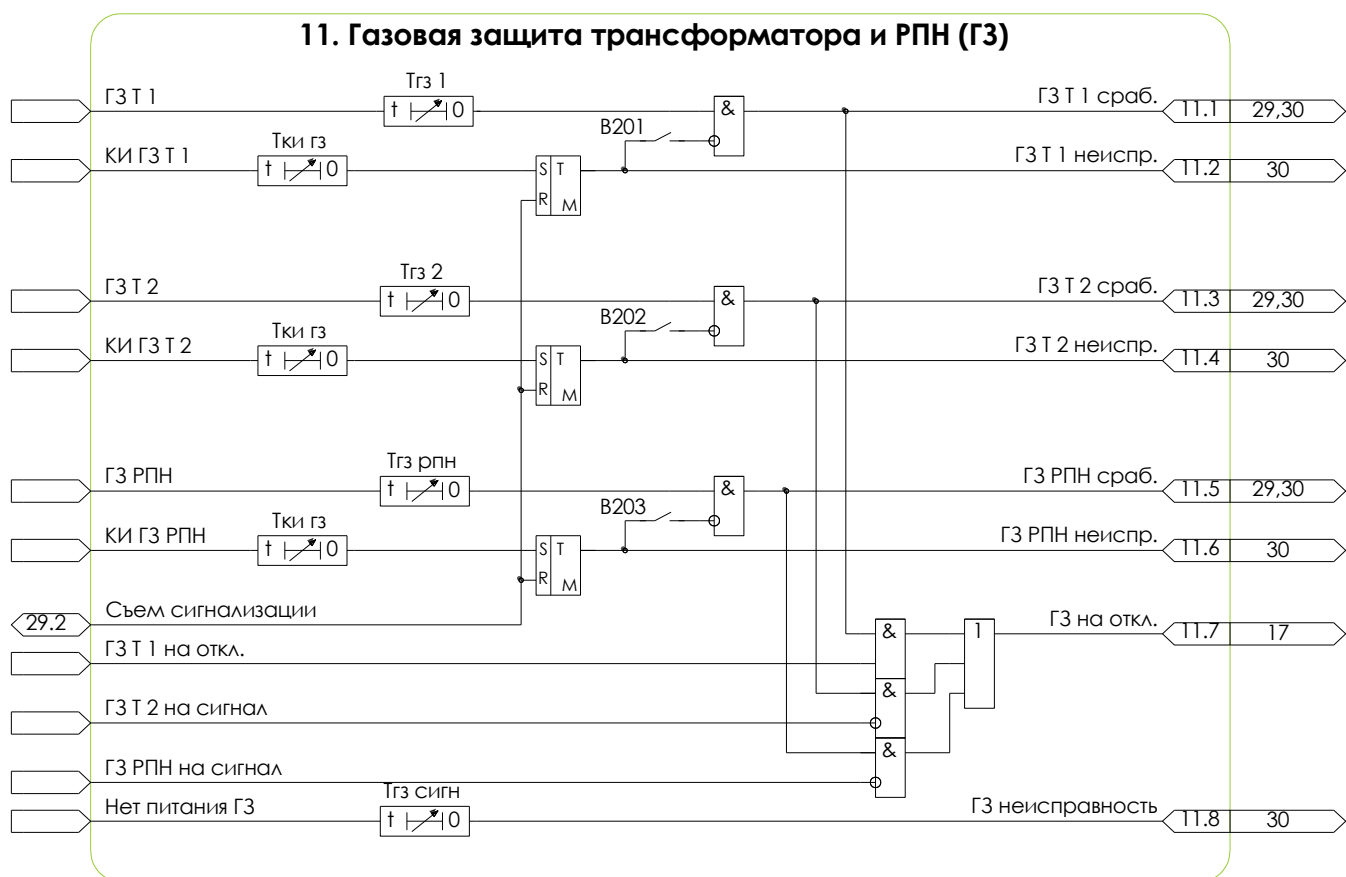


Рисунок 3.17 – Схема №11. Алгоритм ГЗ

3.10.3 Сигнальная ступень ГЗ трансформатора

3.10.3.1 Входной логический сигнал «**ГЗ Т1**» предназначен для подключения контактов сигнальной ступени газового реле бака трансформатора. При поступлении сигнала на вход защита срабатывает с выдержкой времени «**Тгз 1**» (без выдержки времени в случае установки нулевого значения «**Тгз 1**»), формируя сигнал «**ГЗ Т1 сраб.**», действующий на предупредительную сигнализацию.

3.10.3.2 Для перевода действия сигнальной ступени ГЗ трансформатора на отключение трансформатора и аварийную сигнализацию предусмотрен входной логический сигнал «**ГЗ Т1 на откл.**».

3.10.3.3 Входной логический сигнал «**КИ ГЗ Т1**» предназначен для подключения контактов реле контроля изоляции цепей сигнальной ступени ГЗ трансформатора. При появлении сигнала на входе с выдержкой времени «**Тки ГЗ**» срабатывает предупредительная сигнализация и, при введенном программном ключе «**B201**», выполняется блокирование работы сигнальной ступени ГЗ

трансформатора. Снятие блокирования осуществляется вручную подачей команды «Съем сигнализации».

3.10.4 Отключающая ступень ГЗ трансформатора

3.10.4.1 Входной логический сигнал «ГЗ Т2» предназначен для подключения контактов отключающей ступени газового реле бака трансформатора. При поступлении сигнала на вход защита срабатывает с выдержкой времени «Тгз 2» (без выдержки времени в случае установки нулевого значения «Тгз 2»), формируя сигнал «ГЗ Т2 сраб.», действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

3.10.4.2 Для перевода действия отключающей ступени ГЗ трансформатора на формирование предупредительной сигнализации предусмотрен входной логический сигнал «ГЗ Т2 на сигнал».

3.10.4.3 Входной логический сигнал «КИ ГЗ Т2» предназначен для подключения контактов реле контроля изоляции цепей отключающей ступени ГЗ трансформатора. При появлении сигнала на входе с выдержкой времени «Тки ГЗ» срабатывает предупредительная сигнализация и, при введенном программном ключе «В202», выполняется блокирование работы отключающей ступени ГЗ трансформатора. Снятие блокирования осуществляется вручную подачей команды «Съем сигнализации».

Газовая защита обеспечивает защиту трансформатора от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа и ускоренным протеканием масла из бака трансформатора в расширитель.

Для защиты трансформатора используют газовые реле, которые монтируют в наклонный трубопровод, соединяющий большой отсек расширительного бака с баком трансформатора.

В нормальном режиме работы газовое реле заполнено маслом.

При незначительных повреждениях, например, витковых замыканиях, под действием нагрева происходит разложение масла и образование пузырьков газа, которые начинают скапливаться в верхней части газового реле, вытесняя из него масло, что приводит к срабатыванию первой сигнальной ступени реле.

В случае более серьезных повреждений процесс газообразования идет значительно интенсивнее, вызывая поток масла, проходящий через реле, в результате чего срабатывает вторая ступень, действующая на отключение трансформатора.

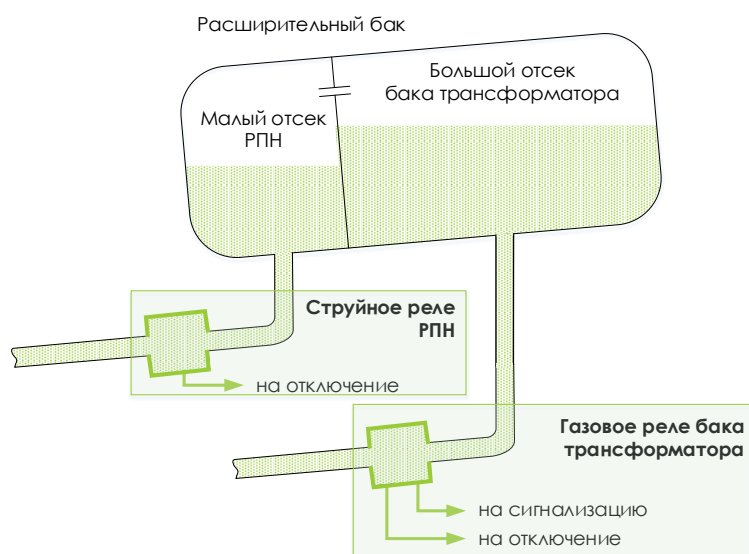


Рисунок 3.18 – Газовая защита трансформатора и устройства РПН

В процессе коммутации устройства РПН происходит незначительное газообразование. В связи с этим для защиты устройств РПН используют реле только с одной ступенью, реагирующей на поток масла – струйные реле, действующие на отключение трансформатора.

Газовая защита обладает высокой чувствительностью и позволяет обнаруживать развивающиеся повреждения на ранних стадиях.

3.10.5 Отключающая ступень ГЗ устройства РПН

3.10.5.1 Входной логический сигнал **«ГЗ РПН»** предназначен для подключения контактов струйного реле устройства РПН. При поступлении сигнала на вход защита срабатывает с выдержкой времени **«Тгз рпн»** (без выдержки времени в случае установки нулевого значения **«Тгз рпн»**), формируя сигнал **«ГЗ РПН сраб.»**, действующий на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

3.10.5.2 Для перевода действия отключающей ступени ГЗ устройства РПН на формирование предупредительной сигнализации предусмотрен входной логический сигнал **«ГЗ РПН на сигнал»**.

3.10.5.3 Входной логический сигнал **«КИ ГЗ РПН»** предназначен для подключения контактов реле контроля изоляции цепей отключающей ступени ГЗ устройства РПН. При появлении сигнала на входе с выдержкой времени **«Тки ГЗ»** срабатывает предупредительная сигнализация и, при введенном программном ключе **«В203»**, выполняется блокирование работы отключающей ступени ГЗ устройства РПН. Снятие блокирования осуществляется вручную подачей команды **«Съем сигнализации»**.

3.10.6 Входной логический сигнал **«Нет питания ГЗ»** предназначен для подключения сигнала отсутствия питания цепей защиты. При поступлении сигнала на вход с выдержкой времени **«Тгз сигн»** (без выдержки времени в случае установки нулевого значения **«Тгз сигн»**) срабатывает предупредительная сигнализация. Инверсия сигнала **«Нет питания ГЗ»**, в случае необходимости, может быть выполнена в программном обеспечении **«KIWI»**.

3.11 Автоматика пуска охлаждения и защита от потери охлаждения

3.11.1 Алгоритм пуска охлаждения (далее – ПО) и защита от потери охлаждения (далее – ЗПО) для трансформаторов с системами охлаждения **«Д»**, **«ДЦ»** и **«НДЦ»** по ГОСТ Р 52719-2007 обеспечивают:

- формирование сигналов пуска обдува;
- защиту от потери охлаждения с длительными выдержками времени и действием на отключение трансформатора и аварийную сигнализацию;
- предупредительную сигнализацию при пуске защиты от потери охлаждения;
- прием и обработку сигнала отключения от внешнего шкафа автоматики системы охлаждением трансформатора (далее – ШАОТ).

3.11.2 Функциональная схема алгоритма ПО и ЗПО приведена на рисунке [3.19](#).

Системы охлаждения трансформаторов согласно ГОСТ Р 52719-2007:

«Д» - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

«ДЦ» - принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла;

«НДЦ» - принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла.

3.11.3 Программный ключ **«B219»** определяет тип используемого датчика контроля температуры масла. Нормальное положение ключа соответствует датчику с двумя группами контактов, подключаемых к логическим входам **«Т масла сраб.»** и **«Т масла возвр.»**. При переключении программного ключа **«B219»** активируется режим работы с датчиком, имеющим один выходной контакт и гистерезис по измеряемой температуре.

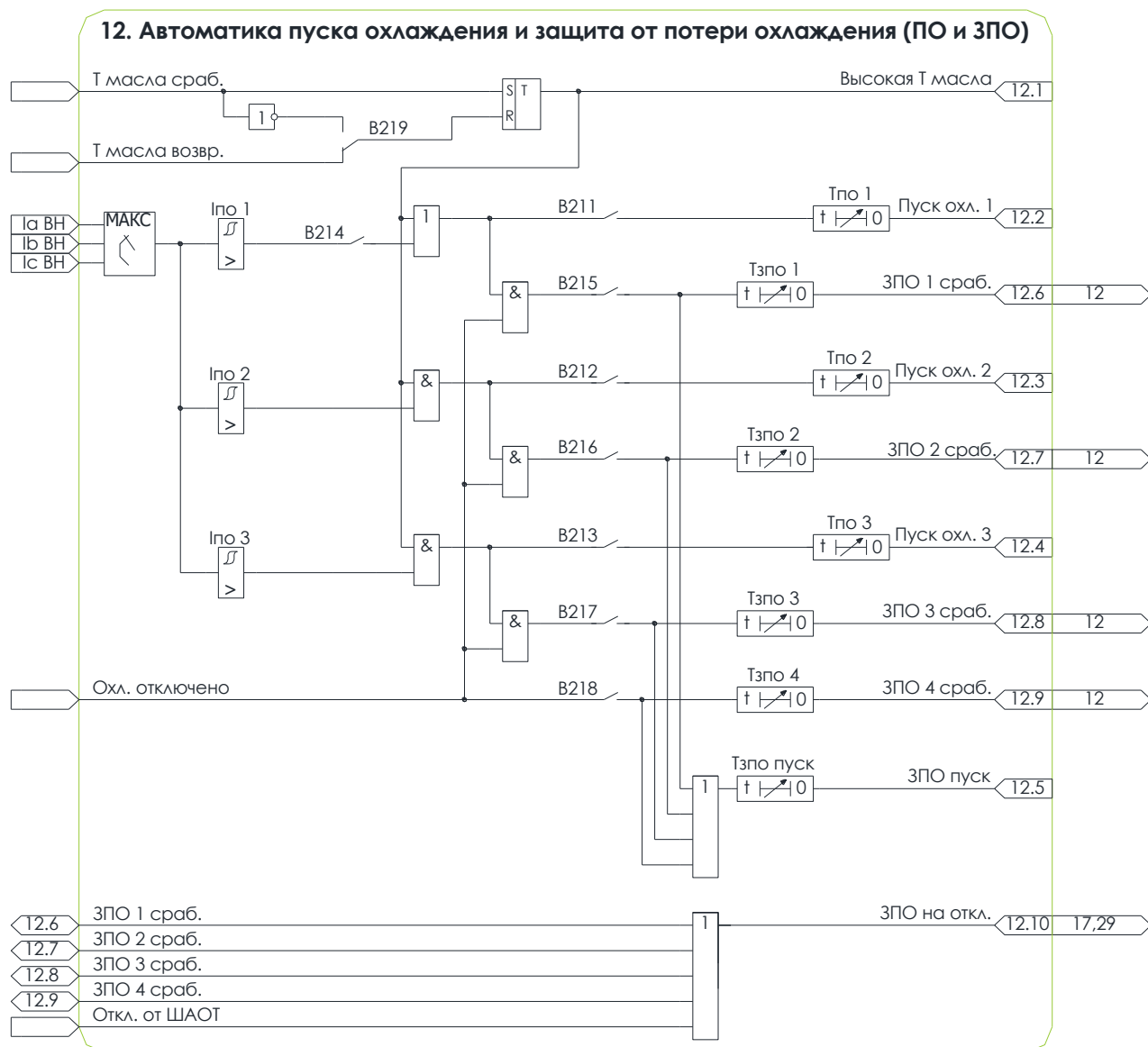


Рисунок 3.19 – Схема №12. Алгоритм ПО и ЗПО

3.11.4 Первая ступень ПО и ЗПО

3.11.4.1 Первая ступень предназначена для работы с системами охлаждения **«Д»**, **«ДЦ»** и **«НДЦ»**.

3.11.4.2 Ввод в работу первой ступени ПО выполняется программным ключом **«B211»**.

Условием пуска первой ступени ПО является:

- высокая температура масла – для систем охлаждения **«ДЦ»** и **«НДЦ»**;
- высокая температура масла или уровень тока стороны ВН (программный ключ **«B214»**) – для системы охлаждения **«Д»**.

Первая ступень ПО срабатывает с выдержкой времени «Тпо 1».

3.11.4.3 Ввод в работу первой ступени ЗПО выполняется программным ключом «B215».

Пуск первой ступени ЗПО выполняется при тех же условиях, что и пуск первой ступени ПО (п. [3.11.4.2](#)), при условии наличия сигнала отключенной системы охлаждения на логическом входе «Охл. отключено», поступающего от ШАОТ.

Первая ступень ЗПО срабатывает с выдержкой времени «Тзпо 1» на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

3.11.5 Вторая ступень ПО и ЗПО

3.11.5.1 Вторая ступень предназначена для работы с системами охлаждения «ДЦ» и «НДЦ».

3.11.5.2 Ввод в работу второй ступени ПО выполняется программным ключом «B212».

Условием пуска второй ступени ПО является высокая температура масла при условии превышения действующим значением максимального из фазных токов стороны ВН значения уставки «Iпо 2».

Вторая ступень ПО срабатывает с выдержкой времени «Тпо 2».

3.11.5.3 Ввод в работу второй ступени ЗПО выполняется программным ключом «B216».

Пуск второй ступени ЗПО выполняется при тех же условиях, что и пуск второй ступени ПО (п. [3.11.5.2](#)), при условии наличия сигнала отключенной системы охлаждения на логическом входе «Охл. отключено», поступающего от ШАОТ.

Вторая ступень ЗПО срабатывает с выдержкой времени «Тзпо 2» на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

3.11.6 Третья ступень ПО и ЗПО

3.11.6.1 Третья ступень предназначена для работы с системами охлаждения «ДЦ» и «НДЦ».

3.11.6.2 Ввод в работу третьей ступени ПО выполняется программным ключом «B213».

Условием пуска третьей ступени ПО является высокая температура масла при условии превышения действующим значением максимального из фазных токов стороны ВН значения уставки «Iпо 3».

Третья ступень ПО срабатывает с выдержкой времени «Тпо 3».

3.11.6.3 Ввод в работу третьей ступени ЗПО выполняется программным ключом «B217».

Пуск третьей ступени ЗПО выполняется при тех же условиях, что и пуск третьей ступени ПО (п. [3.11.6.2](#)), при условии наличия сигнала отключенной системы охлаждения на логическом входе «Охл. отключено», поступающего от ШАОТ.

Третья ступень ЗПО срабатывает с выдержкой времени «Тзпо 3» на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

3.11.7 Ввод в работу четвертой ступени ЗПО выполняется программным ключом «B218».

Условием пуска четвертой ступени ЗПО является наличие сигнала отключенной системы охлаждения на логическом входе «Охл. отключено», поступающего от ШАОТ. Защита срабатывает с выдержкой времени «Тзпо 4» на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

3.11.8 В алгоритме предусмотрено формирование сигнала «ЗПО пуск» в результате пуска любой из ступеней ЗПО с регулируемой выдержкой времени «Тзпо пуск».

3.11.9 В алгоритме предусмотрен входной логический сигнал «Откл. от ШАОТ», при поступлении на который сигнала формируется команда отключения трансформатора со всех сторон, и срабатывает аварийная сигнализация.

3.12 Защита элегазового оборудования

3.12.1 Алгоритм защиты элегазового оборудования обеспечивает прием и обработку предупредительных и аварийных сигналов снижения давления элегаза выключателя и трансформаторов тока стороны ВН.

3.12.2 Функциональная схема алгоритма защиты элегазового оборудования приведена на рисунке 3.20.

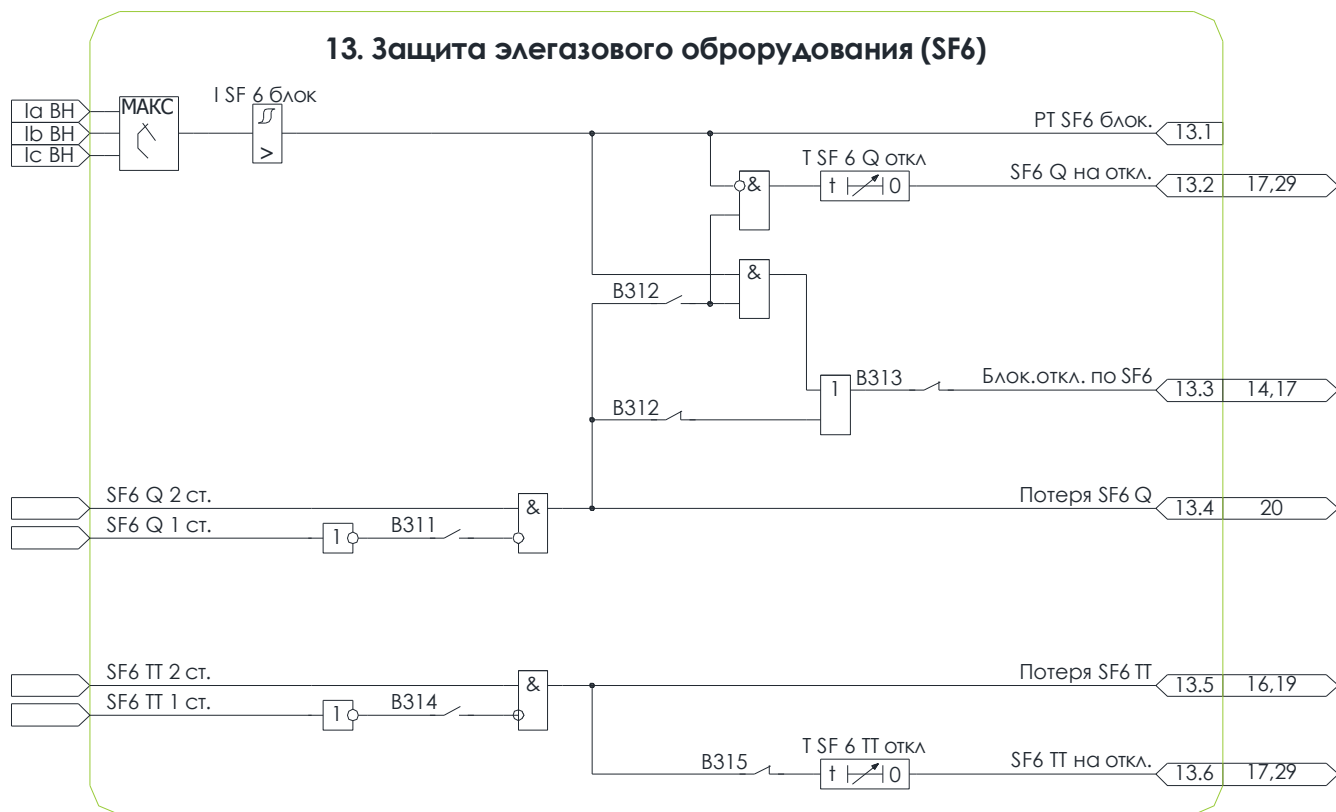


Рисунок 3.20 – Схема №13. Алгоритм SF6

3.12.3 Контроль давления элегаза выключателя

3.12.3.1 Логические входы «SF6 Q 1 ст.» и «SF6 Q 2 ст.» предназначены для подключения предупредительного и аварийного сигналов снижения давления элегаза выключателя. Входы действуют на формирование предупредительной сигнализации с выдержками времени «Тпс 1» и «Тпс 2», соответственно.

3.12.3.2 Логический сигнал аварийного снижения давления элегаза «Потеря SF6 Q» формируется при поступлении сигнала на логический вход «SF6 Q 2 ст.» и, при введенном программном ключе «B311», на вход «SF6 Q 1 ст.».

3.12.3.3 Логический сигнал «Потеря SF6 Q» блокирует операцию включения и, при введенном программном ключе «B313», операцию отключения выключателя. Программный ключ «B313» введен в работу по умолчанию.

3.12.3.4 Для выключателей, допускающих отключение рабочих токов при аварийном снижении давления элегаза, в алгоритме предусмотрено формирование сигнала автоматического отключения «SF6 Q на откл.».

Ввод в работу данной функции осуществляется программными ключами **«B312»** и **«B313»**. Сигнал автоматического отключения выключателя при аварийном снижении давления элегаза формируется с выдержкой времени **«Т SF6 Q откл»** в случае, если значение максимального из фазных токов стороны ВН ниже значения уставки **«I SF6 Q блок»**. Если значение тока превышает уставку, то выполняется блокирование операции отключения выключателя.

3.12.4 Контроль давления элегаза трансформаторов тока

3.12.4.1 Логические входы **«SF6 ТТ 1 ст.»** и **«SF6 ТТ 2 ст.»** предназначены для подключения предупредительного и аварийного сигналов снижения давления элегаза трансформаторов тока стороны ВН. Входы действуют на формирование предупредительной сигнализации с выдержками времени **«Тпс 3»** и **«Тпс 4»**, соответственно (рисунок [6.3](#)).

3.12.4.2 Логический сигнал аварийного снижения давления элегаза **«Потеря SF6 ТТ»** формируется при поступлении сигнала на логический вход **«SF6 ТТ 2 ст.»** и, при введенном программном ключе **«B314»**, на вход **«SF6 ТТ 1 ст.»**.

3.12.4.3 Логический сигнал **«Потеря SF6 ТТ»** блокирует операцию включения выключателя.

3.12.4.4 Программным ключом **«B315»** может быть введено автоматическое отключение выключателя с выдержкой времени **«Т SF6 ТТ откл»** в случае аварийного снижения давления элегаза ТТ.

3.13 Устройство резервирования при отказах выключателя

3.13.1 Алгоритм функции устройства резервирования при отказах выключателя (далее – УРОВ) предусматривает два режима работы:

- УРОВ с дублированным пуском;
- УРОВ с автоматической проверкой исправности выключателя.
- Обязательным условием пуска УРОВ является наличие тока, протекающего через резервируемый выключатель (при выведенном программном ключе **«B307»**), выявляемое по факту превышения действующим значением максимального из фазных токов значения уставки **«Iуров»**. При введенном программном ключе **«B307»** пуск УРОВ возможен только при отсутствии сигнала **«РПО ВН»**.

3.13.2 Функциональная схема алгоритма УРОВ приведена на рисунке [3.21](#).

3.13.3 УРОВ с автоматической проверкой исправности выключателя

Выбор режима работы УРОВ с автоматической проверкой исправности выключателя осуществляется программным ключом **«B303»**. Проверка исправности выключателя выполняется только в случае появления сигнала на входе **«Пуск УРОВ внеш.»**, непосредственно не оказывающего действия на цепи отключения выключателя.

Сигнал **«УРОВ на себя»**, действующий на отключение резервируемого выключателя, формируется с выдержкой времени **«Туров НС»** в результате пуска УРОВ по сигналу **«Пуск УРОВ внеш.»**.

3.13.4 При одновременном вводе программных ключей «B302» и «B303» действует режим работы УРОВ с дублированным пуском.

3.13.5 В обоих режимах работы УРОВ срабатывает с выдержкой времени «Туров», формируя сигнал «УРОВ сраб.», действующий на отключение вышестоящих выключателей и предупредительную сигнализацию.

3.13.6 Программным ключом «B304» может быть введено ускорение действия УРОВ в случае блокирования отключения выключателя по сигналу аварийного снижения давления элегаза выключателя. Функция УРОВ в данном случае срабатывает без выдержки времени.



Рисунок 3.21 – Схема №14. Алгоритм УРОВ

3.13.7 Алгоритм УРОВ формирует сигнал «Нет токов», используемый в алгоритме отключения (п. 4.3.8) для схемы ОДКЗ в случае:

- отсутствия срабатывания токового реле УРОВ, контролирующего протекание тока через резервируемый выключатель;
- отсутствия срабатывания токового реле, контролирующего протекание тока через короткозамыкатель (при введенном программном ключе «B406»).

3.13.8 УРОВ является обязательной функцией, особенно на ПС с низкой надежностью цепей управления

4 АВТОМАТИКА УПРАВЛЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕМ

Функции автоматики управления выключателем (далее – АУВ) обеспечивают:

- выбор одного из трех режимов оперативного управления (далее – ОУ);
- оперативное управление выключателем (включение и отключение);
- автоматическое повторное включение (далее – АПВ) выключателя;
- диагностику выключателя и цепей управления.

Ввод в работу функций АУВ осуществляется централизованно на вкладке «Общие» в программном обеспечении «KIWI».

Алгоритм отключения выключателя обеспечивает формирование сигналов отключения выключателя от защиты, а также управления короткозамыкателем и отделителем для схемы ОДКЗ, вне зависимости от того, введены функции АУВ в работу, или нет.

4.1 Режимы оперативного управления

4.1.1 В соответствии с алгоритмом выбора режимов ОУ (рисунок 4.1) в устройстве предусмотрено три режима оперативного управления, определяющие активный источник команд включения и отключения выключателя:

- **«Упр. по ДВ»** - управление осуществляется по сигналам с дискретных входов устройства;
- **«Упр. по АСУ»** - управление осуществляется по сигналам, поступающим по цифровым каналам обмена информацией с автоматизированной системой управления (далее – АСУ);
- **«Упр. с ПУ»** - управление осуществляется по сигналам, поступающим с пульта управления или из программы «KIWI».

Режим **«Упр. с ПУ»** предназначен для осуществления оперативного управления только в процессе наладки устройства.

4.1.2 В один момент времени активным может быть только один из трех режимов ОУ.

По умолчанию активен режим **«Упр. по ДВ»**. Оперативное управление разрешено только с дискретных входов **«ОУ Включить»** и **«ОУ Отключить»**.

При подаче сигнала на логический вход **«ДУ»** активируется режим **«Упр. по АСУ»**. Оперативное управление разрешено только по сигналам **«ОУ Включить АСУ»** и **«ОУ Отключить АСУ»**, поступающим по цифровым каналам обмена информацией с АСУ.

Режим работы **«Упр. с ПУ»** предназначен для выполнения оперативного управления с пульта управления или из программы «KIWI» только в процессе наладки устройства. Данный режим активируется с пульта управления или из программы «KIWI», и обладает приоритетом над остальными режимами ОУ, чем обеспечивается безопасность обслуживающего персонала.

4.1.3 Программным ключом **«B401»** может быть выведен контроль режимов ОУ для команды оперативного отключения. В этом случае при введенной в работу функции АУВ будет исполнена любая команда оперативного отключения выключателя, вне зависимости от активного режима ОУ.

4.1.4 Для схем подключения трансформатора по схеме ОДКЗ без выключателя на стороне ВН работа АУВ блокируется (программный ключ **«B404»** из алгоритма отключения выключателя – п. 4.3.8).

4.1.5 Для оперативного вывода функций АУВ из работы предусмотрен входной логический сигнал «**Вывод АУВ**».

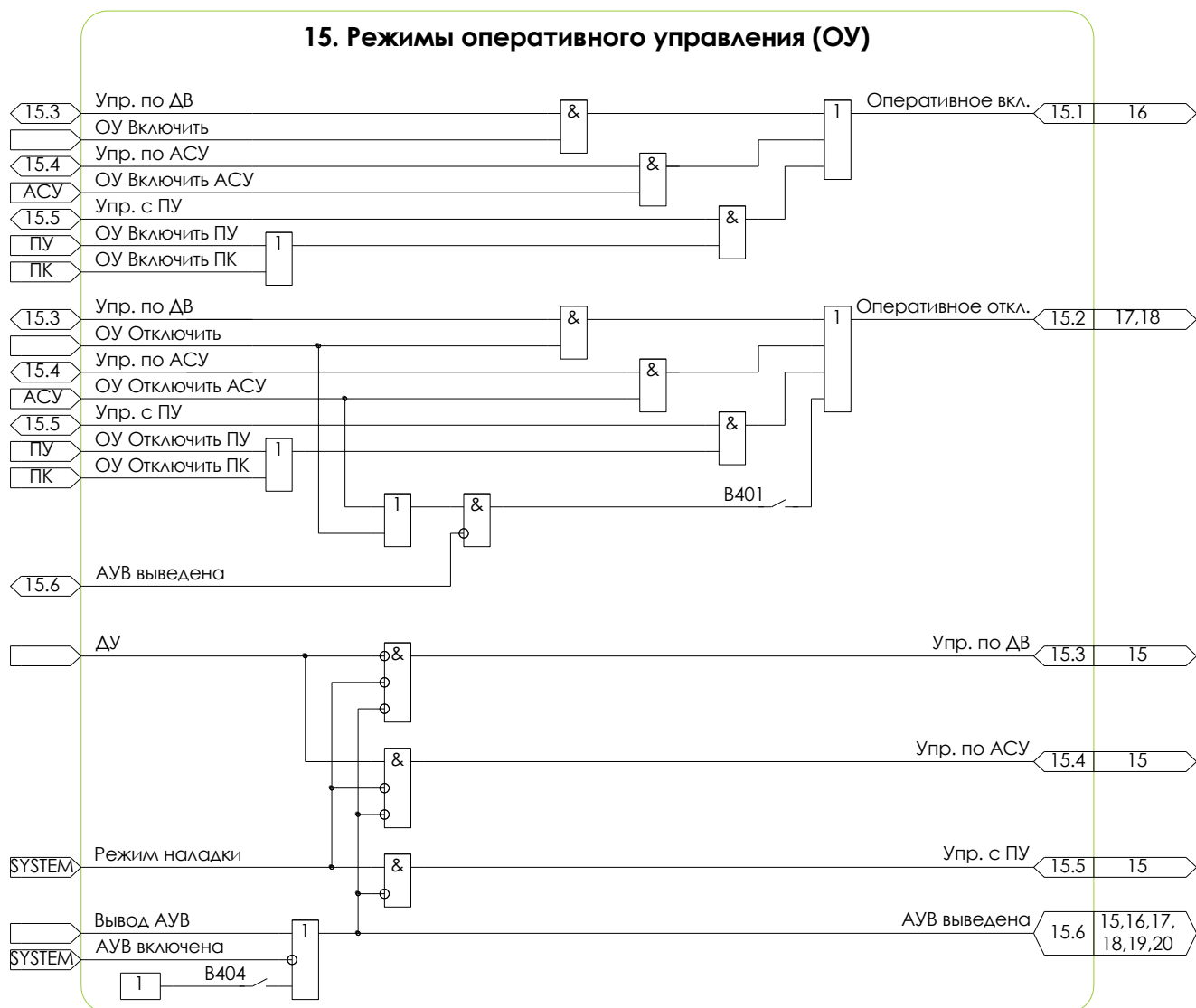


Рисунок 4.1 – Схема №15. Алгоритм ОУ

4.2 Включение выключателя

4.2.1 Алгоритм включения выключателя обеспечивает:

- исполнение команды оперативного включения выключателя;
- исполнение команды АПВ выключателя;
- блокирование от многократных включений («прыгания») выключателя;
- блокирование включения при срабатывании защит, неисправности выключателя, цепей управления, а также оперативное блокирование.

4.2.2 Функциональная схема алгоритма включения выключателя приведена на рисунке [4.2](#).

4.2.3 Команда включения выключателя формируется по сигналу оперативного управления «**Оперативное вкл.**» или при срабатывании алгоритма АПВ, при условии отсутствия логического сигнала «**Вкл. заблокировано**».

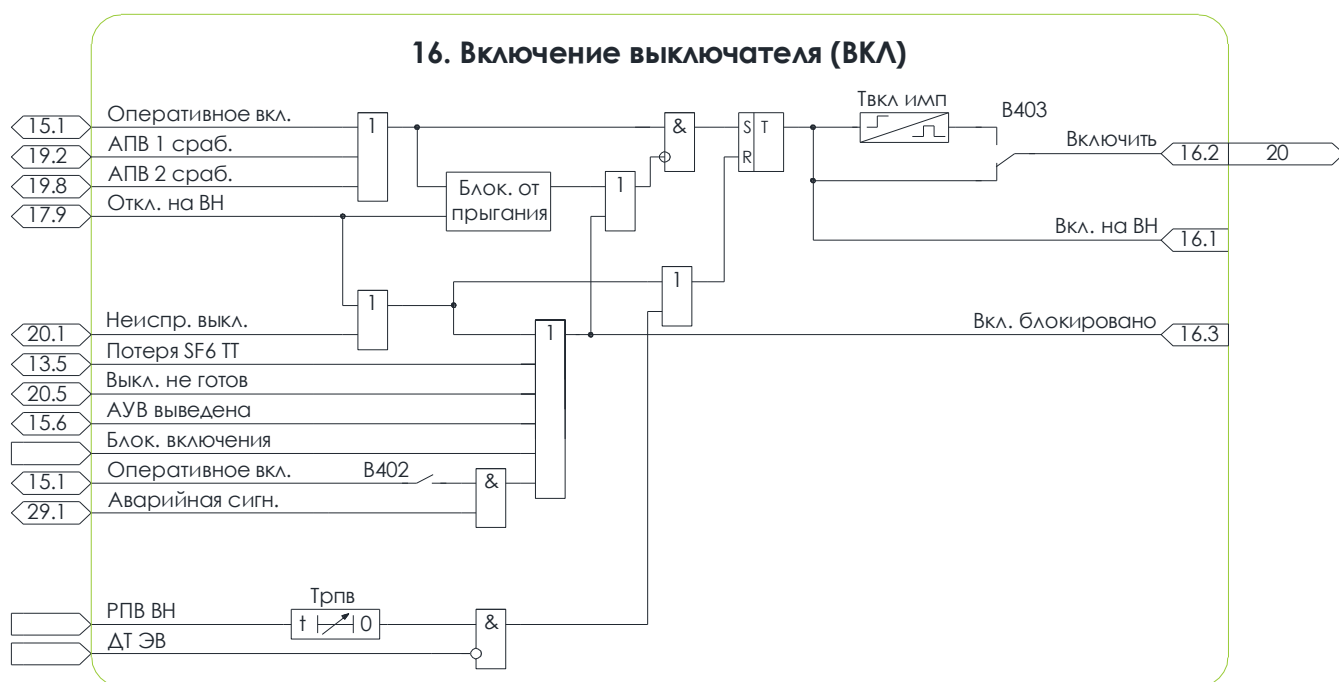


Рисунок 4.2 – Схема №16. Алгоритм включения выключателя

4.2.4 Предусмотрено два режима работы алгоритма: с длительной, либо импульсной командой включения.

По умолчанию активен режим с длительной командой включения. В этом случае команда включения снимается только после подтверждения факта включения выключателя приходом сигнала на логический вход «РПВ ВН» от реле положения «Включено». Задержка возврата команды включения задается уставкой «Трпв».

Для защиты промежуточных реле в цепи включения предусмотрен дополнительный контроль размыкания цепи электромагнита включения. При подключении сигнала от датчика тока электромагнита включения на логический вход «ДТ ЭВ» возврат команды включения произойдет только после снятия данного сигнала.

Программным ключом «B403» может быть введен режим с импульсными командами управления. Длительность команды включения в этом случае постоянна и определяется уставкой «Твкл имп».

4.2.5 Сигнал «Вкл. заблокировано», блокирующий включение выключателя, формируется:

- при выводе функций АУВ;
- при аварийном снижении давления элегаза ТТ;
- при неготовности выключателя (автоматический выключатель питания цепей управления выключен, отсутствует завод пружины, недопустимое снижение температуры полюсов);
- при неисправности выключателя или цепей управления, в том числе аварийном снижении давления элегаза и срабатывании функции УРОВ;
- подачей сигнала на логический вход «Блок. включения»;
- при срабатывании функций защит до момента съема сигнализации (при введенном программном ключе «B402»). Действует только на оперативное включение, не препятствуя выполнению алгоритма АПВ.

4.3 Отключение выключателя

4.3.1 Алгоритм отключения выключателя обеспечивает:

- исполнение команды оперативного отключения выключателя;
- исполнение команд отключения выключателя от защит;
- формирование команд отключения параллельно работающего трансформатора с разземленной нейтралью, секционного выключателя стороны ВН, вводного и секционного выключателей стороны НН;
- управление короткозамыкателем и отделителем в схеме ОДКЗ;
- формирование команд пуска УРОВ и запрета АПВ;
- формирование команд пуска и запрета АВР стороны НН;
- контроль длительности протекания токов электромагнитов управления выключателем.

4.3.2 Функциональная схема алгоритма отключения выключателя приведена на рисунке [4.3](#).

4.3.3 Команда отключения выключателя формируется по сигналу оперативного управления «**Оперативное откл.**», при срабатывании функций защит на отключение, по сигналам отключения от внешних защит, а также при работе функции УРОВ в режиме с автоматической проверкой исправности выключателя.

В алгоритме предусмотрены логические входы для подключения сигналов от внешних защит, действующие на отключение трансформатора со всех сторон с формированием сигнала запрета АПВ:

- «**Откл. от осн. защ.**» - для подключения сигнала отключения от комплекта основной защиты;
- «**Откл. от УРОВ**» - для подключения сигнала отключения при срабатывании функции УРОВ нижестоящего выключателя;
- «**Предохр. клапан**» - для подключения сигнала срабатывания предохранительного клапана бака трансформатора (устройства сброса давления);
- «**Внеш. защ. без АПВ**» - для подключения сигналов отключения от иных типов внешних защит.

В алгоритме предусмотрены логические входы для подключения сигналов от внешних защит, действующие на отключение выключателя стороны ВН трансформатора без запрета АПВ:

- «**Откл. от ТЗНП Т2**» - для подключения сигнала срабатывания алгоритма ТЗНП защиты смежного трансформатора в случае, если нейтраль защищаемого трансформатора разземлена;
- «**Внеш. защ. с АПВ**» - для подключения сигналов отключения от иных типов внешних защит.

4.3.4 Сигналы отключения от защиты объединены в группы, которые формируют сигналы запрета АПВ и пуска алгоритма УРОВ в соответствии с рисунком [4.3](#).

4.3.5 Предусмотрено два режима работы алгоритма: с длительной, либо импульсной командой отключения.

По умолчанию активен режим с длительной командой отключения. В этом случае команда отключения снимается только после подтверждения факта отключения выключателя приходом сигнала на логический вход «**РПО ВН**» от реле положения «Отключено». Задержка возврата команды отключения задается уставкой «**Трпо**».

17. Отключение выключателя (ОТКЛ)

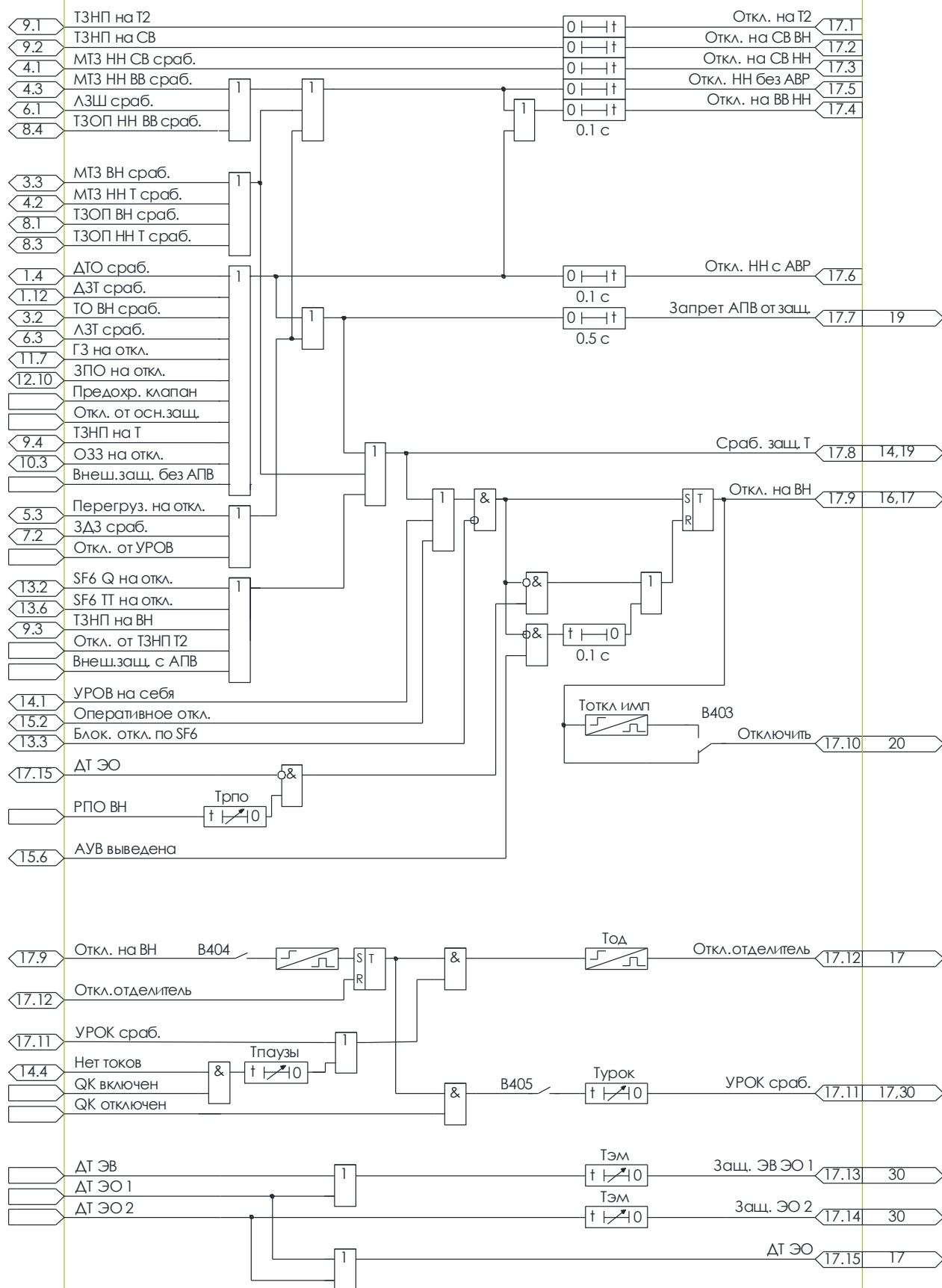


Рисунок 4.3 – Схема №17. Алгоритм отключения выключателя

Для защиты промежуточных реле в цепи отключения предусмотрен дополнительный контроль размыкания цепи электромагнитов отключения. При подключении сигналов от датчиков тока электромагнитов отключения на логические входы «ДТ ЭО 1» и «ДТ ЭО 2» возврат команды отключения произойдет только после снятия данных сигналов.

При выведенной функции АУВ команда отключения снимается через 0,1 с после пропадания сигнала, вызвавшего отключение выключателя.

Программным ключом «B403» может быть введен режим с импульсными командами управления. Длительность команды отключения в этом случае постоянна и определяется уставкой «Откл имп».

4.3.6 В алгоритме предусмотрено блокирование операции отключения выключателя по сигналу «Блок. откл. по SF6», поступающему от алгоритма защиты элегазового оборудования (п. 3.12) в случае аварийного снижения давления элегаза выключателя.

4.3.7 Алгоритм обеспечивает формирование команд отключения параллельно работающего трансформатора с разземленной нейтралью, секционного выключателя стороны ВН, вводного и секционного выключателей стороны НН, которые могут быть назначены на выходные реле.

4.3.8 Для схем подключения трансформатора без выключателя на стороне ВН в алгоритме предусмотрена функция управления включением короткозамыкателя и отключением отделителя, ввод в работу которой осуществляется программным ключом «B404».

Для подачи команды на включение короткозамыкателя следует использовать сигнал «Отключить», логика работы которого приведена в п. 4.3.5.

Команда отключения отделителя формируется с выдержкой времени, задаваемой уставкой «Тпаузы», при условии включения короткозамыкателя (контролируется сигналом на логическом входе «QK включен») и ликвидации повреждения отключением вышестоящего элемента (контролируется отсутствием токов на стороне ВН трансформатора и, при введенном программном ключе «B406», отсутствием тока через короткозамыкатель).

Программным ключом «B405» может быть введена в работу функция устройства резервирования при отказах короткозамыкателя (далее – УРОК). Сигнал «УРОК сраб.» формируется в случае наличия сигнала отключенного положения короткозамыкателя в течение времени, задаваемого уставкой «Турок», после подачи команды на включение короткозамыкателя. Сигнал «УРОК сраб.» действует на формирование команды отключения отделителя и вызывную сигнализацию.

4.3.9 В алгоритме предусмотрен контроль длительности протекания токов электромагнитов управления выключателем.

При наличии сигнала от датчика тока электромагнита включения на логическом входе «ДТ ЭВ» или первого электромагнита отключения на логическом входе «ДТ ЭО1» в течение времени, определяемого уставкой «Тэм», формируется сигнал «Заш. ЭВ ЭО1», действующий на предупредительную сигнализацию и, при соответствующей настройке, на выходное реле.

При наличии сигнала от датчика тока второго электромагнита отключения на логическом входе «ДТ ЭО2» в течение времени, определяемого уставкой «Тэм», формируется сигнал «Заш. ЭО2», действующий на предупредительную сигнализацию и, при соответствующей настройке, на выходное реле.

4.3.10 При наличии свободных дискретных выходов необходимо свободные реле назначать на сигнал отключения «**Отключить**», контакты реле отключения соединить параллельно.

4.4 Автоматическое повторное включение

4.4.1 Алгоритм АПВ устройства обеспечивает выполнение двукратного автоматического повторного включения выключателя. Перерыв между пуском и предыдущим срабатыванием алгоритма АПВ должен быть не менее 120 с.

4.4.2 Пуск алгоритма АПВ выполняется по сигналу «**НС**», формирующемуся в соответствии с алгоритмом, приведенным на рисунке 4.4, в случае отключения выключателя не по команде оперативного персонала, и/или при срабатывании защит трансформатора (программный ключ «**B502**»)

4.4.2.1 По умолчанию алгоритм определения аварийного отключения введен в работу. Вывод из работы алгоритма выполняется программным ключом «**B441**».



Рисунок 4.4 – Схема №18. Алгоритм фиксации аварийного отключения

4.4.2.2 Функциональная схема алгоритма АПВ приведена на рисунке 4.5.



Рисунок 4.5 – Схема №19. Алгоритм АПВ

4.4.3 Ввод в работу алгоритма АПВ выполняется программным ключом **«B501»**.

4.4.4 Пуск алгоритма АПВ выполняется по сигналу **«НС»** (программный ключ **«B501»**) и/или при срабатывании защит трансформатора (программный ключ **«B502»**), при наличии логического сигнала **«Разрешение АПВ»**. АПВ первого цикла выполняется с выдержкой времени **«Тавв 1»**.

4.4.5 Сигнал **«Разрешение АПВ»**, сигнализирующий о готовности выключателя к выполнению операции АПВ, формируется с выдержкой времени **«Тавв гот»** после включения выключателя и появления сигнала на логическом входе **«РПВ ВН»**. Сброс сигнала **«Разрешение АПВ»** осуществляется через 0,5 с после отключения выключателя без пуска АПВ, а также в следующих случаях:

- при подаче сигнала на логический вход **«Вывод АПВ»**;
- при аварийном снижении давления элегаза ТТ;
- при выводе АУВ;
- при неисправности выключателя или цепей управления, в том числе аварийном снижении давления элегаза и срабатывании функции УРОВ;
- по сигналу **«Запрет АПВ от защ.»** при срабатывании защит, после которых АПВ не предусмотрено.

4.4.6 Программным ключом **«B520»** может быть введен в работу второй цикл АПВ.

4.4.7 В алгоритме предусмотрен контроль успешности выполнения АПВ. Цикл АПВ считается успешным, если после включения выключателя в течение 120 с не было произведено его отключения по каким-либо причинам. В противном случае цикл АПВ считается неуспешным. При успешном цикле АПВ выполняется формирование кратковременного импульсного сигнала **«АПВ успешное»**, при неуспешном - **«АПВ неуспешное»**.

4.5 Диагностика выключателя и цепей управления

4.5.1 Функциональная схема алгоритма диагностики выключателя и цепей управления приведена на рисунке 4.6.

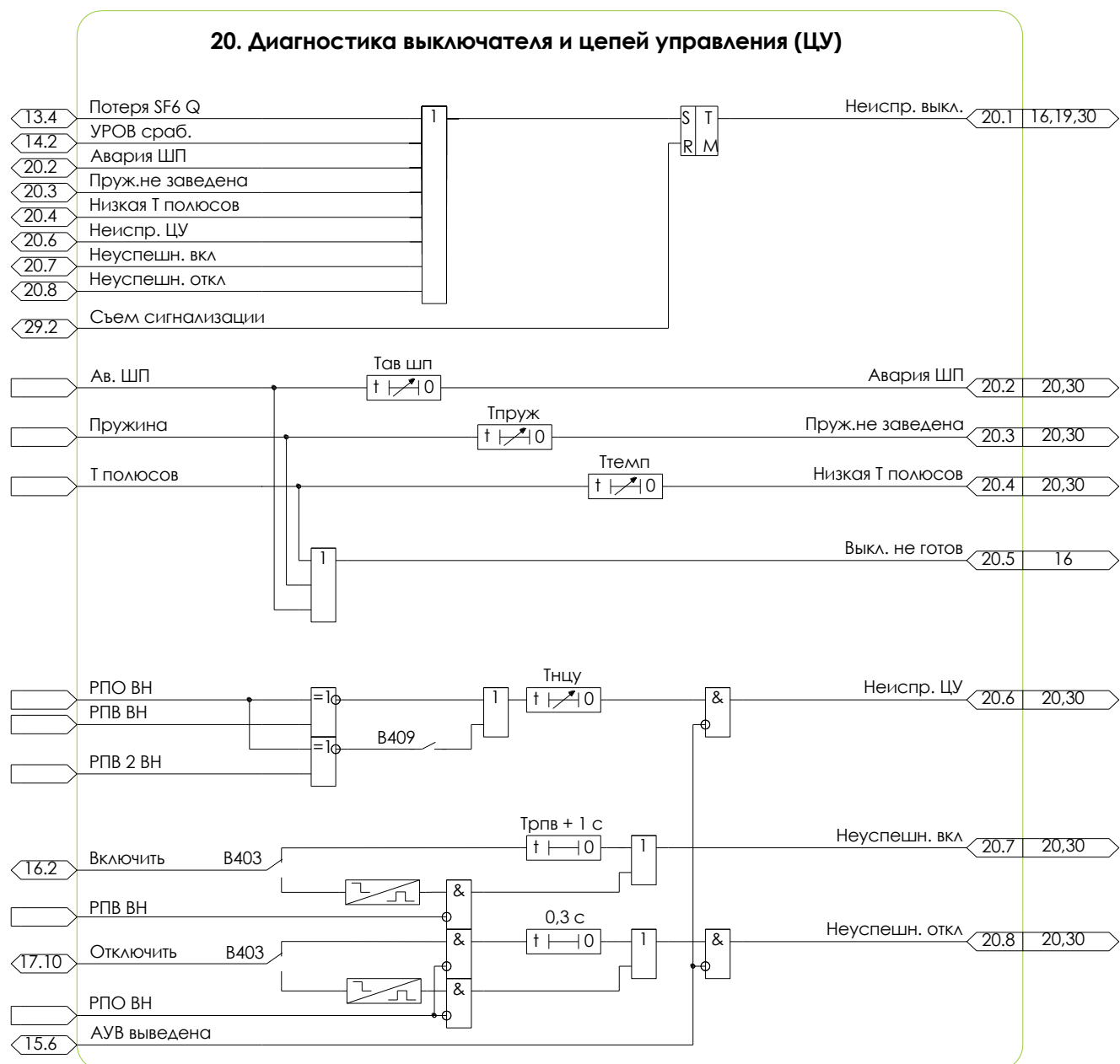


Рисунок 4.6 – Схема №20. Алгоритм диагностики выключателя и цепей управления

4.5.2 Алгоритм диагностики выключателя и цепей управления обеспечивает:

- контроль готовности выключателя (положение автоматического выключателя питания цепей управления, завод пружины, температура полюсов);
- контроль цепей управления по сигналам от реле положения «Включено» и «Отключено»;
- контроль длительности операций включения и отключения выключателя;
- формирование обобщённого сигнала неисправности выключателя.

4.5.3 Контроль готовности выключателя осуществляется с помощью логических входов «**АВ ШП**», «**Пружина**» и «**Т полюсов**», предназначенных для подключения сигналов отсутствия напряжения на

шинке питания, отсутствия заезда пружины и недопустимо низкой температуры полюсов выключателя, соответственно. Инверсное подключение данных сигналов к дискретным входам, в случае необходимости, может быть выполнено в программном обеспечении «KIWI».

При появлении сигнала на любом из указанных логических входов формируется сигнал «**Выкл. не готов**», блокирующий операцию включения.

Контроль готовности выключателя действует на предупредительную сигнализацию и формирование обобщенного сигнала «**Неиспр. выкл.**» в случаях, если длительность присутствия сигнала на входе превышает значение уставки:

- «**Тав шп**» для логического входа «**АВ ШП**»;
- «**Тпруж**» для логического входа «**Пружина**»;
- «**Ттем**» для логического входа «**Т полюсов**».

4.5.4 Контроль цепей управления осуществляется по сигналам от реле положения «Включено» и «Отключено». В случае одновременного присутствия, либо отсутствия данных сигналов в течение интервала времени, длительность которого задается уставкой «**Тнцу**», формируется сигнал «**Неиспр. ЦУ**», действующий на предупредительную сигнализацию и формирование обобщенного сигнала «**Неиспр. выкл.**».

Ввод контроля цепи второго электромагнита отключения осуществляется программным ключом «**B409**».

4.5.5 Предусмотрено два режима работы контроля длительности операций включения и отключения в соответствии с режимами работы команд управления, определяемыми программным ключом «**B403**» (п. [4.2.4](#) и [4.3.5](#)).

В длительном режиме работы (программный ключ «**B403**» в нормальном положении) максимальная длительность операции включения ограничена уставкой 1 с, операции отключения – 0,3 с. В случае, если длительность операции управления превышает максимальную, формируются сигналы «**Неуспешн. вкл**» и «**Неуспешн. отк**», соответственно, действующие на предупредительную сигнализацию и обобщенный сигнал «**Неиспр. выкл.**».

В импульсном режиме работы (программный ключ «**B403**» введен) формирование сигналов «**Неуспешн. вкл**» и «**Неуспешн. отк**» выполняется в случае, если по завершении команды управления отсутствует сигнал, подтверждающий выполнение данной команды от реле положения «Включено» или «Отключено», соответственно.

5 АВТОМАТИКА РЕГУЛИРОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ

Предусмотрена возможность использования устройства в качестве устройства управления приводом РПН, а также в качестве multifunctional устройства защиты и автоматики. Обеспечена возможность совместной одновременной работы функций защиты, АУВ и автоматики регулирования коэффициента трансформации (далее – АРКТ) в одном устройстве.

Функции АРКТ обеспечивают:

- контроль электрических параметров текущего режима и формирование сигналов, блокирующих регулирование;
- оперативное и автоматическое управление устройством РПН;
- контроль текущего положения и учет остаточного ресурса устройства РПН;
- диагностику режимов работы устройства РПН.

Ввод в работу функций АРКТ осуществляется централизованно на вкладке «Общие» в программном обеспечении «KIWI».

5.1 Контроль электрических параметров РПН

5.1.1 Функциональная схема алгоритма контроля электрических параметров РПН приведена на рисунке 5.1.

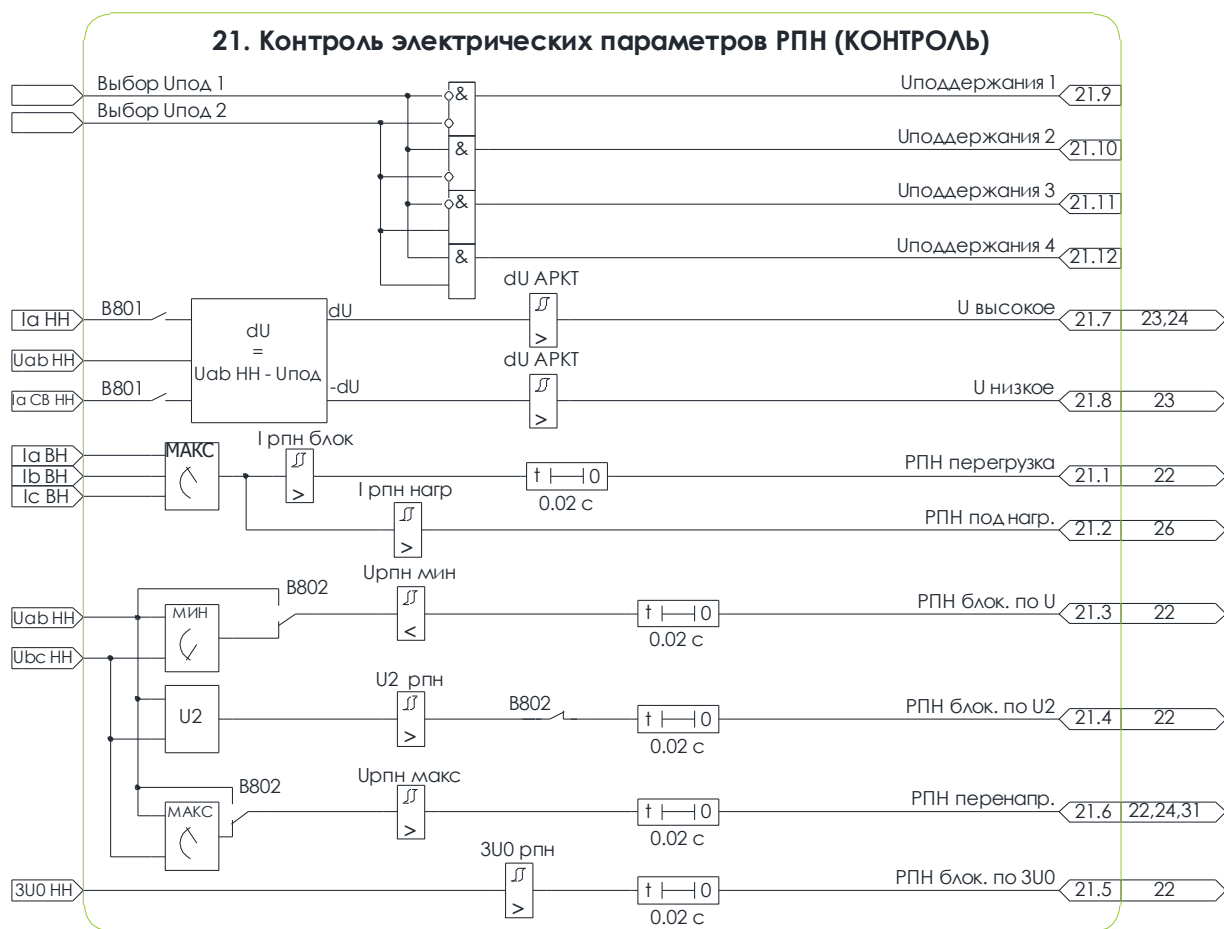


Рисунок 5.1 – Схема №21. Алгоритм контроля электрических параметров РПН

5.1.2 Алгоритм контролирует выход напряжения за границы зоны нечувствительности для формирования команд автоматического управления.

Зона нечувствительности определяется значениями уставок напряжения поддержания «**Упод1**», «**Упод2**», «**Упод3**» или «**Упод4**» и полуширины зоны нечувствительности «**dU АРКТ**», которые задаются в процентах от номинального вторичного напряжения основной обмотки трансформатора напряжения, составляющего 100 В (рисунок 5.2).

В случае выхода текущего значения линейного напряжения «**Uab НН**» за границы зоны нечувствительности формируется логический сигнал:

- «**U высокое**» - если значение «**Uab НН**» превосходит значение уставки напряжения поддержания;
- «**U низкое**» - если значение «**Uab НН**» меньше значения уставки напряжения поддержания.

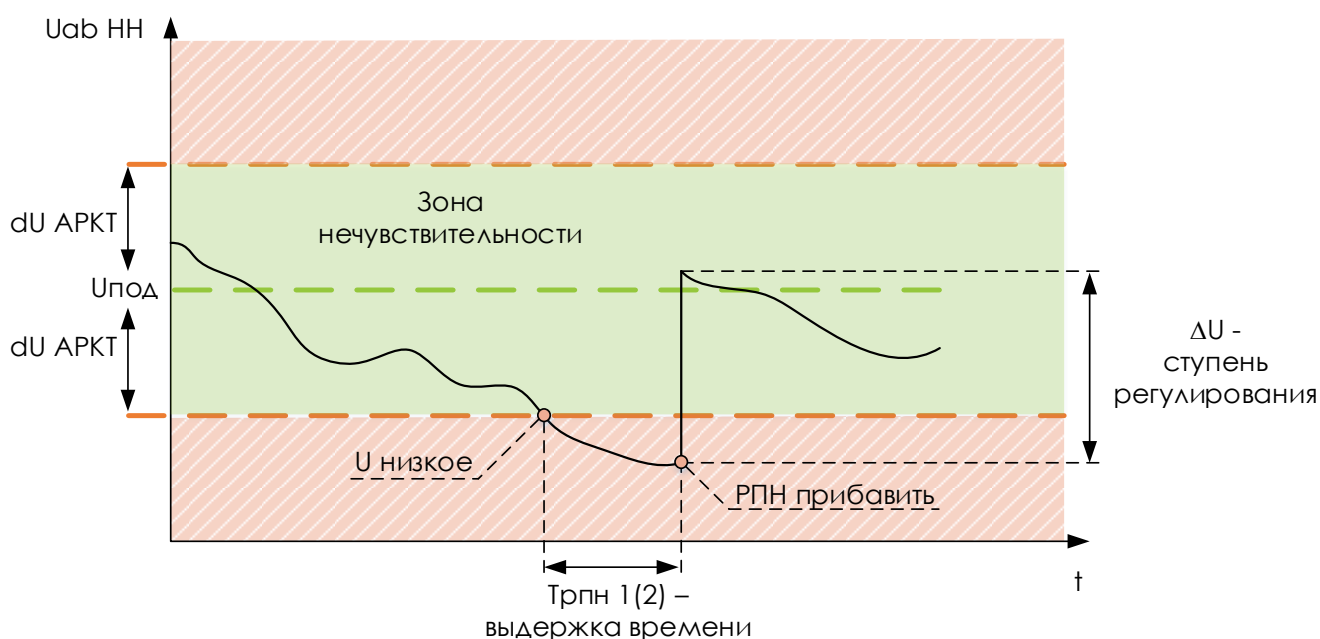


Рисунок 5.2 – График автоматического поддержания напряжения

Ширина зоны нечувствительности, равная удвоенному значению уставки «**dU АРКТ**», должна превосходить значение степени регулирования «**ΔU**» устройства РПН. В противном случае может возникнуть колебательный режим регулирования, при котором после очередного переключения значение напряжения проскакивает зону нечувствительности и устройство выдает команду на переключение в обратную сторону.

5.1.3 Алгоритм обеспечивает возможность оперативного выбора одной из четырех уставок напряжения поддержания:

- «**Упод1**» - при отсутствии сигналов на логических входах «**Выбор Упод1**» и «**Выбор Упод2**»;
- «**Упод2**» - при наличии сигнала на логическом входе «**Выбор Упод1**» и отсутствии сигнала на входе «**Выбор Упод2**»;
- «**Упод3**» - при наличии сигнала на логическом входе «**Выбор Упод2**» и отсутствии сигнала на входе «**Выбор Упод1**»;
- «**Упод4**» - при наличии сигналов на логических входах «**Выбор Упод1**» и «**Выбор Упод2**».

5.1.4 Программным ключом «B801» может быть введена в работу функция токовой компенсации, позволяющая поддерживать напряжение в точке, удаленной от места установки устройства, с учетом падения напряжения в сети на стороне НН (рисунок 5.3).

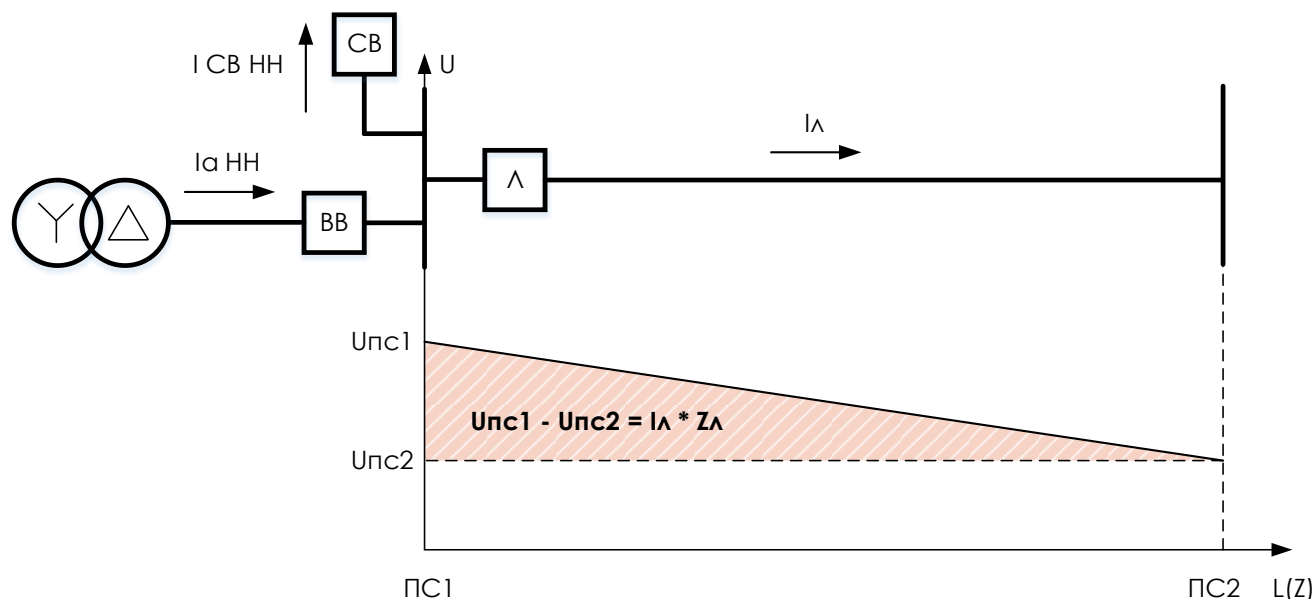


Рисунок 5.3 – Падение напряжения в сети НН

Вычисление напряжения поддержания $U_{\text{под}}$ в данном случае выполняется по формуле:

$$U_{\text{под}} = U_{\text{под уст}} + U_{\text{комп расч}} \quad (5.1)$$

где $U_{\text{под уст}}$ – уставка напряжения поддержания («Упод1», «Упод2», «Упод3» или «Упод4»), %;

$U_{\text{комп расч}}$ – расчетное значение напряжения компенсации, %.

Вычисление напряжения компенсации $U_{\text{комп расч}}$ выполняется по формуле:

$$U_{\text{комп расч}} = U_{\text{комп}} \cdot \frac{I_{\text{а НН}} - I_{\text{св НН}}}{I_{\text{ном аркт}}} \quad (5.2)$$

где $U_{\text{комп}}$ – уставка напряжения компенсации при номинальном токе, %;

$I_{\text{ном аркт}}$ – уставка номинального тока, А;

$I_{\text{а НН}}$ – действующее значение тока фазы А стороны НН, А;

$I_{\text{св НН}}$ – действующее значение тока фазы А секционного выключателя стороны НН, А.

Напряжение компенсации $U_{\text{комп расч}}$ ограничено сверху значением уставки «Укомп max» и не может его превосходить.

Расчет напряжения компенсации $U_{\text{комп расч}}$ выполняется с учетом коэффициентов трансформации ТТ выключателя ввода и секционного выключателя стороны НН.

5.1.5 Алгоритм формирует сигналы, блокирующие выполнение каких-либо переключений устройства РПН:

- «РПН перегрузка» - в случае превышения максимальным из действующих значений фазных токов стороны ВН значения уставки «Iрпн блок»;
- «РПН блок по U» - в случае, если минимальное из значений линейных напряжений меньше значения уставки «Uрпн мин»;

- «РПН блок по U2» - в случае, если значение напряжения обратной последовательности больше значения уставки «U2 рпн»;
- «РПН блок по 3U0» - в случае, если утроенное значение напряжения нулевой последовательности больше значения уставки «3U0 рпн».

5.1.6 Алгоритм формирует сигнал «РПН под нагр.», участвующий в алгоритме учета остаточного ресурса устройства РПН (п. 5.6), в случае превышения максимальным из действующих значений фазных токов стороны ВН значения уставки «Inaгр».

5.1.7 Алгоритм формирует сигнал «РПН перенапр.», действующий на запрет повышения напряжения, ускоренное формирование команды «РПН убавить» в режиме автоматического управления устройством РПН и предупредительную сигнализацию в случае превышения максимальным из линейных напряжений значения уставки «Uрпн макс».

5.1.8 Программный ключ «B802» позволяет отключать контроль симметрии напряжений, переводя сигналы «РПН блок по U» и «РПН перенапр.» на работу по линейному напряжению Uab. «РПН блок по U2» при этом выводится из работы.

5.2 Формирование блокирующих сигналов РПН

5.2.1 Функциональная схема алгоритма формирования блокирующих сигналов РПН приведена на рисунке 5.4.

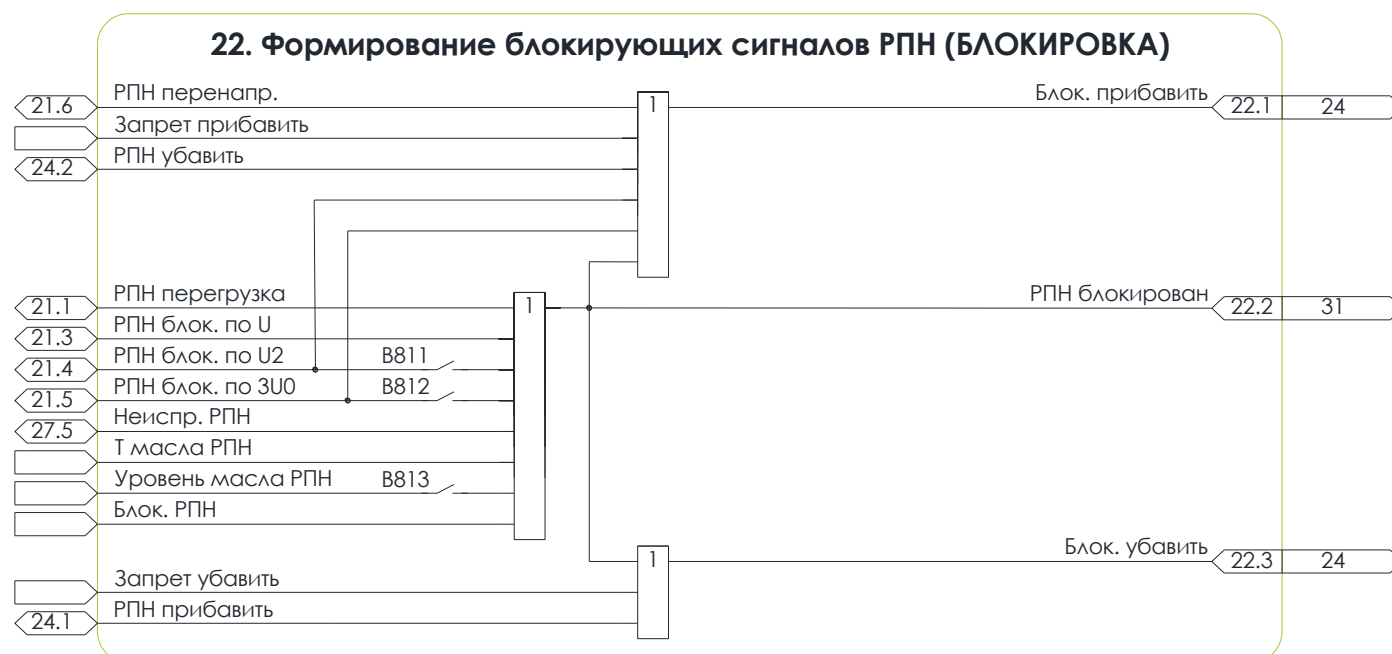


Рисунок 5.4 – Схема №22. Алгоритм формирования блокирующих сигналов РПН

5.2.2 Блокирование команд повышения напряжения осуществляется по сигналу на логическом входе «Запрет прибавить» от соответствующего концевого выключателя крайнего положения устройства РПН, при перенапряжении в сети, появлении напряжения обратной или нулевой последовательности, а также в процессе исполнения команды понижения напряжения.

5.2.3 Блокирование команд понижения напряжения осуществляется по сигналу на логическом входе «Запрет убавить» от соответствующего концевого выключателя крайнего положения устройства РПН, а также в процессе исполнения команды повышения напряжения.

5.2.4 Блокирование команд повышения и понижения напряжения, а также формирование с выдержкой времени сигнала «РПН заблокирован», действующего на предупредительную сигнализацию, выполняется при:

- перегрузке РПН по току;
- недопустимом снижении напряжения;
- появлении напряжения обратной последовательности (программный ключ «B811»);
- появлении напряжения нулевой последовательности (программный ключ «B812»);
- неисправности устройства РПН, выявленной алгоритмом диагностики;
- недопустимом снижении температуры масла в баке устройства РПН;
- недопустимом снижении уровня масла в баке устройства РПН (программный ключ «B813»);
- подаче сигнала на логический вход «Блок. РПН».

5.3 Режимы и команды управления РПН

5.3.1 В соответствии с алгоритмом режимов и команд управления РПН (рисунок 5.5) в устройстве предусмотрено три режима оперативного управления устройством РПН и один режим автоматического управления:

- «ОУ РПН по ДВ» - управление осуществляется по сигналам с дискретных входов устройства;
- «ОУ РПН по АСУ» - управление осуществляется по сигналам, поступающим по цифровым каналам обмена информацией с АСУ;
- «ОУ РПН с ПУ» - управление осуществляется по сигналам, поступающим с пульта управления или из программы «KIWI»;
- «АУ РПН» - режим автоматического управления для поддержания напряжения в границах зоны нечувствительности.

Режим «ОУ РПН с ПУ» предназначен для осуществления оперативного управления только в процессе наладки устройства.

5.3.2 В один момент времени активным может быть только один из четырех режимов управления.

5.3.3 По умолчанию активен режим «АУ РПН» автоматического управления. Оперативное управление заблокировано. Команды «АУ прибавить» и «АУ убавить» формируются при выходе действующего значения линейного напряжения «Uab НН» за границы зоны нечувствительности. Программным ключом «B822» может быть введена функция контроля включенного положения выключателя ввода стороны НН, необходимая при подключении ТН к шинам. В данном случае автоматическое управление блокируется в случае отключения выключателя ввода.

Для вывода режима «АУ РПН» предусмотрены программный ключ «B821» и логический вход «Вывод АУ РПН».

5.3.4 Режим «ОУ РПН по ДВ» оперативного управления активируется при выводе режима автоматического управления. В этом режиме управление разрешено только с дискретных входов «Прибавить» и «Убавить».

5.3.5 Режим «ОУ РПН по АСУ» оперативного управления активируется при выводе режима автоматического управления и подаче сигнала на логический вход «ДУ». В этом режиме управление разрешено только по сигналам «Прибавить АСУ» и «Убавить АСУ», поступающим по цифровым каналам обмена информацией с АСУ.

5.3.6 Режим работы «ОУ РПН с ПУ» предназначен для выполнения оперативного управления с пульта управления или из программы «KIWI» только в процессе наладки устройства. Данный режим активируется с пульта управления или из программы «KIWI», и обладает приоритетом над остальными режимами оперативного управления, а также режимом автоматического управления.

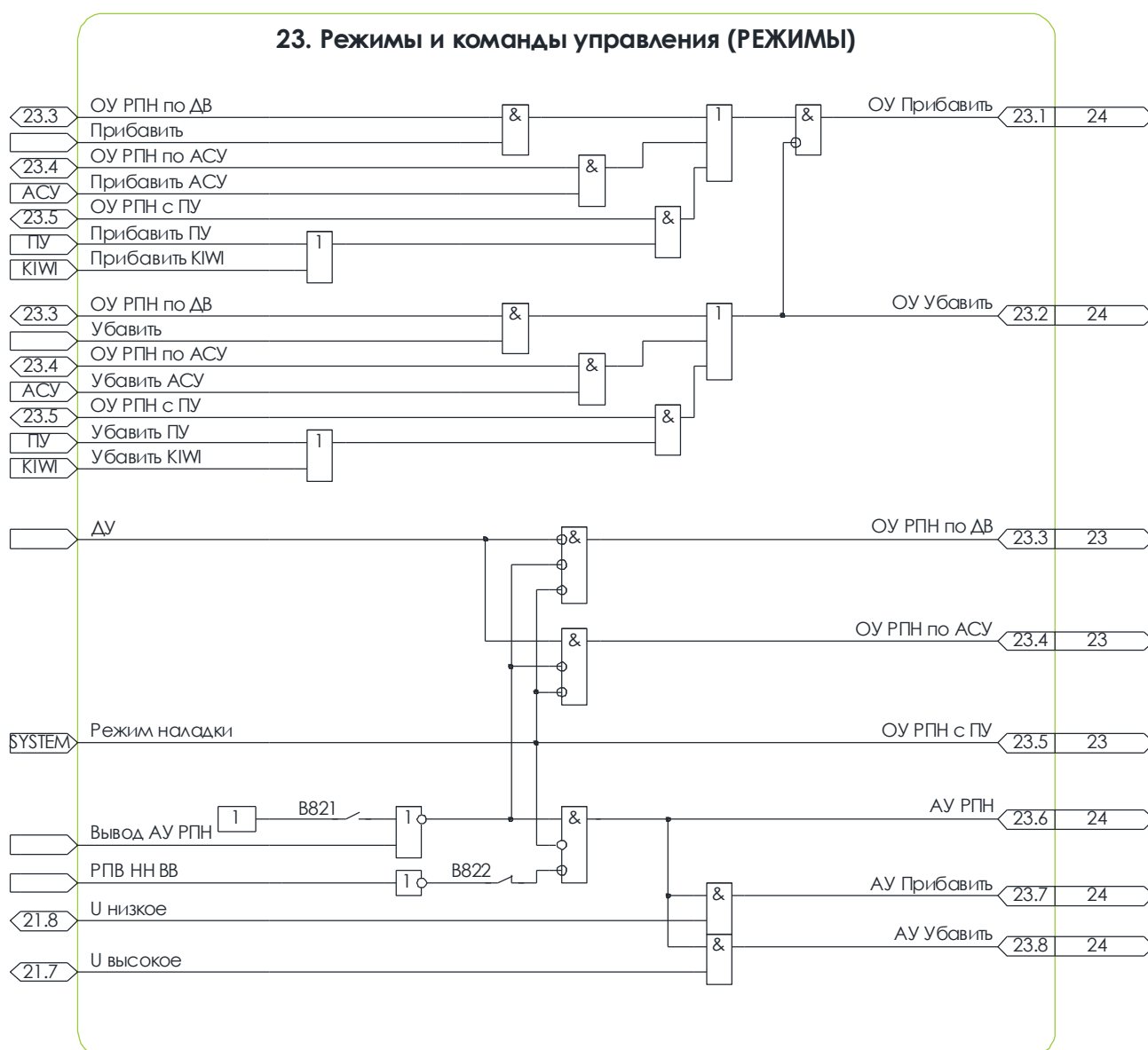


Рисунок 5.5 – Схема №23. Алгоритм режимов и команд управления РПН

5.4 Управление РПН

5.4.1 Функциональная схема алгоритма управления устройством РПН приведена на рисунке 5.6.

5.4.2 Устройство обеспечивает импульсный режим формирования команд «РПН прибавить» и «РПН убавить» управления приводом РПН. Сформированная команда управления сохраняется вне зависимости от уровня напряжения в сети и снимается в момент начала переключения сигналом на логическом входе «Перекл.».

Съем команд управления также осуществляется при неисправности устройства РПН, выявленной алгоритмом диагностики (п. 5.7).

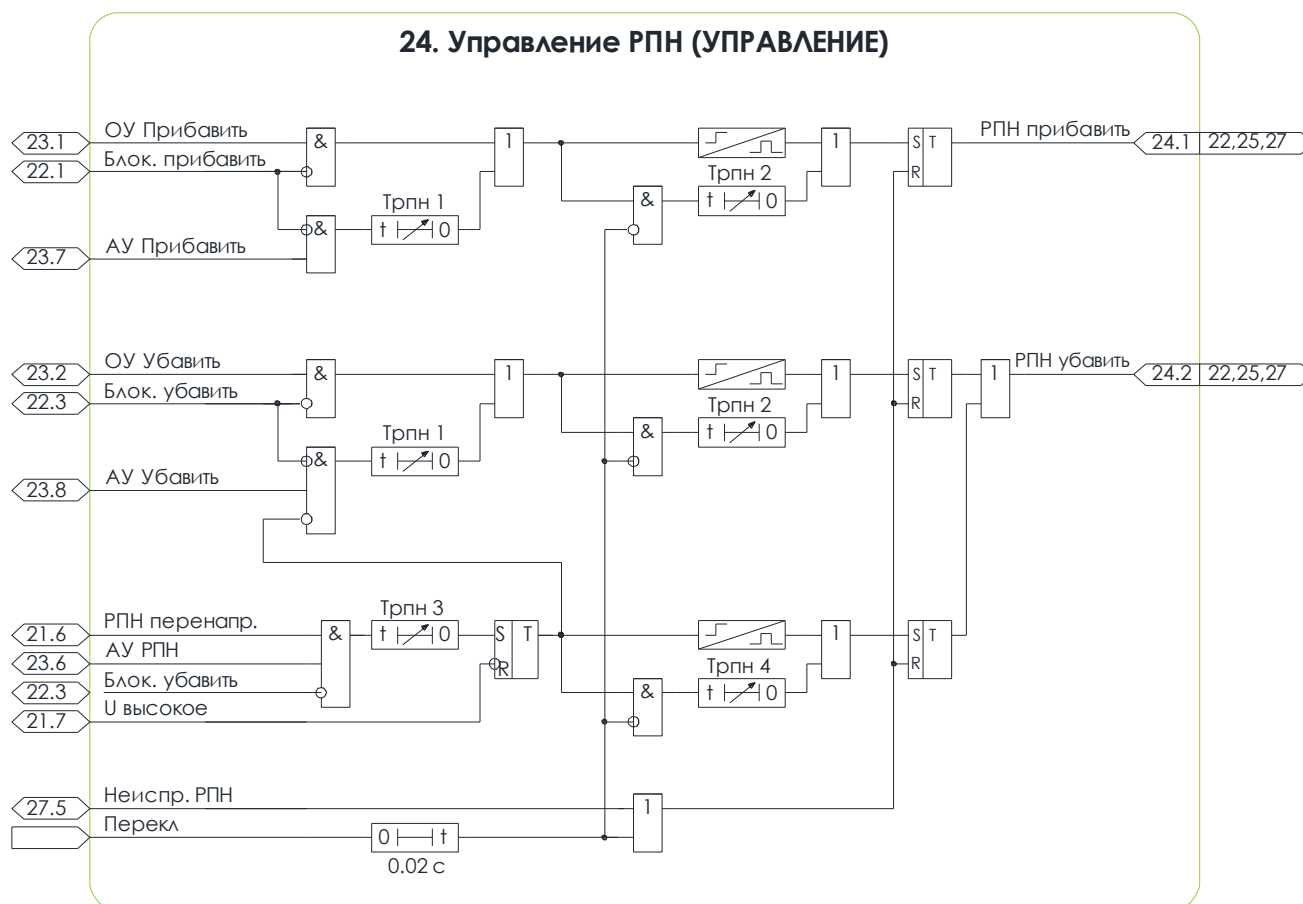


Рисунок 5.6 – Схема №24. Алгоритм управления устройством РПН

5.4.3 В режиме автоматического управления формирование команд управления «РПН прибавить» и «РПН убавить» выполняется с выдержкой времени «Трпн 1» по сигналам «АУ Прибавить» и «АУ Убавить», соответственно.

Если сигнал автоматического управления остается в активном уровне после завершения переключения, то последующая команда переключения будет сформирована с выдержкой времени «Трпн 2».

5.4.4 В случае недопустимого повышения напряжения в сети предусмотрена возможность быстрого переключения устройства РПН в сторону понижения напряжения.

Если в режиме автоматического управления будет зафиксировано повышение напряжения в сети выше значения уставки «Урпн макс», то команда «РПН убавить» будет сформирована с выдержкой времени «Трпн 3» по сигналу «РПН перенапр.».

Если напряжение не вернулось в границы зоны нечувствительности после завершения переключения, то последующая команда переключения будет сформирована с выдержкой времени «Трпн 4».

5.4.5 В режиме оперативного управления формирование команд управления «РПН прибавить» и «РПН убавить» выполняется без задержки по времени по сигналам «ОУ Прибавить» и «ОУ Убавить», соответственно.

Если сигнал оперативного управления остается в активном уровне после завершения переключения, то последующая команда переключения будет сформирована с выдержкой времени «Трпн 2».

5.5 Контроль положения РПН

5.5.1 Функциональная схема алгоритма контроля положения РПН приведена на рисунке [5.7](#).

5.5.2 Алгоритм обеспечивает программный контроль текущего положения устройства РПН.

5.5.3 Для правильной работы алгоритма в процессе наладки необходимо указать текущее положение устройства РПН с помощью уставки «Нотп нач».

5.5.4 По умолчанию переключение привода РПН на одну ступень по команде «РПН прибавить» приводит к увеличению номера текущей отпайки «Нотп» на единицу, переключение по команде «РПН убавить» - к уменьшению номера текущей отпайки «Нотп» на единицу.

Программным ключом «B841» может быть введен обратный порядок счета номера текущей отпайки.

5.5.5 Алгоритм обеспечивает правильную работу с устройствами РПН, имеющими заблокированные («мертвые») ступени, при переключении на которые привод РПН продолжает движение без соответствующей команды управления до достижения следующей рабочей ступени. Сигнал на логическом входе «Перекл.» при этом должен сниматься при достижении как рабочей, так и каждой заблокированной ступени.

Номера заблокированных ступеней необходимо указать в процессе задания уставок путем ввода программных ключей «N2 блок» - «N47 блок» с соответствующими номерами.

5.5.6 Программным ключом «B842» может быть введена функция автоматической коррекции номера текущей отпайки **Нотп** при достижении приводом РПН крайних положений.

При подаче сигнала на логический вход «Запрет прибавить» величине **Нотп** будет присвоено значение равное значению уставки количества ступеней регулирования **N**, а в случае обратного порядка счета (программный ключ «B841» введен) равное 1.

При подаче сигнала на логический вход «Запрет убавить» величине **Нотп** будет присвоено значение равное 1, а в случае обратного порядка счета (программный ключ «B841» введен) равное значению уставки количества ступеней регулирования **N**.

5.5.7 В случае ошибочного подсчета номера текущей отпайки при введенном программном ключе «B843» с выдержкой времени 10 с будет сформирован сигнал «Нотп неверный», действующий на предупредительную сигнализацию и формирование обобщенного сигнала «Неиспр. РПН».

Подсчет считается ошибочным в следующих случаях:

- значение **Нотп** не соответствует номеру граничной ступени при наличии соответствующего сигнала от концевого выключателя положения устройства РПН (при выведенном программном ключе «B842»);
- значение **Нотп** меньше единицы;
- значение **Нотп** больше значения уставки количества ступеней регулирования **N**.

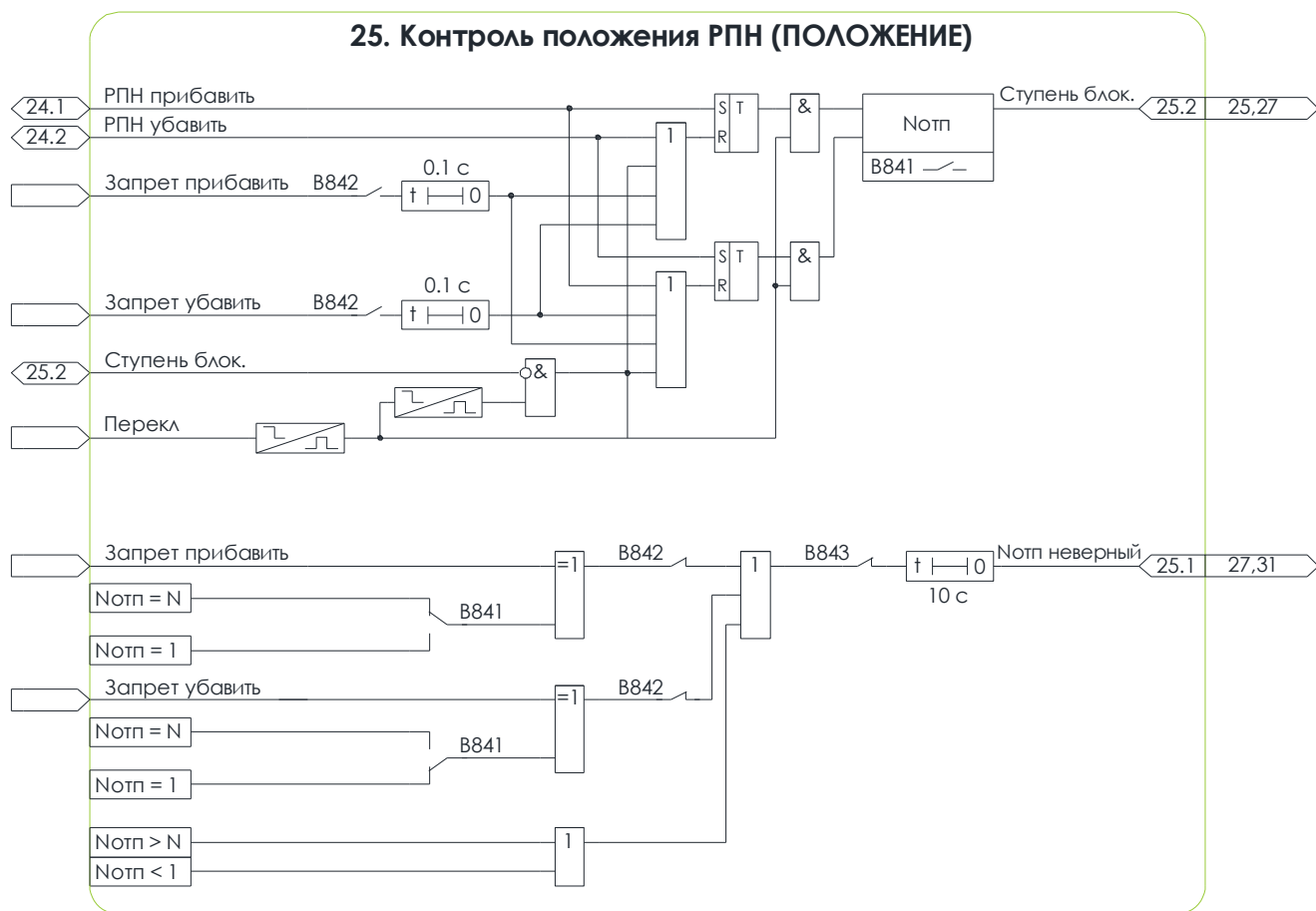


Рисунок 5.7 – Схема №25. Алгоритм контроля положения РПН

5.6 Учет ресурса РПН

5.6.1 Функциональная схема алгоритма учета ресурса РПН приведена на рисунке [5.8](#).

5.6.2 Алгоритм обеспечивает программный учет остаточного ресурса устройства РПН («Ресурс РПН») и остаточного ресурса РПН под нагрузкой («Ресурс РПН нагр.»).

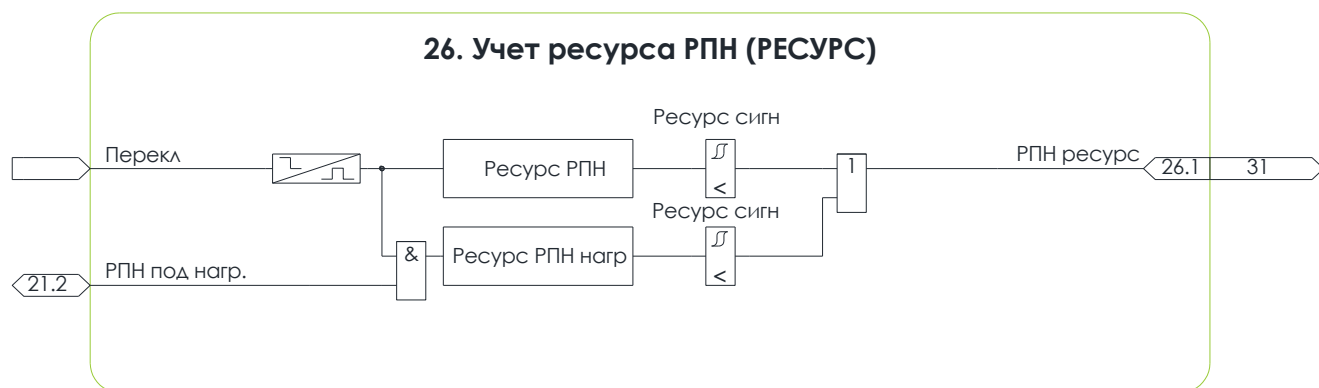


Рисунок 5.8 – Схема №26. Алгоритм учета ресурса РПН

Для правильной работы алгоритма в процессе наладки необходимо указать остаточные допустимые значения количества механических переключений устройства РПН и переключений РПН под нагрузкой с помощью уставок «Ресурс» и «Ресурс ПН».

При выполнении переключения значения остаточного ресурса уменьшаются на единицу. Переключение считается выполненным под нагрузкой, если максимальное из действующих значений фазных токов стороны ВН превышает значение уставки «**lnагр**».

При снижении значений остаточного ресурса «**Ресурс РПН**» и/или «**Ресурс РПН нагр.**» до значения уставки «**Ресурс сигн.**» срабатывает предупредительная сигнализация.

5.7 Диагностика режимов работы РПН

5.7.1 Алгоритм диагностики режимов работы РПН обеспечивает выявление следующих ненормальных режимов:

- отказа исполнения команд приводом РПН;
- превышение длительности переключения установленного значения;
- переключение привода РПН без команды.

Алгоритм диагностики режимов работы РПН также обеспечивает формирование обобщенного сигнала «**Неиспр. РПН**».

5.7.2 Функциональная схема алгоритма диагностики режимов работы РПН приведена на рисунке 5.9.



Рисунок 5.9 – Схема №27. Алгоритм диагностики режимов работы РПН

5.7.3 Если длительность команды «РПН прибавить» или «РПН убавить» в случае отсутствия сигнала на входе «Перекл» превышает значение уставки «Трпн 5», формируется сигнал «РПН не пошел», свидетельствующий об отказе исполнения команд приводом РПН. Сигнал «РПН не пошел» действует на предупредительную сигнализацию и формирование обобщенного сигнала «Неиспр. РПН».

5.7.4 Если длительность сигнала на входе «Перекл» превышает нормальное значение, заданное уставкой «Трпн 6», формируется сигнал «РПН застрял», действующий на предупредительную сигнализацию и формирование обобщенного сигнала «Неиспр. РПН».

5.7.5 В случае появления сигнала на входе «Перекл» без команды «РПН прибавить» или «РПН убавить» формируется сигнал «РПН побежал», действующий на предупредительную сигнализацию и формирование обобщенного сигнала «Неиспр. РПН».

5.7.6 Предусмотрено действие алгоритма на отключение питания привода устройства РПН. Импульсный сигнал «Питание ПМ», длительностью «Тпм», формируется в следующих случаях:

- по сигналу «РПН не пошел» при введенном программном ключе «В855»;
- по сигналу «РПН застрял» при введенном программном ключе «В856»;
- после снятия сигнала «Перекл» при наличии сигнала «РПН побежал».

5.7.7 Обобщенный сигнал «Неиспр. РПН», блокирующий команды управления и действующий на предупредительную сигнализацию формируется при появлении сигналов «РПН не пошел», «РПН застрял» и «РПН побежал», а также в случае ошибочного подсчета номера текущей отпайки и при одновременном наличии сигналов от обоих концевых выключателей крайних положений устройства РПН. Съем сигнала «Неиспр. РПН» осуществляется вручную.

6 ПРОЧИЕ ФУНКЦИИ

6.1 Вычисляемые величины

6.1.1 Устройство обеспечивает вычисление и отображение на дисплее пульта управления и в программе KIWI параметров, указанных в таблице 6.1.

ТАБЛИЦА 6.1

Величина	Размерность	Описание	Применение в алгоритмах
Ia ВН	A	Действующее значение первой гармоники тока фазы А стороны ВН	ЗП, ЗДЗ, ТЗНП, ПО и ЗПО, SF6, УРОВ, Контроль электрических параметров РПН
Ib ВН	A	Действующее значение первой гармоники тока фазы В стороны ВН	ЗП, ЗДЗ, ТЗНП, ПО и ЗПО, SF6, УРОВ, Контроль электрических параметров РПН
Ic ВН	A	Действующее значение первой гармоники тока фазы С стороны ВН	ЗП, ЗДЗ, ТЗНП, ПО и ЗПО, SF6, УРОВ, Контроль электрических параметров РПН
Ia НН	A	Действующее значение первой гармоники тока фазы А стороны НН	МТЗ НН, ТЗОП, Контроль электрических параметров РПН
Ib НН	A	Действующее значение первой гармоники тока фазы В стороны НН	МТЗ НН, ТЗОП
Ic НН	A	Действующее значение первой гармоники тока фазы С стороны НН	МТЗ НН, ТЗОП
3I0	A	Действующее значение тока нулевой последовательности	ТЗНП, ЗОЗЗ,
I QK	A	Действующее значение тока короткозамыкателя	УРОВ
Iсв НН	A	Действующее значение тока секционного выключателя стороны НН	Контроль электрических параметров РПН
Uab НН	B	Действующее значение первой гармоники линейного напряжения АВ стороны НН	ТО и МТЗ ВН, Контроль электрических параметров РПН
Ubc НН	B	Действующее значение первой гармоники линейного напряжения ВС стороны НН	ТО и МТЗ ВН, Контроль электрических параметров РПН
f	Гц	Частота сети	-
3U0	B	Действующее значение первой гармоники напряжения 3U0 НН	Контроль электрических параметров РПН
Iдиф А	о.е.	Дифференциальный ток фазы А	ДТО и ДТЗ, КЦТ
Iдиф В	о.е.	Дифференциальный ток фазы В	ДТО и ДТЗ, КЦТ
Iдиф С	о.е.	Дифференциальный ток фазы С	ДТО и ДТЗ, КЦТ
Iторм А	о.е.	Ток торможения фазы А	ДТО и ДТЗ, КЦТ
Iторм В	о.е.	Ток торможения фазы В	ДТО и ДТЗ, КЦТ

Иорм С	о.е.	Ток торможения фазы С	ДТО и ДТЗ, КЦТ
kl2r A	-	Доля второй гармоники в дифференциальном токе фазы А	ДЗТ
kl2r B	-	Доля второй гармоники в дифференциальном токе фазы В	ДЗТ
kl2r C	-	Доля второй гармоники в дифференциальном токе фазы С	ДЗТ
kl5r A	-	Доля пятой гармоники в дифференциальном токе фазы А	ДЗТ
kl5r B	-	Доля пятой гармоники в дифференциальном токе фазы В	ДЗТ
kl5r C	-	Доля пятой гармоники в дифференциальном токе фазы С	ДЗТ
Ia' ВН	А	Приведенный ток фазы А стороны ВН (без нулевой последовательности)	ТО и МТЗ ВН
Ib' ВН	А	Приведенный ток фазы В стороны ВН (без нулевой последовательности)	ТО и МТЗ ВН
Ic' ВН	А	Приведенный ток фазы С стороны ВН (без нулевой последовательности)	ТО и МТЗ ВН
I1 ВН	А	Ток прямой последовательности стороны ВН	-
I2 ВН	А	Ток обратной последовательности стороны ВН	ТЗОП
3I0 ВН	А	Утроенный ток нулевой последовательности стороны ВН, вычисленный из токов фаз	ТЗНП
k3I0	-	Доля второй гармоники в токе нулевой последовательности	ТЗНП
I1 НН	А	Ток прямой последовательности стороны НН	-
I2 НН	А	Ток обратной последовательности стороны НН	ТЗОП
U2 НН	В	Напряжение обратной последовательности стороны НН	ТО и МТЗ ВН, Контроль электрических параметров РПН
Uкомп	%	Напряжение компенсации	Контроль электрических параметров РПН
Uпод	%	Напряжение поддержания	Контроль электрических параметров РПН
dU	%	Отклонение напряжения Uab НН от уставки напряжения поддержания	Контроль электрических параметров РПН
Iном ВН	А	Номинальный ток стороны ВН	ДТО и ДТЗ, КЦТ
Iном НН	А	Номинальный ток стороны НН	ДТО и ДТЗ, КЦТ

6.2 Смена программ уставок

6.2.1 Устройство обеспечивает хранение в энергонезависимой памяти двух программ уставок. По умолчанию активна первая программа уставок.

6.2.2 В устройстве предусмотрено три режима выбора текущей программы уставок в соответствии с алгоритмом, функциональная схема которого изображена на рисунке [6.1](#):

- **«Пр уст. по ДВ»** - выбор осуществляется по сигналам с дискретных входов устройства;
- **«Пр уст. по АСУ»** - выбор осуществляется по сигналам, поступающим по цифровым каналам обмена информацией с АСУ;
- **«Пр уст. с ПУ»** - выбор осуществляется по сигналам, поступающим с пульта управления или из программы «KIWI».

Режим **«Пр уст. с ПУ»** предназначен для осуществления выбора текущей программы уставок только в процессе наладки устройства.

6.2.3 В один момент времени активным может быть только один из трех режимов выбора текущей программы уставок.

6.2.4 По умолчанию активен режим **«Пр уст. по ДВ»**. Выбор текущей программы уставок осуществляется сигналом на логическом входе **«Программа 2»**: при наличии сигнала устанавливается вторая программа уставок, при снятии сигнала – первая. Для исключения излишней смены программ уставок в ненормальных режимах работы, сопровождающихся снижением уровня напряжения на объектах с переменным оперативным током, предусмотрена задержка возврата на первую программу уставок после снятия сигнала на входе **«Программа 2»**, задаваемая уставкой **«Тпр 1»**.

Программный ключ **«В881»** предназначен для выбора режима смены программ уставок с использованием двух логических входов - **«Программа 1»** и **«Программа 2»**, предназначенных для подключения к двум разным дискретным входам. Смена программы уставок в данном режиме осуществляется при подаче сигнала на соответствующий логический вход.

6.2.5 При подаче сигнала на логический вход **«ДУ»** активируется режим **«Пр. уст. по АСУ»**. Выбор текущей программы уставок разрешен только по сигналам **«Программа 1 АСУ»** и **«Программа 2 АСУ»**, поступающим по цифровым каналам обмена информацией с АСУ.

6.2.6 Режим работы **«Пр. уст. с ПУ»** предназначен для выполнения смены программ уставок с пульта управления или из программы «KIWI» только в процессе наладки устройства. Данный режим активируется с пульта управления или из программы «KIWI», и обладает приоритетом над остальными режимами.

6.2.7 Смена номера текущей программы уставок блокируется при пуске алгоритмов защиты, сигналом **«Блок. смены пр. уст»**, который формируется:

- при работе функций автоматики;
- при срабатывании аварийной и предупредительной сигнализации;
- в процессе управления выключателем и устройством РПН.

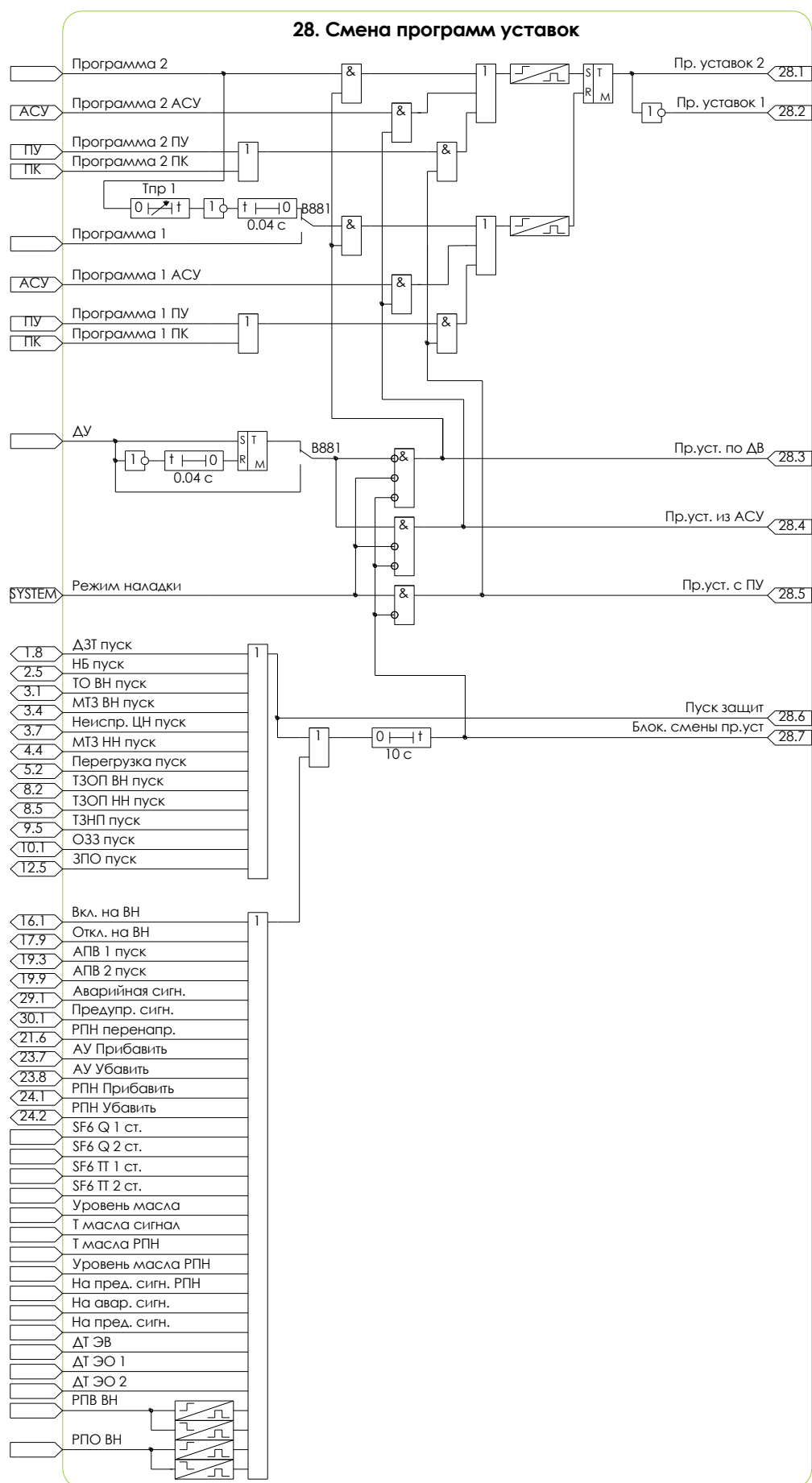


Рисунок 6.1 – Схема №28. Алгоритм выбора программы уставок

6.3 Аварийная и предупредительная сигнализация

6.3.1 Устройство обеспечивает формирование сигналов **«Предупредительная сигн.»** и **«Аварийная сигн.»**, предназначенных для использования в системе центральной сигнализации.

6.3.2 Сигнал **«Аварийная сигн.»** формируется при срабатывании алгоритмов защиты на отключение выключателя стороны ВН защищаемого трансформатора в соответствии с алгоритмом, функциональная схема которого изображена на рисунке [6.2](#).

6.3.3 Сигнал **«Предупредительная сигн.»** формируется при срабатывании алгоритмов защиты на отключение выключателя ввода стороны НН защищаемого трансформатора, выключателей смежных элементов, а также при выявлении устройством неисправностей в цепях защиты и автоматики и появлении внутренних неисправностей в соответствии с алгоритмом, функциональная схема которого изображена на рисунке [6.3](#).

При введенной функции АРКТ сигнал **«Предупредительная сигн.»** формируется также по сигналу **«Предупредительная сигн. РПН»** в соответствии с рисунком [6.4](#).

6.3.4 Причины появления сигналов **«Предупредительная сигн.»** и **«Аварийная сигн.»**, а также их состояния хранятся в энергонезависимой памяти устройства. Сброс сигналов осуществляется вручную, подачей команды **«Съем сигнализации»** на соответствующий логический вход, по каналам АСУ, с пульта управления или из программы KIWI.

6.3.5 Предусмотрено срабатывание предупредительной сигнализации по напряжению нулевой последовательности 3U0. Сигнал **«Предупредительная сигн.»** формируется при превышении уставки **«3U0 макс»** с выдержкой времени **«Тозз сигн»**. Для ввода сигнализации по 3U0 предназначен ключ **«B970»**.

6.3.6 Предусмотрены задержки формирования сигнала **«Предупредительная сигн.»**:

- **«Тпс 1»** - по сигналу на логическом входе **«SF6 Q 1 ст.»**;
- **«Тпс 2»** - по сигналу на логическом входе **«SF6 Q 2 ст.»**;
- **«Тпс 3»** - по сигналу на логическом входе **«SF6 ТТ 1 ст.»**;
- **«Тпс 4»** - по сигналу на логическом входе **«SF6 ТТ 2 ст.»**;
- **«Тпс 5»** - по сигналу на логическом входе **«Уровень масла»**;
- **«Тпс 6»** - по сигналу на логическом входе **«Т масла сигнал»**;
- **«Тпс доп»** - по сигналу на логическом входе **«На пред. сигн.»**;
- **«Тпс рпн 1»** - при перенапряжении в сети;
- **«Тпс рпн 2»** - по сигналу блокирования управления РПН **«РПН блокирован»** (при введенном программном ключе **«B891»**);
- **«Тпс рпн 3»** - по сигналу на логическом входе **«Т масла РПН»**;
- **«Тпс рпн 4»** - по сигналу на логическом входе **«Уровень масла РПН»**;
- **«Тпс рпн доп»** - по сигналу на логическом входе **«На пред. сигн. РПН»**;
- **«Тозз сигн»** при превышении значения напряжения нулевой последовательности уставки **«3U0 макс»**.

29. Аварийная сигнализация

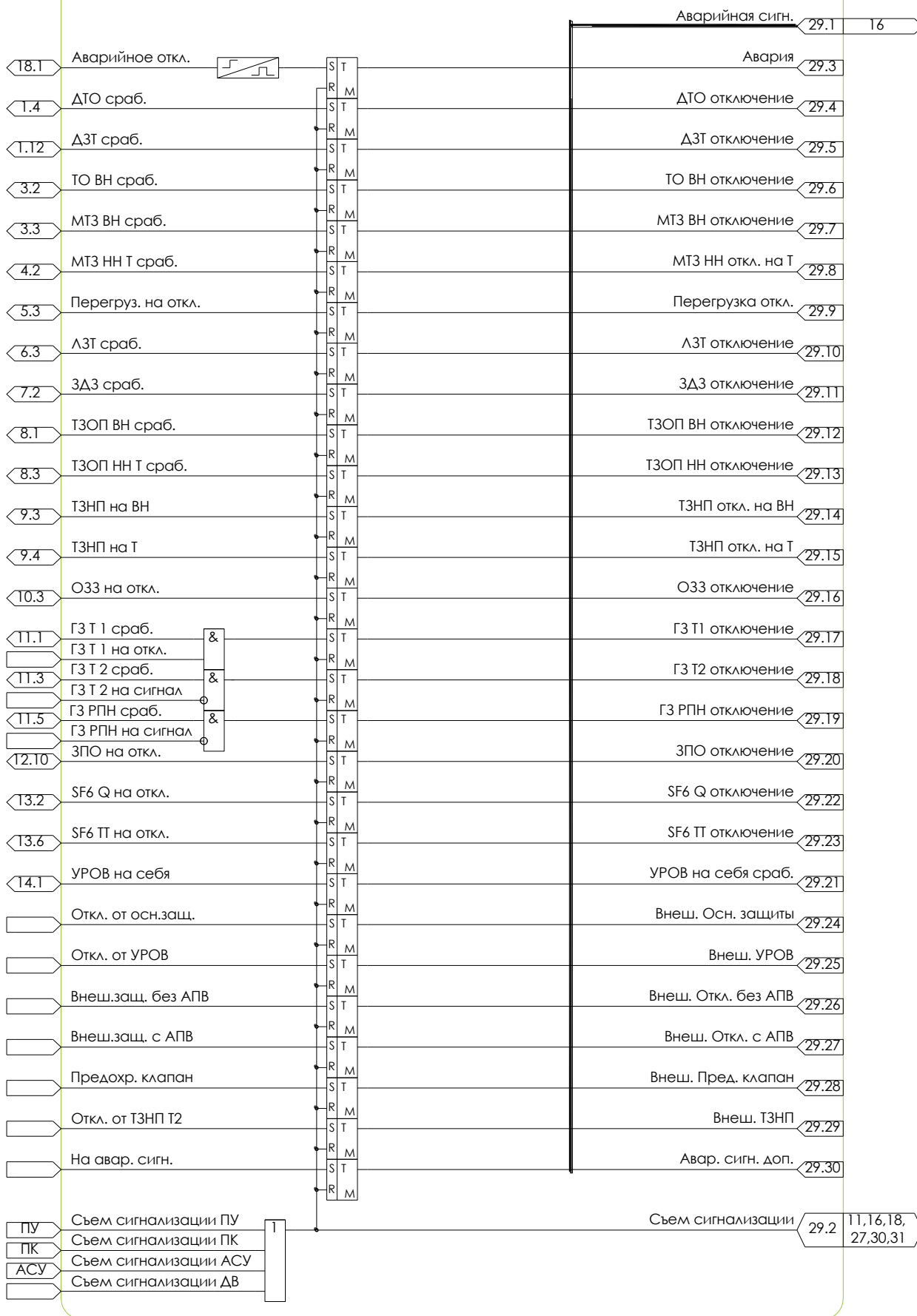


Рисунок 6.2 – Схема №29. Алгоритм аварийной сигнализации

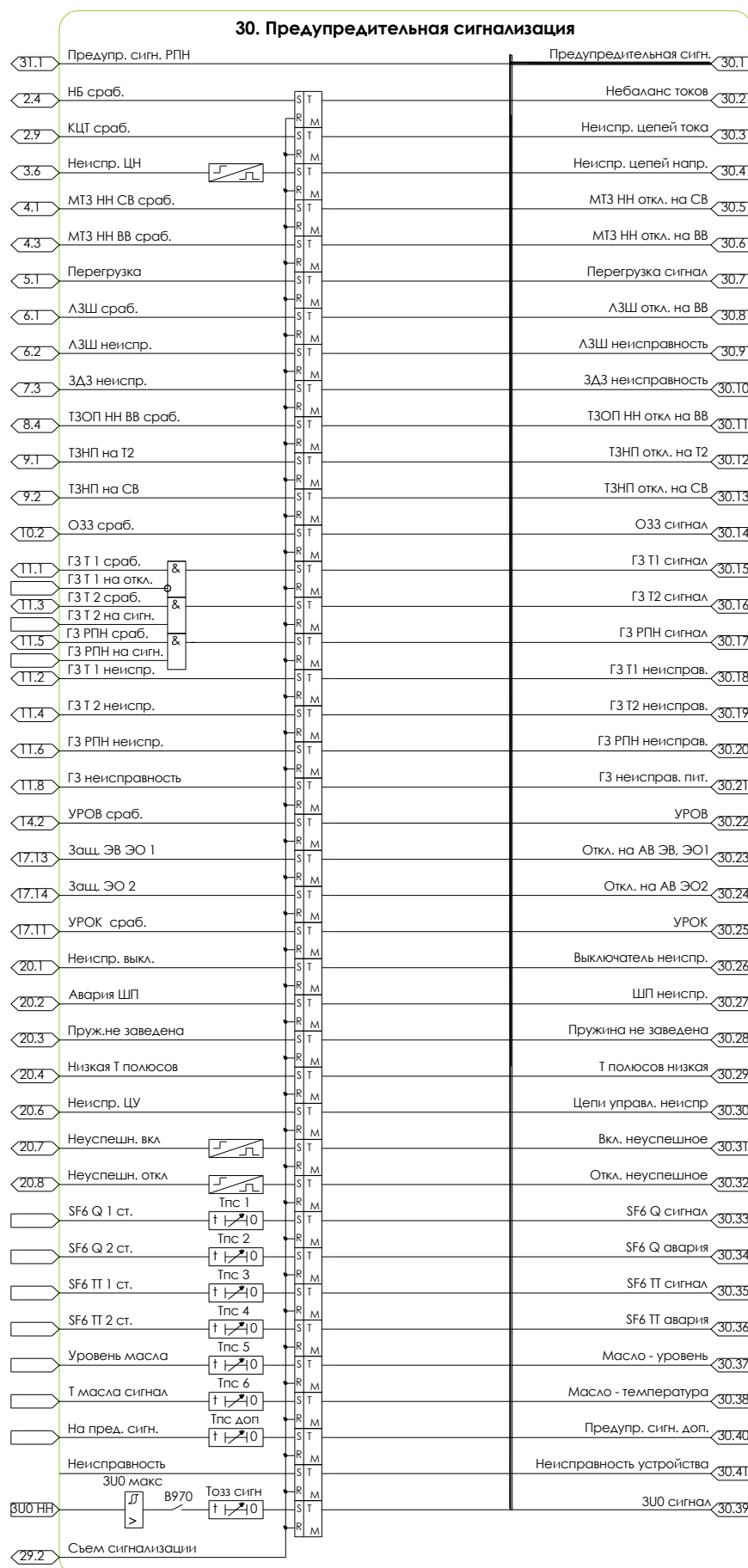


Рисунок 6.3 – Схема №30. Алгоритм предупредительной сигнализации



Рисунок 6.4 – Схема №31. Алгоритм предупредительной сигнализации РПН

6.4 Осциллографирование

6.4.1 Устройство обеспечивает запись осциллограмм в процессе пуска и срабатывания функций защиты и автоматики, при выполнении переключений выключателя и устройства РПН, а также по сигналам, настраиваемым в программном обеспечении KIWI.

6.4.2 Осциллограф сконфигурирован на предприятии изготовителе и требует минимальной настройки. В процессе наладки необходимо задать значения двух уставок: длительность записи осциллограммы и длительность предаварийной записи.

Состав сигналов осциллограммы и причины пуска не требуют обязательной настройки. Существует возможность назначения дополнительных причин пуска осциллографа и расширения состава регистрируемых сигналов в программном обеспечении KIWI.

6.4.3 Хранение осциллограмм обеспечено в энергонезависимой памяти в течение всего срока службы устройства. Ручная очистка памяти осциллограмм не предусмотрена.

6.4.4 Основные параметры осциллограмм приведены в таблице [6.2](#).

ТАБЛИЦА 6.2	
Параметр	Значение
Формат записи осциллограмм	Comtrade, IEC 60255-24 Edition 2.0 2013-04
Частота дискретизации, Гц	2000
Длительность предаварийной записи	Задается уставкой «Тосц доав» от 0,1 до 5 с
Длительность записи	Задается уставкой «Тосц» от 0,1 до 10 с
Режимы работы	Следящий/импульсный
Состав и количество аналоговых сигналов	До 11 шт.: - все аналоговые входы (таблица 2.1); - вычисленное значение частоты сети.
Состав и количество дискретных сигналов	До 200 шт.: - дискретные входы (24 или 42 шт.); - дискретных выходы (22 или 28 шт.); - логические выходы (100 шт. в соответствии с таблицей 7.2); - логические сигналы, назначенные пользователем в программном обеспечении KIWI (до 54 шт.).
Суммарная длительность осциллограмм, хранимых в энергонезависимой памяти, с, не менее	2000 (*)

Примечания: (*) – указанная длительность соответствует осциллограммам, содержащим 11 аналоговых сигналов и 200 дискретных сигналов. При заполнении памяти Алтей выполняет удаление самых старых осциллограмм с целью освобождения памяти для записи новых.

6.4.5 В устройстве предусмотрены два режима работы осциллографа: следящий и импульсный.

В следящем режиме запись осциллограммы осуществляется до тех пор, пока существует причина, вызвавшая пуск осциллографа. Минимальная длительность осциллограммы в данном режиме

ограничена снизу значением уставки «Тосц», максимальная – 10 с. Если длительность сигнала, вызвавшего запись осциллограммы, превышает 10 с, то выполняется последовательная запись нескольких осциллограмм максимальной длительности вплоть до момента исчезновения причины пуска осциллографа.

В импульсном режиме осуществляется запись осциллограмм фиксированной длительности «Тосц».

6.4.6 Заводская конфигурация осциллографа не требует конфигурации режимов пуска осциллографа. Для назначения дополнительных причин пуска осциллографа предусмотрены логические входы «Пуск осц. С» для пуска осциллографа в следящем режиме и «Пуск осц. И» - в импульсном.

6.5 Журнал событий

6.5.1 В устройстве предусмотрен журнал событий, позволяющий регистрировать значения измеряемых величин, уставок, а также состояния входных, выходных и промежуточных логических сигналов в момент возникновения событий.

6.5.2 Запись в журнал событий выполняется в следующих случаях:

- при пуске алгоритмов защиты и автоматики;
- при срабатывании алгоритмов защиты и автоматики;
- в процессе управления выключателем;
- в процессе управления устройством РПН;
- по сигналам, назначенным на запись события в программном обеспечении KIWI.

6.5.3 Журнал событий сконфигурирован на предприятии изготовителе и не требует обязательной настройки. В программном обеспечении KIWI существует возможность создания дополнительных событий, регистрируемых в журнал.

6.5.4 Запись в журнал событий выполняется с точностью 1 мс.

6.5.5 Хранение журнала событий обеспечено в энергонезависимой памяти в течение всего срока службы устройства. Ручная очистка журнала не предусмотрена.

6.5.6 Максимальное количество событий, хранимых в энергонезависимой памяти, составляет 1000 штук. После заполнения памяти появление нового события вызывает удаление наиболее старого.

6.6 Системный журнал

6.6.1 В устройстве предусмотрен системный журнал, фиксирующий изменение настроек и режимов работы устройства:

- включение устройства;
- потеря и восстановление оперативного питания;
- срабатывание и возврат дискретных входов и выходов;
- активация и деактивация уровней доступа;
- активация и деактивация режима наладки и функционального контроля;

- запись уставок и смена текущей программы уставок;
- неисправность устройства;
- установка положения РПН из KIWI и с ПУ;
- установка ресурса РПН из KIWI и с ПУ.

6.6.2 Запись в системный журнал выполняется с точностью 1 мс.

6.6.3 Хранение системного журнала обеспечено в энергонезависимой памяти в течение всего срока службы устройства. Ручная очистка журнала не предусмотрена.

6.6.4 Максимальное количество событий, хранимых в энергонезависимой памяти, составляет 1000 штук. После заполнения памяти появлению нового события вызывает удаление наиболее старого.

6.7 Журнал изменения уставок

6.7.1 В устройстве предусмотрен журнал изменения уставок, регистрирующий время изменения уставок, а также их значения до и после изменения.

6.7.2 Хранение журнала изменения уставок обеспечено в энергонезависимой памяти в течение всего срока службы устройства. Ручная очистка журнала не предусмотрена.

6.7.3 Максимальное количество событий, хранимых в энергонезависимой памяти, составляет 1000 штук. После заполнения памяти появлению нового события вызывает удаление наиболее старого.

6.8 Журнал GOOSE-потоков

6.8.1 В устройстве предусмотрен журнал GOOSE-потоков, фиксирующий состояние работы сервера IEC61850 в устройстве:

- запуск сервера IEC61850;
- синхронизация устройства с GOOSE-поток;
- количество принимаемых GOOSE-потоков;
- Потеря связи с GOOSE-поток.

6.8.2 Хранение журнала GOOSE-потоков обеспечено в энергонезависимой памяти в течение всего срока службы устройства. Ручная очистка журнала не предусмотрена.

6.8.3 Максимальное количество событий, хранимых в энергонезависимой памяти, составляет 1000 штук. После заполнения памяти появлению нового события вызывает удаление наиболее старого.

6.9 Статистическая информация

6.9.1 Устройство обеспечивает запись и хранение в энергонезависимой памяти статистической информации:

- количество срабатываний функций защиты и автоматики;
- количество переключений выключателя;

- количество переключений устройства РПН;
- количество часов работы устройства («моточасы»);
- количество включений устройства;
- максимальные значения и время их регистрации для каждого аналогового входа.

6.9.2 Хранение статистической информации обеспечено в энергонезависимой памяти в течение всего срока службы устройства.

быть использованы при наладке устройства, в том числе после доработки в программе KIWI.

7.2 Схема подключения

7.2.1 Схема электрическая подключения устройства приведена на рисунке [7.2](#) - [7.3](#). Дискретные входы и выходы устройства являются переназначаемыми.

7.2.2 Подключение вторичных цепей ТТ к устройству необходимо выполнять по схеме звезда, вне зависимости от схемы и группы соединения обмоток защищаемого трансформатора. Подключения ТТ должны обеспечивать подачу на устройство токов положительного направления при протекании соответствующих первичных токов в сторону трансформатора. Для этого ТТ должны быть установлены выводом Л1 в сторону линии (шин), выводом Л2 – в сторону трансформатора. При этом фазные вторичные цепи должны быть подключены к выводам И1, выводы И2 должны быть соединены по схеме «звезда» (рисунок [7.4](#)).

Использование схем с ТТ, установленными в двух фазах, допустимо только для сторон трансформатора, обмотки которых соединены по схеме «треугольник». В этом случае на свободный токовый вход блока необходимо подать суммарный ток от двух фаз ТТ в противофазе (рисунок [7.5](#)).

7.2.3 Типовые варианты использования дискретных входов и выходов устройства приведены на рисунках [7.6](#) - [7.8](#). Назначения дискретных входов и выходов могут быть изменены в программном обеспечении KIWI.

7.2.4 При подключении дискретных входов к выходящим за пределы КРУ/ОПУ длинным линиям, необходимо вводить дополнительную задержку на срабатывание в 20 мс.

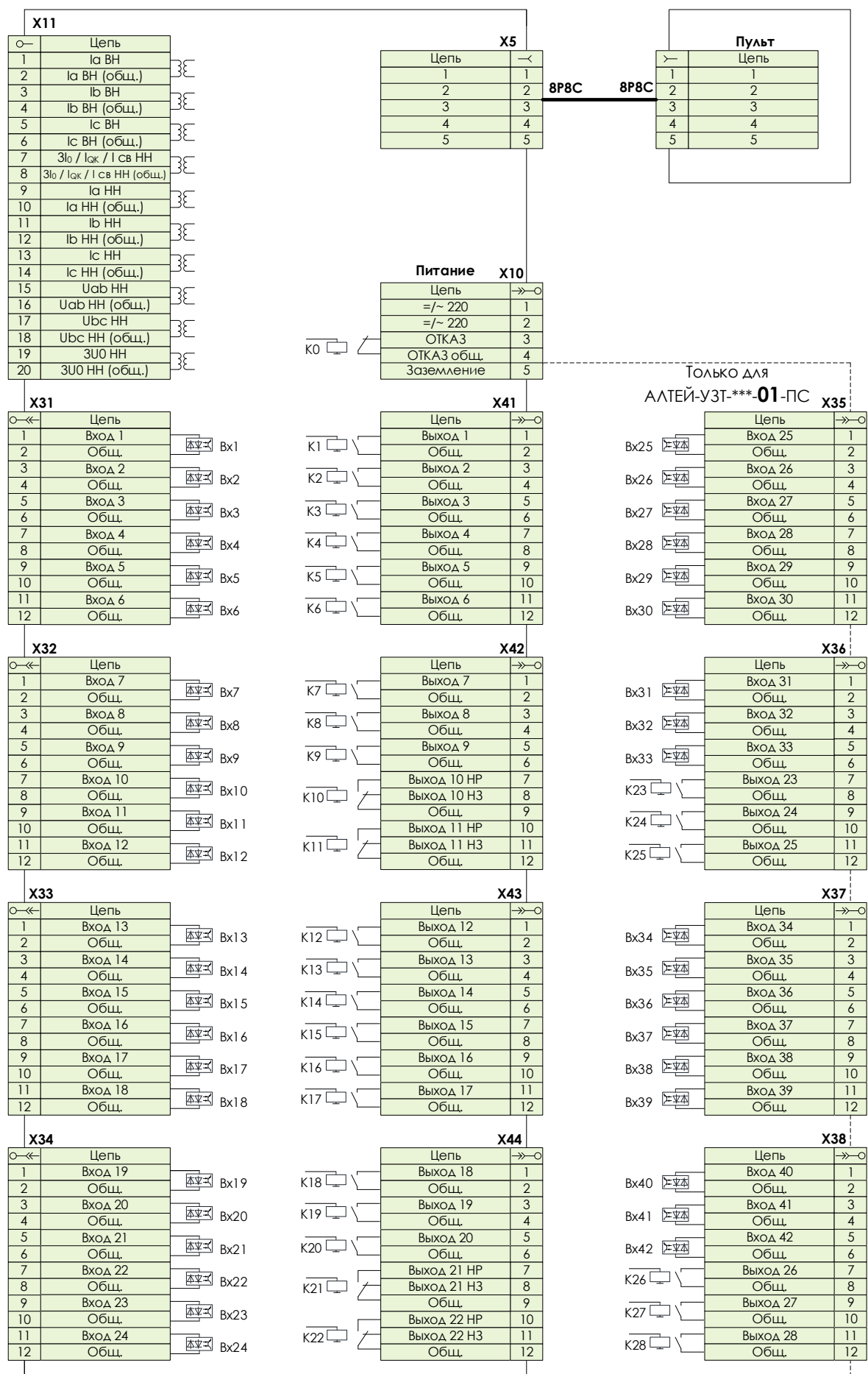


Рисунок 7.2 – Схема электрическая подключения. Часть 1

Коммуникационный Модуль 2RS2TX		
RS-485-1		X61
Цепь		→
R		1
A		2
B		3
G		4
RS-485-2		X62
Цепь		→
R		1
A		2
B		3
G		4
Ethernet		
100BASE-TX - 1		X71
Цепь		→
DA+		1
DA-		2
DB+		3
DC+		4
DC-		5
DB-		6
DD+		7
DD-		8
Ethernet		
100BASE-TX - 2		X72
Цепь		→
DA+		1
DA-		2
DB+		3
DC+		4
DC-		5
DB-		6
DD+		7
DD-		8

примечание:
в устройстве
предусматривается встроенный
терминирующий резистор
линии RS-485. Для его
использования необходимо
замкнуть контакты «A» и «R» на
последнем устройстве в линии.

Рисунок 7.3 – Схема электрическая подключения. Часть 2. Коммуникационные модули

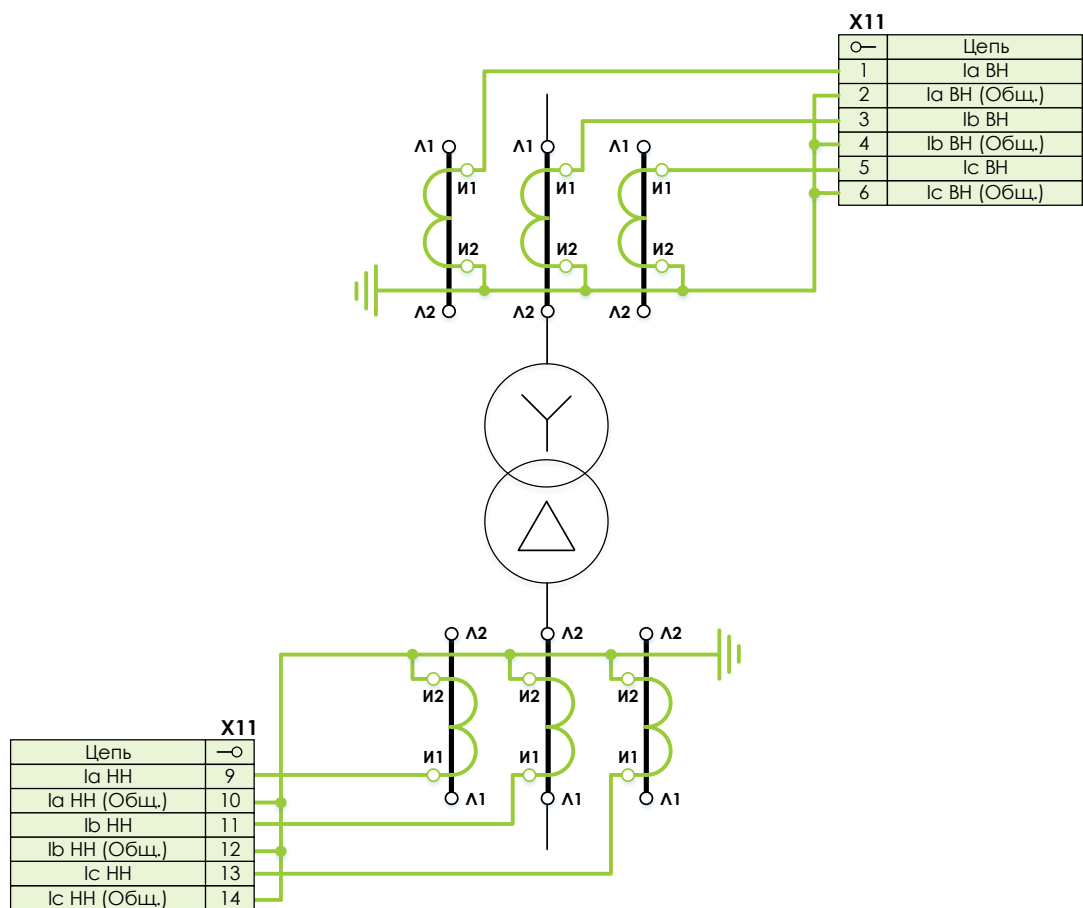


Рисунок 7.4 – Схема подключения вторичных цепей ТТ

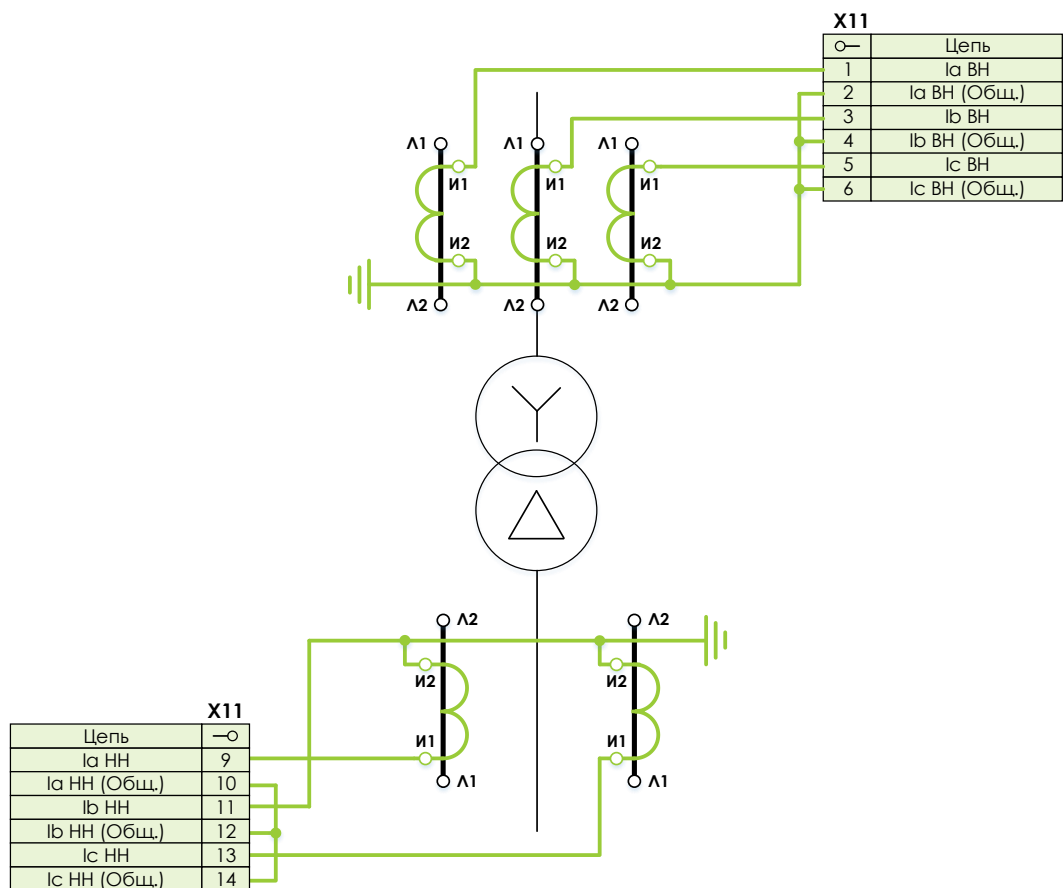
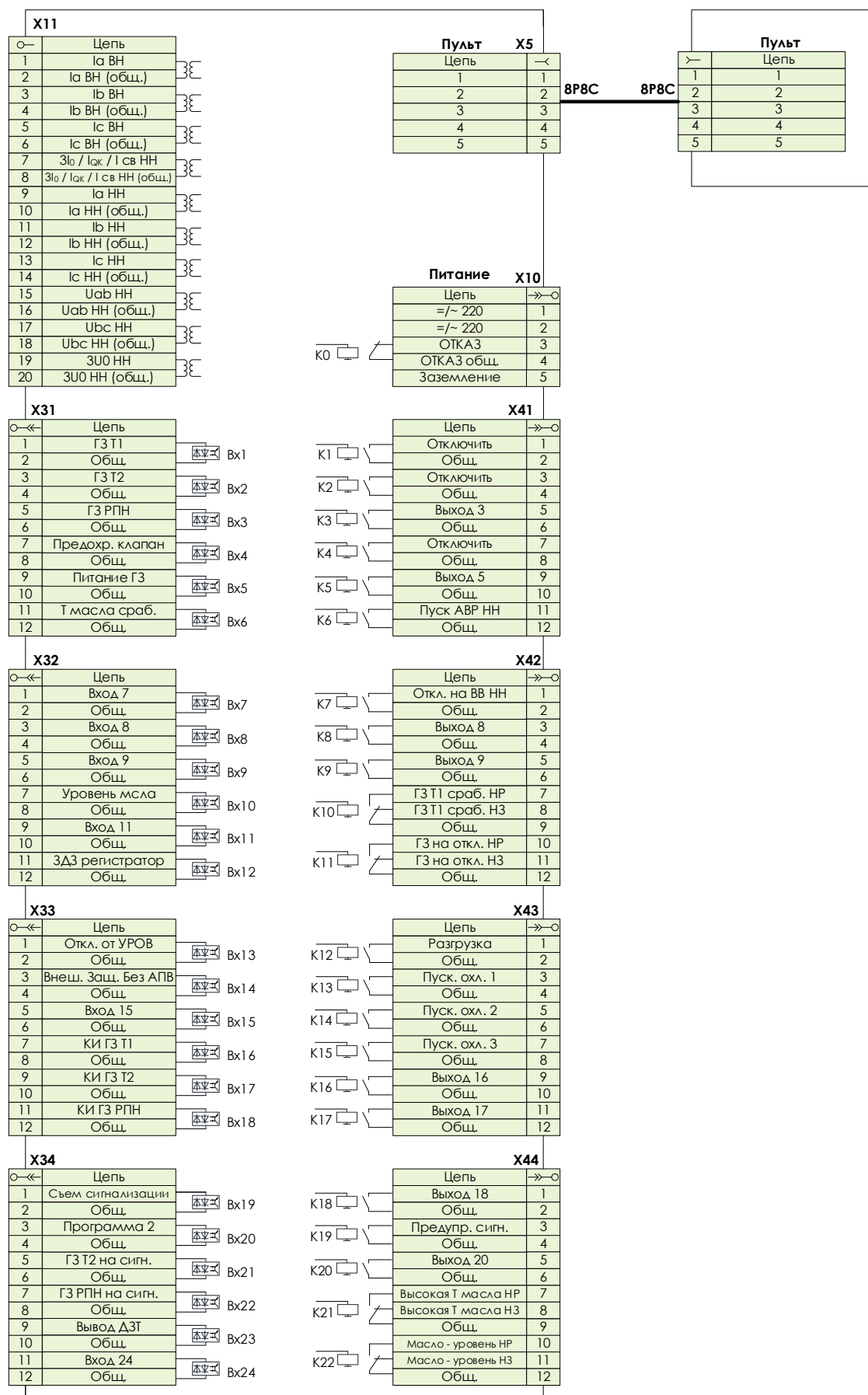
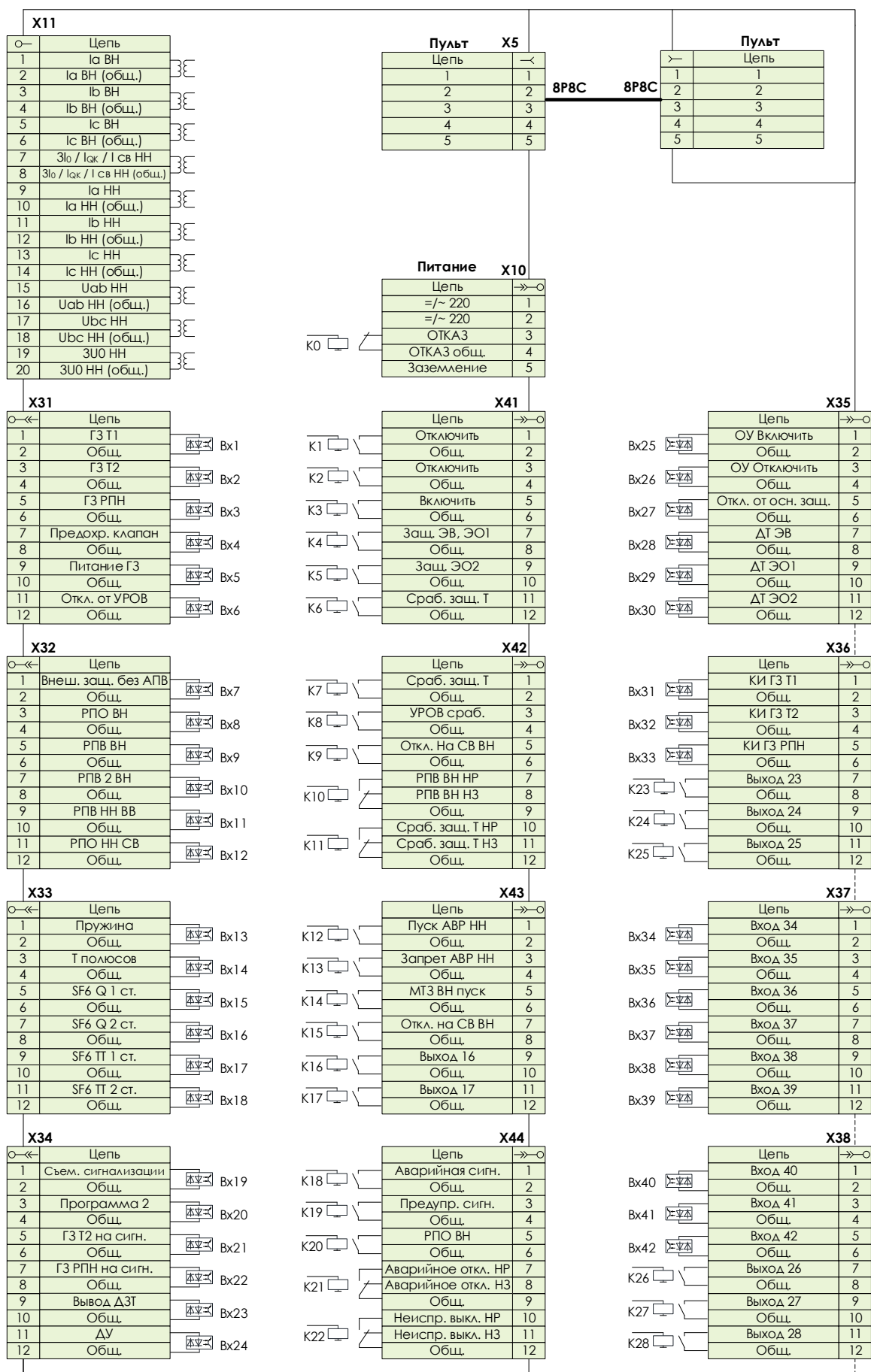


Рисунок 7.5 – Схема подключения вторичных цепей при наличии ТТ в двух фазах



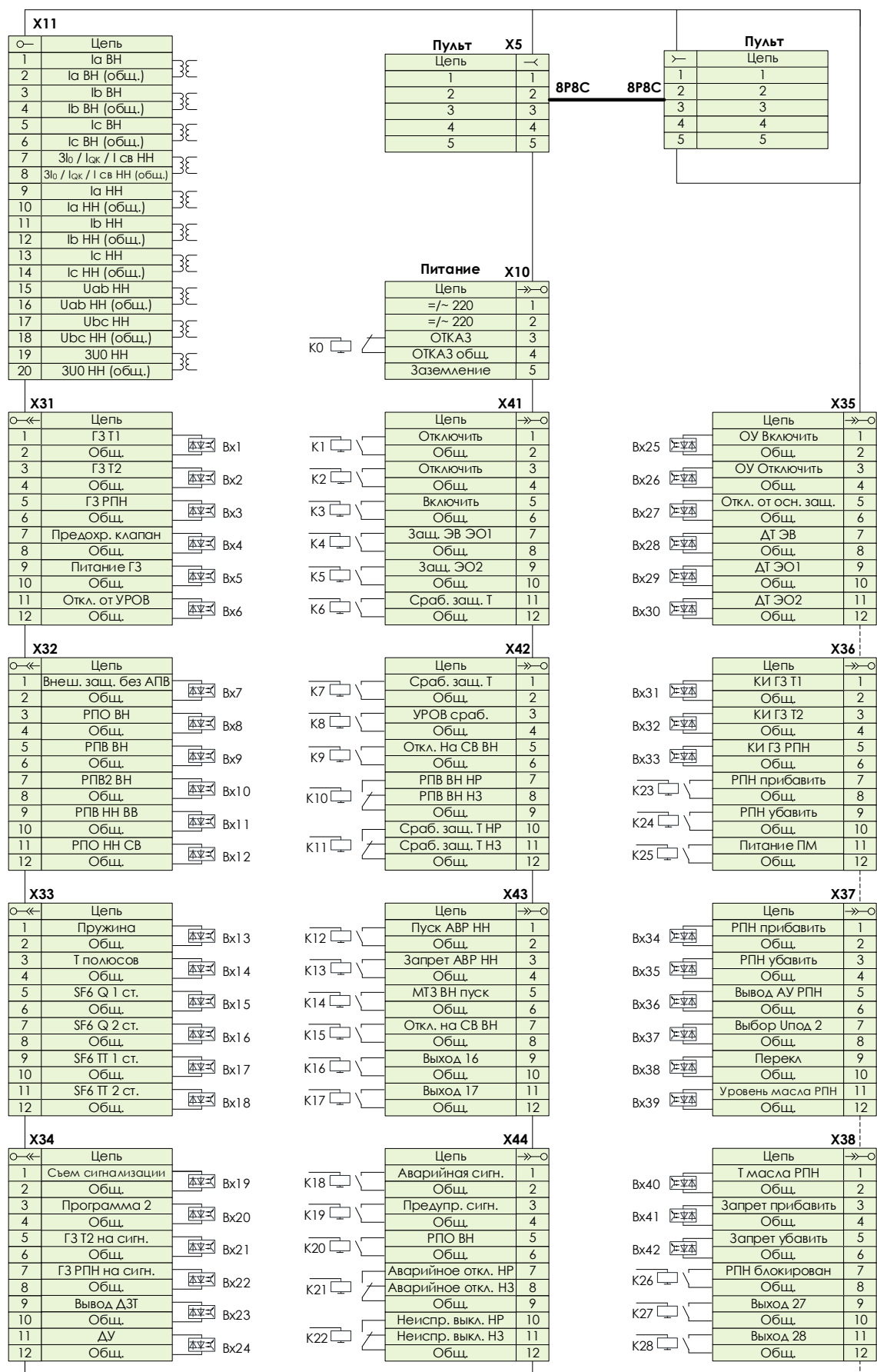
Дискретные входы и выходы могут быть переназначены в программном обеспечении KIWI

Рисунок 7.6 – Вариант №1. Основная защита двухобмоточного трансформатора



Дискретные входы и выходы могут быть переназначены в программном обеспечении KIWI

Рисунок 7.7 – Вариант №2. Резервная защита двухобмоточного трансформатора и АУВ



Дискретные входы и выходы могут быть переназначены в программном обеспечении KIWI

Рисунок 7.8 – Вариант №3. Резервная защита двухобмоточного трансформатора, АУВ и АРКТ

Заводская настройка входных сигналов любого из вариантов может быть изменена в процессе наладки устройства.

ТАБЛИЦА 7.1

Входной сигнал	ОСЦ	Схема	Подключени е по умолчанию			Описание
			№1	№2	№3	
Вывод ДТО		<u>1</u>	23	23	23	Сигнал вывода ДТО
Вывод ДЗТ		<u>1</u>	23	23	23	Сигнал вывода ДЗТ
Вывод ТО ВН		<u>3</u>				Сигнал вывода ТО ВН
Вывод МТЗ ВН		<u>3</u>				Сигнал вывода МТЗ ВН
РПВ НН ВВ		<u>3, 23</u>		11	11	Сигнал включенного положения выключателя ввода НН
ПОН НН		<u>3</u>				Внешний сигнал ПОН
РПО НН СВ		<u>3, 4</u>		12	12	Сигнал отключенного положения СВ НН
Уск. МТЗ ВН		<u>3</u>				Сигнал оперативного ускорения МТЗ ВН
РПО ВН		<u>3, 17, 18, 19, 20</u>		8	8	Сигнал отключенного положения выключателя ВН
Вывод МТЗ НН		<u>4</u>				Сигнал вывода МТЗ НН
Уск. МТЗ НН		<u>4</u>				Сигнал оперативного ускорения МТЗ НН
РПО НН ВВ		<u>4</u>				Сигнал отключенного положения выключателя НН
ЛЗШп		<u>6</u>				Сигнал пуска ЛЗШ
ЛЗШ питание		<u>6</u>				Сигнал отсутствия питания ЛЗШ
ЛЗТп		<u>6</u>				Сигнал пуска ЛЗТ
ЗДЗ регистратор		<u>7</u>	12			Сигнал от регистратора ЗДЗ
ЗДЗ внешний		<u>7</u>				Сигнал отключения от устройства ЗДЗ
Вывод ТЗОП ВН		<u>8</u>				Сигнал вывода ТЗОП ВН
Вывод ТЗОП НН		<u>8</u>				Сигнал вывода ТЗОП НН
Вывод ТЗНП		<u>9</u>				Сигнал вывода ТЗНП
Вывод ОЗЗ		<u>10</u>				Сигнал вывода ОЗЗ
ГЗ Т 1		<u>11</u>	1	1	1	Сигнал срабатывания первой ступени ГЗ Т
ГЗ Т 2		<u>11</u>	2	2	2	Сигнал срабатывания второй ступени ГЗ Т
ГЗ РПН		<u>11</u>	3	3	3	Сигнал срабатывания ГЗ РПН
КИ ГЗ Т 1		<u>11</u>	16	31	31	Сигнал снижения изоляции цепей ГЗ Т первой ступени
КИ ГЗ Т 2		<u>11</u>	17	32	32	Сигнал снижения изоляции цепей ГЗ Т второй ступени
КИ ГЗ РПН		<u>11</u>	18	33	33	Сигнал снижения изоляции цепей ГЗ РПН
ГЗ Т 1 на откл.		<u>11, 29, 30</u>				Перевод действия ГЗ Т 1 на отключение
ГЗ Т 2 на сигнал		<u>11, 29, 30</u>	21	21	21	Перевод действия ГЗ Т 2 на сигнал
ГЗ РПН на сигнал		<u>11, 29, 30</u>	22	22	22	Перевод действия ГЗ РПН на сигнал
Нет питания ГЗ		<u>11</u>	5	5	5	Сигнал отсутствия питания цепей ГЗ

ТАБЛИЦА 7.1

Входной сигнал	ОСЦ	Схема	Подключени е по умолчанию			Описание
			№1	№2	№3	
Т масла сраб.		<u>12</u>	6			Срабатывание датчика температуры масла на пуск обдува трансформатора
Т масла возвр.		<u>12</u>				Возврат датчика температуры масла на останов обдува трансформатора
Охл. отключено		<u>12</u>				Охлаждение Т отключено
Откл. от ШАОТ		<u>12</u>				Сигнал отключения от ШАОТ
SF6 Q 2 ст.		<u>13, 30</u>		16	16	Сигнал аварийного снижения элегаза выключателя
SF6 Q 1 ст.		<u>13, 30</u>		15	15	Сигнал о снижении элегаза выключателя
SF6 ТТ 2 ст.		<u>13, 30</u>		18	18	Сигнал аварийного снижения элегаза ТТ
SF6 ТТ 1 ст.		<u>13, 30</u>		17	17	Сигнал снижения элегаза ТТ
Пуск УРОВ внеш.		<u>14</u>				Сигнал внешнего пуска УРОВ
РПВ ВН		<u>14, 16, 18, 19, 20</u>		9	9	Сигнал включенного положения выключателя ВН
Вывод УРОВ		<u>14</u>				Сигнал вывода УРОВ
ОУ Включить		<u>15</u>		25	25	Оперативное включение от ключа
ОУ Отключить		<u>15</u>		26	26	Оперативное отключение от ключа
ДУ		<u>15, 23, 28</u>		24	24	Выбор режима управления
Вывод АУВ		<u>15</u>				Сигнал вывода АУВ
Блок. включения		<u>16</u>				Сигнал блокирования включения
ДТ ЭВ		<u>16, 17</u>		28	28	Сигнал от датчика тока ЭВ
ДТ ЭО 1		<u>17</u>		29	29	Сигнал от датчика тока ЭО 1
ДТ ЭО 2		<u>17</u>		30	30	Сигнал от датчика тока ЭО 2
Откл. от осн. защ.		<u>17, 29</u>		27	27	Сигнал отключения от комплекта основных защит
Откл. от УРОВ		<u>17, 29</u>	13	6	6	Сигнал отключения от УРОВ
Внеш. защ. без АПВ		<u>17, 29</u>	14	7	7	Сигнал внешнего отключения без АПВ
Предохр. клапан		<u>17, 29</u>	4	4	4	Сигнал отключения от предохранительного клапана
Внеш. защ. с АПВ		<u>17, 29</u>				Сигнал внешнего отключения с АПВ
Откл. от ТЗНП Т2		<u>17, 29</u>				Сигнал отключения от ТЗНП соседнего трансформатора
QK включен		<u>17</u>				Сигнал включенного положения короткозамыкателя
QK отключен		<u>17</u>				Сигнал отключенного положения короткозамыкателя
Вывод АПВ		<u>19</u>				Сигнал Вывода АПВ
Ав. ШП		<u>20</u>				Сигнал аварии шинки питания

ТАБЛИЦА 7.1

Входной сигнал	ОСЦ	Схема	Подключени е по умолчанию			Описание
			№1	№2	№3	
Пружина		<u>20</u>		13	13	Сигнал отсутствия завода пружины
Т полюсов		<u>20</u>		14	14	Сигнал недопустимого снижения температуры полюсов выключателя
РПВ 2 ВН		<u>20</u>		10	10	Сигнал включенного положения выключателя ВН от второго электромагнита
Выбор Упод 1		<u>21</u>				Вход выбора уставки напряжения поддержания
Выбор Упод 2		<u>21</u>			37	Вход выбора уставки напряжения поддержания
Т масла РПН		<u>22, 31</u>			40	Сигнал недопустимого снижения температуры масла РПН
Уровень масла РПН		<u>22, 31</u>			39	Сигнал от устройства контроля уровня масла РПН
Запрет прибавить		<u>22, 24, 26</u>			41	Сигнал от концевого выключателя привода
Запрет убавить		<u>22, 24, 26</u>			42	Сигнал от концевого выключателя привода
Блок. РПН		<u>22</u>				Сигнал блокирования регулирования напряжения
Прибавить		<u>23</u>			34	Команда прибавить от ключа
Убавить		<u>23</u>			35	Команда убавить от ключа
Вывод АУ РПН		<u>23</u>			36	Сигнал вывода автоматического управления РПН
Перекл.		<u>24, 25, 26, 27</u>			38	Сигнал от привода о выполнении переключения
Программа 2		<u>28</u>	20	20	20	Сигнал установки программы 2 с дискретного входа
Программа 1		<u>28</u>				Сигнал установки программы 1 с дискретного входа
Съем сигнализации ДВ		<u>29</u>	19	19	19	Съем сигнализации с дискретного входа
На авар. сигн		<u>29</u>				Внешний сигнал на аварийную сигнализацию
Уровень масла		<u>30</u>	10			Сигнал от устройства контроля уровня масла трансформатора
Т масла сигнал		<u>30</u>				Критическая температура масла трансформатора
На пред. сигн		<u>30</u>				Внешний сигнал на предупредительную сигнализацию
Пуск осц. С		-				Сигнал пуска осциллографа в следящем режиме
Пуск осц. И		-				Сигнал пуска осциллографа в импульсном режиме
На пред. сигн. РПН		<u>31</u>				Внешний сигнал на предупредительную сигнализацию

7.4 Выходные сигналы

7.4.1 Настройка выходных сигналов заключается в их подключении к дискретным выходам устройства и светодиодам пульта. В случае необходимости выходные логические сигналы могут быть назначены для записи в осциллограммы и журнал событий

7.4.2 Подключение выходных логических сигналов алгоритмов к дискретным выходам выполняется во вкладке «Выходы» программного обеспечения KIWI в соответствии с тем, как это условно изображено на рисунке 7.10.

Существует два варианта подключения, определяющие режим работы выходов:

- прямое подключение (квадрат зеленого цвета) – срабатывание дискретного выхода происходит при появлении логического сигнала, возврат – при исчезновении сигнала;
- блинкерное подключение (квадрат зеленого цвета с буквой **Б**) – срабатывание дискретного выхода происходит при появлении логического сигнала, возврат осуществляется в ручном режиме путем съема сигнализации, при условии исчезновения логического сигнала, вызвавшего срабатывание.

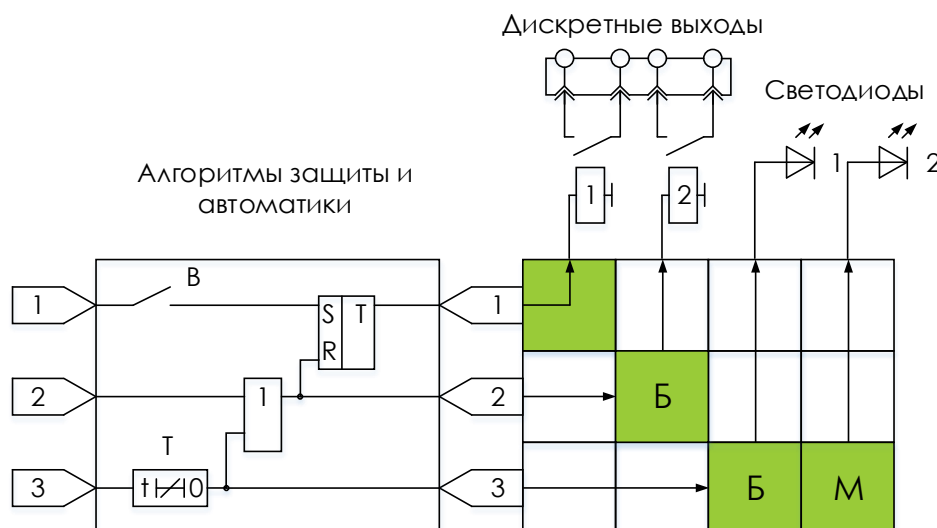


Рисунок 7.10 – Подключение дискретных выходов и светодиодов

7.4.3 Настройка работы светодиодов пульта выполняется аналогично п. 7.4.2. Доступны три варианта подключения: прямое, блинкерное и подключение с миганием (квадрат зеленого цвета с буквой **М** на рисунке 7.10), при котором светодиод мигает при наличии сигнала на логическом выходе.

При выборе блинкерного режима работу светодиодов дублируют электромагнитные индикаторы на лицевой панели пульта, обладающие энергонезависимой памятью сработавшего состояния.

7.4.4 Перечень выходных логических сигналов алгоритмов защиты и автоматики, доступных для настройки в программном обеспечении KIWI, приведен в таблице 7.2.

В графе «Осциллограмма» знаком  отмечены сигналы, назначенные для записи в осциллограммы на предприятии изготовителе. Программное обеспечение KIWI позволяет расширять список регистрируемых сигналов, но не позволяет изменять заводскую настройку списка регистрируемых осциллографом сигналов.

Запись сигналов, относящихся к функциям АУВ и АРКТ выполняется только в случае использования данных функций.

В графе «Подключение по умолчанию» приведены номера дискретных выходов и светодиодов, подключенных по умолчанию, для трех вариантов заводской настройки:

- вариант №1 - основная защита двухобмоточного трансформатора;
- вариант №2 - резервная защита двухобмоточного трансформатора и АУВ;
- вариант №3 - резервная защита двухобмоточного трансформатора, АУВ и АРКТ.

Наличие буквы «Б» означает блинкерное подключение дискретного выхода или светодиода, наличие буквы «М» - подключение светодиода с миганием.

Заводская настройка выходных сигналов любого из вариантов может быть изменена в процессе наладки устройства.

ТАБЛИЦА 7.2

Выходной сигнал		О С Ц	Подключение по умолчанию						Описание
			Выходы			Светодиоды			
№	Наименование		№1	№2	№3	№1	№2	№3	
1. Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ)									
1.1	ДТО А сраб.	🔒							Срабатывание ДТО по фазе А
1.2	ДТО В сраб.	🔒							Срабатывание ДТО по фазе В
1.3	ДТО С сраб.	🔒							Срабатывание ДТО по фазе С
1.4	ДТО сраб.					1Б			Обобщенный сигнал срабатывания ДТО
1.5	ДЗТ А пуск.	🔒							Пуск ДЗТ по фазе А
1.6	ДЗТ В пуск.	🔒							Пуск ДЗТ по фазе В
1.7	ДЗТ С пуск.	🔒							Пуск ДЗТ по фазе С
1.8	ДЗТ пуск								Обобщенный сигнал пуска ДЗТ
1.9	ДЗТ А сраб.	🔒							Срабатывание ДЗТ по фазе А
1.10	ДЗТ В сраб.	🔒							Срабатывание ДЗТ по фазе В
1.11	ДЗТ С сраб.	🔒							Срабатывание ДЗТ по фазе С
1.12	ДЗТ сраб.					2Б			Обобщенный сигнал срабатывания ДЗТ
1.13	ИПБ 2г А	🔒							Блокирование ДЗТ фазы А по 2 гармонике
1.14	ИПБ 2г В	🔒							Блокирование ДЗТ фазы В по 2 гармонике
1.15	ИПБ 2г С	🔒							Блокирование ДЗТ фазы С по 2 гармонике
1.16	ПБ 2г	🔒							Перекрестное блокирование ДЗТ по 2 гармонике
1.17	ИПБ 5г А	🔒							Блокирование ДЗТ фазы А по 5 гармонике
1.18	ИПБ 5г В	🔒							Блокирование ДЗТ фазы В по 5 гармонике
1.19	ИПБ 5г С	🔒							Блокирование ДЗТ фазы С по 5 гармонике
1.20	ПБ 5г	🔒							Перекрестное блокирование ДЗТ по 5 гармонике
1.21	Иторм доп А	🔒							Дополнительное торможение ДЗТ фазы А
1.22	Иторм доп В	🔒							Дополнительное торможение ДЗТ фазы В
1.23	Иторм доп С	🔒							Дополнительное торможение ДЗТ фазы С

2. Контроль цепей тока (КЦТ)									
2.1	НБ А сраб.								Сигнализации небаланса по фазе А
2.2	НБ В сраб.								Сигнализации небаланса по фазе В
2.3	НБ С сраб.								Сигнализации небаланса по фазе С
2.4	НБ сраб.					8Б			Сигнализация небаланса общая
2.5	НБ пуск								Пуск сигнализации небаланса
2.6	КЦТ А сраб.	🔒							Неисправность токовых цепей по фазе А
2.7	КЦТ В сраб.	🔒							Неисправность токовых цепей по фазе В
2.8	КЦТ С сраб.	🔒							Неисправность токовых цепей по фазе С
2.9	КЦТ сраб.					9Б			Неисправность токовых цепей
3. Токовая отсечка и максимальная токовая защита стороны ВН (ТО и МТЗ ВН)									
3.1	ТО ВН пуск	🔒							Пуск ТО ВН
3.2	ТО ВН сраб.					1Б	1Б		Срабатывание ТО ВН
3.3	МТЗ ВН сраб.					2Б	2Б		Срабатывание МТЗ ВН
3.4	МТЗ ВН пуск	🔒		14	14				Пуск МТЗ ВН
3.5	ПОН НН сраб.	🔒							Срабатывание ПОН МТЗ
3.6	Неиспр. ЦН	🔒				8Б	8Б		Неисправность цепей напряжения
3.7	Неиспр. ЦН пуск								Пуск неисправности цепей напряжения
4. Максимальная токовая защита стороны НН (МТЗ НН)									
4.1	МТЗ НН СВ сраб.								Срабатывание МТЗ НН на СВ НН
4.2	МТЗ НН Т сраб.					3Б	3Б		Срабатывание МТЗ НН на выключатель ВН
4.3	МТЗ НН ВВ сраб.					9Б	9Б		Срабатывание МТЗ НН на ВВ НН
4.4	МТЗ НН пуск	🔒							Пуск МТЗ НН
5. Защита от перегрузки (ЗП)									
5.1	Перегрузка	🔒				4Б	4Б		Срабатывание сигнализации перегрузки
5.2	Перегрузка пуск	🔒							Пуск сигнализации перегрузки
5.3	Перегрузка на откл.								Срабатывание перегрузки на отключение
5.4	Разгрузка 1		12						Срабатывание первой очереди разгрузки
5.5	Разгрузка 2								Срабатывание второй очереди разгрузки
6. Логическая защита шин и трансформатора (ЛЗШ, ЛЗТ)									
6.1	ЛЗШ сраб.	🔒							Срабатывание ЛЗШ
6.2	ЛЗШ неисправ.	🔒							Неисправность цепей ЛЗШ
6.3	ЛЗТ сраб.	🔒							Срабатывание ЛЗТ
7. Защита от дуговых замыканий на стороне НН (ЗДЗ)									
7.1	ЗДЗ пуск по I	🔒							Пуск ЗДЗ по току
7.2	ЗДЗ сраб.	🔒				5Б	5Б		Срабатывание ЗДЗ
7.3	ЗДЗ неисправ.	🔒							Неисправность датчика ЗДЗ

8. Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП)									
8.1	ТЗОП ВН сраб.								Срабатывание ТЗОП ВН
8.2	ТЗОП ВН пуск	🔒							Пуск ТЗОП ВН
8.3	ТЗОП НН Т сраб.								Срабатывание ТЗОП НН на выключатель ВН
8.4	ТЗОП НН ВВ сраб.								Срабатывание ТЗОП НН на ВВ НН
8.5	ТЗОП НН пуск	🔒							Пуск ТЗОП НН
9. Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)									
9.1	ТЗНП на Т2								Срабатывание ТЗНП на отключение соседнего трансформатора
9.2	ТЗНП на СВ								Срабатывание ТЗНП на отключение СВ ВН
9.3	ТЗНП на ВН								Срабатывание ТЗНП на отключение ВН
9.4	ТЗНП на Т								Срабатывание ТЗНП на отключение трансформатора со всех сторон
9.5	ТЗНП пуск	🔒							Пуск ТЗНП
10. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)									
10.1	ОЗЗ пуск	🔒							Пуск ОЗЗ
10.2	ОЗЗ сраб.	🔒							Срабатывание ОЗЗ на сигнализацию
10.3	ОЗЗ на откл.	🔒							Срабатывание ОЗЗ на отключение
11. Газовая защита трансформатора и РПН (ГЗ)									
11.1	ГЗ Т 1 сраб.	🔒	10			3Б	6Б	6Б	Срабатывание первой ступени ГЗ Т
11.2	ГЗ Т 1 неиспр.	🔒							Снижение изоляции цепей первой ступени ГЗ
11.3	ГЗ Т 2 сраб.	🔒				4Б	6Б	6Б	Срабатывание второй ступени ГЗ Т
11.4	ГЗ Т 2 неиспр.	🔒							Снижение изоляции цепей второй ступени ГЗ
11.5	ГЗ РПН сраб.	🔒				5Б	6Б	6Б	Срабатывание ГЗ РПН
11.6	ГЗ РПН неиспр.	🔒							Снижение изоляции цепей ГЗ РПН
11.7	ГЗ на откл.	🔒	11						Срабатывание ГЗ на отключение
11.8	ГЗ неисправность	🔒							Исчезновение питания цепей ГЗ
12. Пуск охлаждения и защита от потери охлаждения (ПО, ЗПО)									
12.1	Высокая Т масла		21						Высокая температура масла
12.2	Пуск. охл. 1		13			10			Пуск охлаждения первой ступени
12.3	Пуск. охл. 2		14			11			Пуск охлаждения второй ступени
12.4	Пуск. охл. 3		15			12			Пуск охлаждения третьей ступени
12.5	ЗПО пуск	🔒				13 М			Пуск ЗПО
12.6	ЗПО 1 сраб.	🔒							Срабатывание 1 ступени ЗПО
12.7	ЗПО 2 сраб.	🔒							Срабатывание 2 ступени ЗПО
12.8	ЗПО 3 сраб.	🔒							Срабатывание 3 ступени ЗПО
12.9	ЗПО 4 сраб.	🔒							Срабатывание 4 ступени ЗПО
12.10	ЗПО на откл.	🔒				6Б			Срабатывание ЗПО на отключение

13. Диагностика элегазового оборудования (SF6)									
13.1	PT SF6 блок.								Реле тока блокирования отключения при потере элегаза
13.2	SF6 Q на откл.					7Б	7Б	7Б	Автоматическое отключение при потере элегаза выключателя
13.3	Блок. откл. по SF6					14 М	10 М	10 М	Сигнал блокирования отключения при потере элегаза
13.4	Потеря SF6 Q						11 Б	11 Б	Потеря элегаза выключателя
13.5	Потеря SF6 ТТ								Потеря элегаза ТТ
13.6	SF6 ТТ на откл.					7Б	7Б	7Б	Автоматическое отключение при потере элегаза ТТ
14. УРОВ									
14.1	УРОВ на себя								Срабатывание УРОВ на отключение собственного выключателя
14.2	УРОВ сраб.			8	8		12 Б	12 Б	Срабатывание УРОВ
14.3	РТ УРОВ								Срабатывание реле контроля тока
14.4	Нет токов								Отсутствие токов ВН и короткозамыкателя
14.5	РТ QK								Срабатывание реле тока короткозамыкателя
15. Оперативное управление (ОУ)									
15.1	Оперативное вкл.								Сигнал оперативного включения
15.2	Оперативное откл.								Сигнал оперативного отключения
15.3	Упр. по ДВ								Режим управления с дискретных входов
15.4	Упр. по АСУ								Режим управления из АСУ
15.5	Упр. с ПУ								Режим управления с пульта
15.6	АУВ выведена								Сигнализация выведенного состояния АУВ
16. Включение									
16.1	Вкл. На ВН								Сигнал на включение
16.2	Включить			3	3				Сигнал на реле включения
16.3	Вкл. заблокировано								Сигнал заблокированного состояния операции включения
17. Отключение									
17.1	Откл. на Т2								Сигнал отключения с АПВ соседнего трансформатора
17.2	Откл. на СВ ВН			9, 15	9, 15				Сигнал отключения на СВ ВН
17.3	Откл. на СВ НН								Сигнал отключения на СВ НН
17.4	Откл. на ВВ НН		7						Сигнал отключения на ВВ ВН
17.5	Откл. НН без АВР			13	13				Сигнал отключения на ВВ НН с запретом АВР
17.6	Откл. НН с АВР		6	12	12				Сигнал отключения на ВВ НН с АВР
17.7	Запрет АПВ от защ.								Запрет АПВ при срабатывании защит трансформатора

17.8	Сраб. защ. Т			6, 7, 11	6, 7, 11			Срабатывание защит трансформатора
17.9	Откл. на ВН							Отключение на выключатель стороны ВН
17.10	Отключить		1, 2, 4	1, 2	1, 2			Отключение на выключатель стороны ВН (сигнал на реле)
17.11	УРОК сраб.							Сигнал срабатывания УРОК
17.12	Откл. отделитель							Сигнал отключения отделителя
17.13	Защ. ЭВ ЭО 1			4	4			Команда на расцепитель в цепи ЭВ, ЭО 1
17.14	Защ. ЭО 2			5	5			Команда на расцепитель в цепи ЭО 2
17.15	ДТ ЭО							Сигнал от датчиков тока ЭО 1 и ЭО 2
18. Аварийное отключение								
18.1	Аварийное откл.			21	21			Сигнал аварийного отключения выключателя
18.2	НС							Сигнал несоответствия
19. Автоматическое повторное включение (АПВ)								
19.1	Работа АПВ 1							Работа первого цикла АПВ
19.2	АПВ 1 сраб.							Срабатывание первого цикла АПВ
19.3	АПВ 1 пуск					13 М	13 М	Пуск первого цикла АПВ
19.4	Разрешение АПВ							Разрешение АПВ
19.5	АПВ 1 неуспешное							Неуспешный первый цикл АПВ
19.6	АПВ 1 успешное							Успешный первый цикл АПВ
19.7	Работа АПВ 2							Работа цикла АПВ 2
19.8	АПВ 2 сраб.							Срабатывание АПВ 2
19.9	АПВ 2 пуск							Пуск АПВ 2
19.10	АПВ 2 неуспешное							Неуспешный второй цикл АПВ
19.11	АПВ 2 успешное							Успешный второй цикл АПВ
20. Диагностика выключателя и цепей управления (Диагностика ЦУ)								
20.1	Неиспр. выкл.			22	22	14 Б	14 Б	Сигнал неисправности выключателя или цепей управления
20.2	Авария ШП							Сигнализация авария шинки питания
20.3	Пруж. не заведена							Сигнализация отсутствия завода пружины
20.4	Низкая Т полюсов							Сигнализация низкой температуры полюсов
20.5	Выкл. не готов							Обобщенный сигнал неготовности выключателя
20.6	Неиспр. ЦУ							Сигнал неисправности цепей управления
20.7	Неуспешн. вкл.							Сигнал неуспешной попытки включения
20.8	Неуспешн. откл.							Сигнал неуспешной попытки отключения

21. Контроль параметров для РПН									
21.1	РПН перегрузка								Сигнал перегрузки РПН по току
21.2	РПН под нагр.								Сигнал работы РПН под нагрузкой
21.3	РПН блок. по U								Сигнал блокирования РПН по U
21.4	РПН блок. по U2								Сигнал блокирования РПН по U2
21.5	РПН блок. по 3U0								Сигнал блокирования РПН по 3U0
21.6	РПН перенапр								Сигнал перенапряжения в сети
21.7	U высокое								Сигнал повышенного напряжения
21.8	U низкое								Сигнал пониженного напряжения
21.9	U поддержания 1								Выбор уставки поддержания Uподд 1
21.10	U поддержания 2								Выбор уставки поддержания Uподд 2
21.11	U поддержания 3								Выбор уставки поддержания Uподд 3
21.12	U поддержания 4								Выбор уставки поддержания Uподд 4
22. Блокирование РПН									
22.1	Блок. прибавить								Сигнал блокирования команды прибавить
22.2	РПН блокирован				26				Сигнал блокирования регулирования РПН
22.3	Блок. убавить								Сигнал блокирования команды убавить
23. Режимы РПН									
23.1	ОУ Прибавить								Оперативная команда прибавить
23.2	ОУ Убавить								Оперативная команда убавить
23.3	ОУ РПН по ДВ								Режим управления РПН с дискретных входов
23.4	ОУ РПН по АСУ								Режим управления РПН по АСУ
23.5	ОУ РПН с ПУ								Режим управления РПН с ПУ
23.6	АУ РПН								Автоматический режим управления РПН
23.7	АУ Прибавить								Команда прибавить автоматическая
23.8	АУ Убавить								Команда убавить автоматическая
24. Управление РПН									
24.1	РПН прибавить				23				Команда прибавить на реле
24.2	РПН убавить				24				Команда убавить на реле
25. Положение РПН									
25.1	Нотп неверный								Сигнализация неверно рассчитанного положения РПН
25.2	Ступень блок.								Сигнализация прохождения заблокированной ступени
26. Ресурс РПН									
26.1	РПН ресурс								Сигнал снижения ресурса РПН

27. Диагностика РПН									
27.1	РПН не пошел	🔒							Сигнализация отказа РПН
27.2	РПН побежал	🔒							Сигнализация самохода РПН
27.3	Питание ПМ	🔒			25				Команда отключения питания привода РПН
27.4	РПН застрял	🔒							Сигнализация длительного переключения РПН
27.5	Неиспр. РПН	🔒							Обобщенный сигнал неисправности РПН
28. Смена программ уставок									
28.1	Пр. уставок 2	🔒							Действует вторая программа уставок
28.2	Пр. уставок 1	🔒							Действует первая программа уставок
28.3	Пр. уст. по ДВ								Режим смены программы уставок с дискретных входов
28.4	Пр. уст. из АСУ								Режим смены программы уставок из АСУ
28.5	Пр. уст. с ПУ								Режим смены программы уставок с пульта
28.6	Пуск защит								Обобщенный сигнал пуска защит блока
28.7	Блок. смены. пр. уст.								Сигнал блокирования смены программы уставок
29. Аварийная сигнализация									
29.1	Аварийная сигн.			18	18				Аварийная сигнализация
29.2	Съем сигнализации								Сигнал съема сигнализации
29.3	Авария								Сигнал аварийного отключения выключателя
29.4	ДТО отключение								Сигнализация отключения от ДТО
29.5	ДЗТ отключение								Сигнализация отключения от ДЗТ
29.6	ТО ВН отключение								Сигнализация отключения от ТО ВН
29.7	МТЗ ВН отключение								Сигнализация отключения от МТЗ ВН
29.8	МТЗ НН откл. на Т								Сигнализация отключения от МТЗ НН
29.9	Перегрузка откл.	🔒							Сигнализация отключения от Перегрузки
29.10	ЛЗТ отключение								Сигнализация отключения от ЛЗТ
29.11	ЗДЗ отключение								Сигнализация отключения от ЗДЗ
29.12	ТЗОП ВН отключение								Сигнализация отключения от ТЗОП ВН
29.13	ТЗОП НН отключение								Сигнализация отключения от ТЗОП НН
29.14	ТЗНП откл. на ВН								Сигнализация отключения ВН от ТЗНП
29.15	ТЗНП откл. на Т								Сигнализация отключения от ТЗНП
29.16	ОЗЗ отключение								Сигнализация отключения от ОЗЗ
29.17	ГЗ Т1 отключение								Сигнализация отключения от ГЗ 1
29.18	ГЗ Т2 отключение								Сигнализация отключения от ГЗ 2
29.19	ГЗ РПН отключение								Сигнализация отключения от ГЗ РПН
29.20	ЗПО отключение								Сигнализация отключения от ЗПО

29.21	УРОВ на себя сраб.							Сигнализация отключения от УРОВ на себя
29.22	SF6 ТТ отключение							Сигнализация отключения от SF6 ТТ
29.23	SF6 Q отключение							Сигнализация отключения от SF6 Q
29.24	Внеш. осн. защиты							Сигнализация отключения от основной защиты
29.25	Внеш. УРОВ							Сигнализация отключения от УРОВ
29.26	Внеш. откл. без АПВ							Сигнализация внешнего отключения без АПВ
29.27	Внеш. откл. с АПВ							Сигнализация внешнего отключения с АПВ
29.28	Внеш. пред. клапан							Сигнализация отключения по сигналу от предохранительного клапана
29.29	Внеш. ТЗНП							Сигнализация отключения от ТЗНП параллельного трансформатора
29.30	Авар. сигн. доп.							Сигнализация отключения, настраиваемая пользователем

30. Предупредительная сигнализация

30.1	Предупр. сигн.	19	19	19				Предупредительная сигнализация
30.2	Небаланс токов							Сигнализация небаланса токов сторон
30.3	Неиспр. цепей тока							Сигнализация неисправности цепей тока
30.4	Неиспр. цепей напр.							Сигнализация неисправности цепей напряжения
30.5	МТЗ НН откл. на СВ							Сигнализация отключения СВ НН от МТЗ НН
30.6	МТЗ НН откл. на ВВ							Сигнализация отключения ВВ НН от МТЗ НН
30.7	Перегрузка сигнал							Сигнализация перегрузки трансформатора
30.8	ЛЗШ откл. на ВВ							Сигнализация отключения ВВ НН от ЛЗШ
30.9	ЛЗШ неисправность							Сигнализация неисправности ЛЗШ
30.10	ЗДЗ неисправность							Сигнализация неисправности ЗДЗ
30.11	ТЗОП НН откл на ВВ							Сигнализация отключения ВВ НН от ТЗОП НН
30.12	ТЗНП откл. на Т2							Сигнализация отключения Т2 от ТЗНП
30.13	ТЗНП откл. на СВ							Сигнализация отключения СВ ВН от ТЗНП
30.14	ОЗЗ сигнал							Сигнализация ОЗЗ
30.15	ГЗ Т1 сигнал							Сигнализация ГЗ 1
30.16	ГЗ Т2 сигнал							Сигнализация ГЗ 2
30.17	ГЗ РПН сигнал							Сигнализация ГЗ РПН
30.18	ГЗ Т1 неисправ.							Сигнализация неисправности ГЗ 1
30.19	ГЗ Т2 неисправ.							Сигнализация неисправности ГЗ 2
30.20	ГЗ РПН неисправ.							Сигнализация неисправности ГЗ РПН
30.21	ГЗ неисправ. пит.							Сигнализация неисправности питания ГЗ
30.22	УРОВ							Сигнализация срабатывания УРОВ

30.23	Откл. на АВ ЭВ ЭО1							Сигнализация срабатывания защиты ЭВ ЭО1
30.24	Откл. на АВ ЭО2							Сигнализация срабатывания защиты ЭО2
30.25	УРОК							Сигнализация срабатывания УРОК
30.26	Выключатель неиспр.							Сигнализация неисправности выключателя
30.27	ШП неисправ.							Сигнализация аварии шинки питания
30.28	Пружина не заведена							Сигнализация отсутствия завода пружины
30.29	Т полюсов низкая							Сигнализация низкой температуры полюсов
30.30	Цепи управл. неиспр							Сигнализация неисправности цепей управления
30.31	Вкл. неуспешное							Сигнализация неуспешного включения
30.32	Откл. неуспешное							Сигнализация неуспешного отключения
30.33	SF6 Q сигнал							Сигнализация снижения элегаза выключателя 1 степени
30.34	SF6 Q авария							Сигнализация снижения элегаза выключателя 2 степени
30.35	SF6 ТТ сигнал							Сигнализация снижения элегаза ТТ 1 степени
30.36	SF6 ТТ авария							Сигнализация снижения элегаза ТТ 2 степени
30.37	Масло - уровень	22						Сигнализация снижения уровня масла трансформатора
30.38	Масло - температура							Сигнализация повышения температуры масла трансформатора
30.39	Предупр. сигн. доп.							Предупредительная сигнализация, настраиваемая пользователем
30.40	Алтей неисправен							Сигнализация неисправности Алтей
31. Предупредительная сигнализация РПН								
31.1	Предупр. сигн. РПН							Предупредительная сигнализация РПН
31.2	РПН - Блокирован							Сигнализация заблокированного управления РПН
31.3	РПН - Темпер. масла							Сигнализация недопустимо низкой температуры масла в баке РПН
31.4	РПН - Уровень масла							Сигнализация недопустимо низкого уровня масла в баке РПН
31.5	РПН - Перенапряжение							Сигнализация перенапряжения в сети
31.6	РПН - Нотп неверный							Сигнализация неверно определенного положения устройства РПН
31.7	РПН - Ресурс							Снижение ресурса РПН
31.8	РПН - "Не пошел"							Сигнализация неисправности устройства РПН

31.9	РПН - "Побежал"							Сигнализация неисправности устройства РПН
31.10	РПН - "Застрял"							Сигнализация неисправности устройства РПН
31.11	РПН - Неисправность							Сигнализация неисправности устройства РПН
31.12	Предупр. сигн. РПН доп.							Предупредительная сигнализация, настраиваемая пользователем

7.5 Гибкая логика

7.5.1 Программное обеспечение «KIWI» позволяет создавать дополнительную гибкую логику в процессе настройки устройства. При этом могут быть использованы:

- дискретные входы и выходы устройства;
- пусковые органы (в соответствии с п. 32 таблицы 7.4);
- логические входные и выходные сигналы базовой логики;
- различные логические элементы и выдержки времени;
- сигналы GOOSE-потока;
- элементы индикации пульта управления и пр.

Набор пусковых органов гибкой логики, в том числе, обеспечивает возможность создания до четырех ступеней направленной/ненаправленной максимальной токовой защиты стороны ВН с возможностью блокирования защиты при броске тока намагничивания силового трансформатора. Каждая ступень может быть выбрана с независимой или зависимой от величины тока выдержкой времени.

7.5.2 Реле направления мощности (далее – РНМ) фаз А, В и С включены по 90-градусной схеме (на приведенные токи стороны ВН (3.1.5.1) и линейные напряжения) с регулируемой уставкой угла максимальной чувствительности «ФМЧ» (рисунок 7.11).

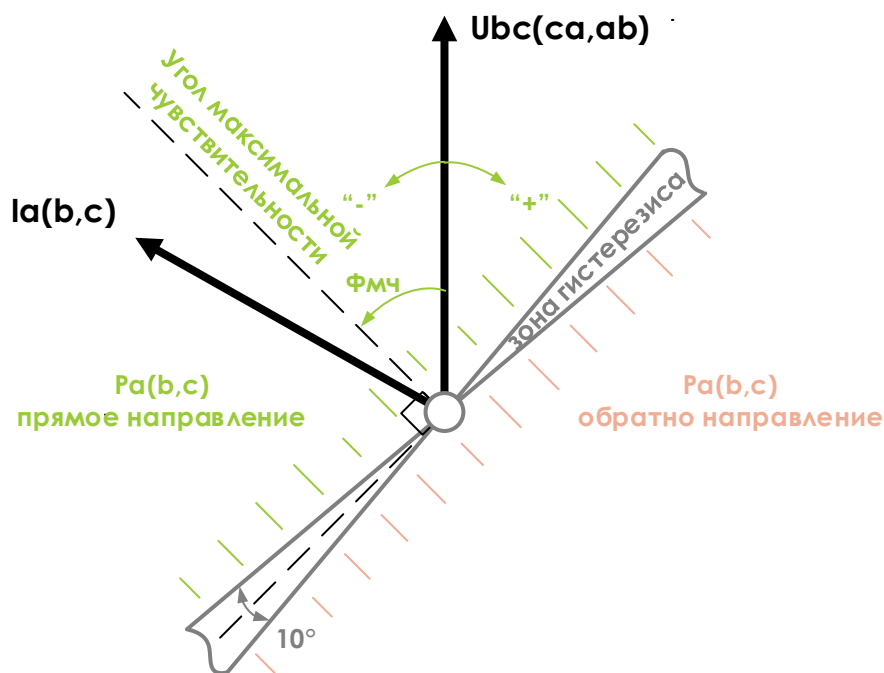


Рисунок 7.11 – Реле направления мощности

Реле формируют достоверный признак прямого или обратного направления мощности при одновременном выполнении следующих условий:

- значение приведенного фазного тока стороны ВН (3.1.5.1), «подводимого» к реле, превосходит уставку тока точной работы РНМ, равную 10% от номинального тока выбранного диапазона измерения (5 А или 1А);

- значение линейного напряжения, «подводимого» к реле, превосходит уставку напряжения точной работы РНМ, равную 3 В, либо выполняется работа по контуру памяти.

Для работы РНМ при близких коротких замыканиях (далее – КЗ), сопровождающихся снижением напряжения ниже 3 В, предусмотрена работа по запомненному напряжению (контур памяти).

В случае снижения линейного напряжения ниже 3 В и готовности контура памяти к РНМ подводится напряжение с фазой режима, предшествующего снижению напряжения. Контур памяти готов к работе при условии наличия напряжения не менее 10 В в течение не менее 60 мс.

Работа по запомненному напряжению выполняется в течение 200 мс, после чего состояние реле сопротивления фиксируется до момента отключения выключателя, определяемого по снижению значения тока ниже уставки тока точной работы РНМ, или момента восстановления напряжения выше значения напряжения точной работы РНМ.

7.5.3 Зависимые от величины тока выдержки времени гибкой логики работают по максимальному из приведенных токов стороны ВН (3.1.5.1). Тип ВТХ определяется уставками «ВТХ мтз 1» - «ВТХ мтз 4» согласно таблице 7.3.

ТАБЛИЦА 7.3

ВТХ мтз	Тип	Время срабатывания Т, с
0	IEC 60255-151-2014 «Нормально инверсная»	$T = \frac{0,14 \cdot k_{\text{ВТХ}}}{I/I_{\text{МТЗ}}^{0,02} - 1} + T_{\text{ВТХ}}$
1	IEC 60255-151-2014 «Сильно инверсная»	$T = \frac{13,5 \cdot k_{\text{ВТХ}}}{I/I_{\text{МТЗ}} - 1} + T_{\text{ВТХ}}$
2	IEC 60255-151-2014 «Чрезвычайно инверсная»	$T = \frac{80 \cdot k_{\text{ВТХ}}}{I/I_{\text{МТЗ}}^2 - 1} + T_{\text{ВТХ}}$
3	Аналог реле РТВ-1 «Крутая»	$T = \frac{1}{30 \cdot (I/I_{\text{МТЗ}} - 1)^3} + T_{\text{ВТХ}}$
4	Аналог реле РТ-80 «Пологая»	$T = \frac{1}{20 \cdot ((I/I_{\text{МТЗ}} - 1)/6)^{1,8}} + T_{\text{ВТХ}}$

Примечания: $k_{\text{ВТХ}}$, $I_{\text{МТЗ}}$, $T_{\text{ВТХ}}$ – уставки соответствующей ступени защиты.

При вводе в работу ВТХ 1 – ВТХ 4 пуск соответствующей ступени защиты выполняется при срабатывании пусковых органов ПО IфВН макс 1 - ПО IфВН макс 4.

Минимальное время ВТХ ограничено на уровне выдержки, соответствующей 20-кратному превышению тока над величиной уставки срабатывания.

Уставка $T_{\text{ВТХ}}$ не описана в стандарте IEC 60255-151-2014 и по умолчанию имеет нулевое значение. Она может быть использована для гарантированного согласования защит при больших значениях тока срабатывания.

7.5.4 Вариант №1 базовой конфигурации устройства (7.1.3) содержит дополнительную гибкую логику в соответствии с рисунком 7.12.

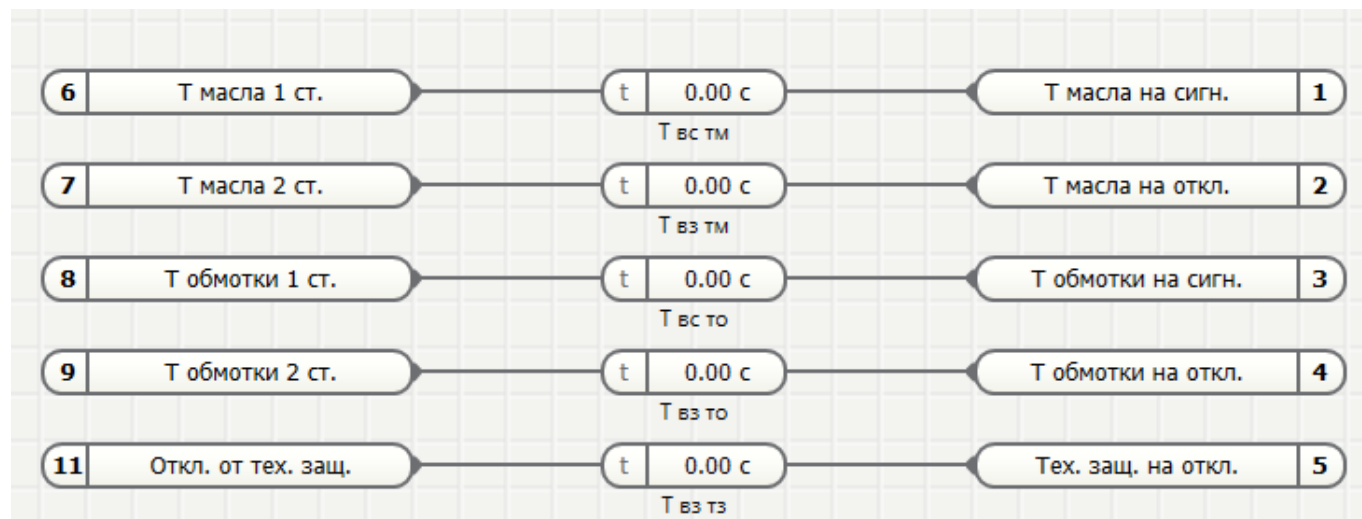


Рисунок 7.12 – Пример алгоритма гибкой логики из конфигурации №1

7.5.5 Наименование дискретных входов №6, 7, 8, 9 и 11 в файле конфигурации соответствует указанному на рисунке 7.12.

Дискретный вход	Название сигнала
6	T масла 1 ст
7	T масла 2 ст
8	T обмотки 1 ст
9	T обмотки 2 ст
11	Откл. от тех. защ.

7.5.6 Выходные сигналы гибкой логики подключены к входным логическим сигналам устройства на вкладке «ВХОДЫ» программы «KIWI» (рисунок 7.13):

- «T масла на откл.», «T обмотки на откл.» и «Тех. защ. на откл.» - к логическому входу «Внеш. защ. без АПВ», вызывающему срабатывание устройства на отключение выключателей сторон трансформатора без пуска АПВ;
- «T масла на сигн.» и «T обмотки на сигн.» - к логическому входу «На пред. сигн.», вызывающему срабатывание предупредительной сигнализации.

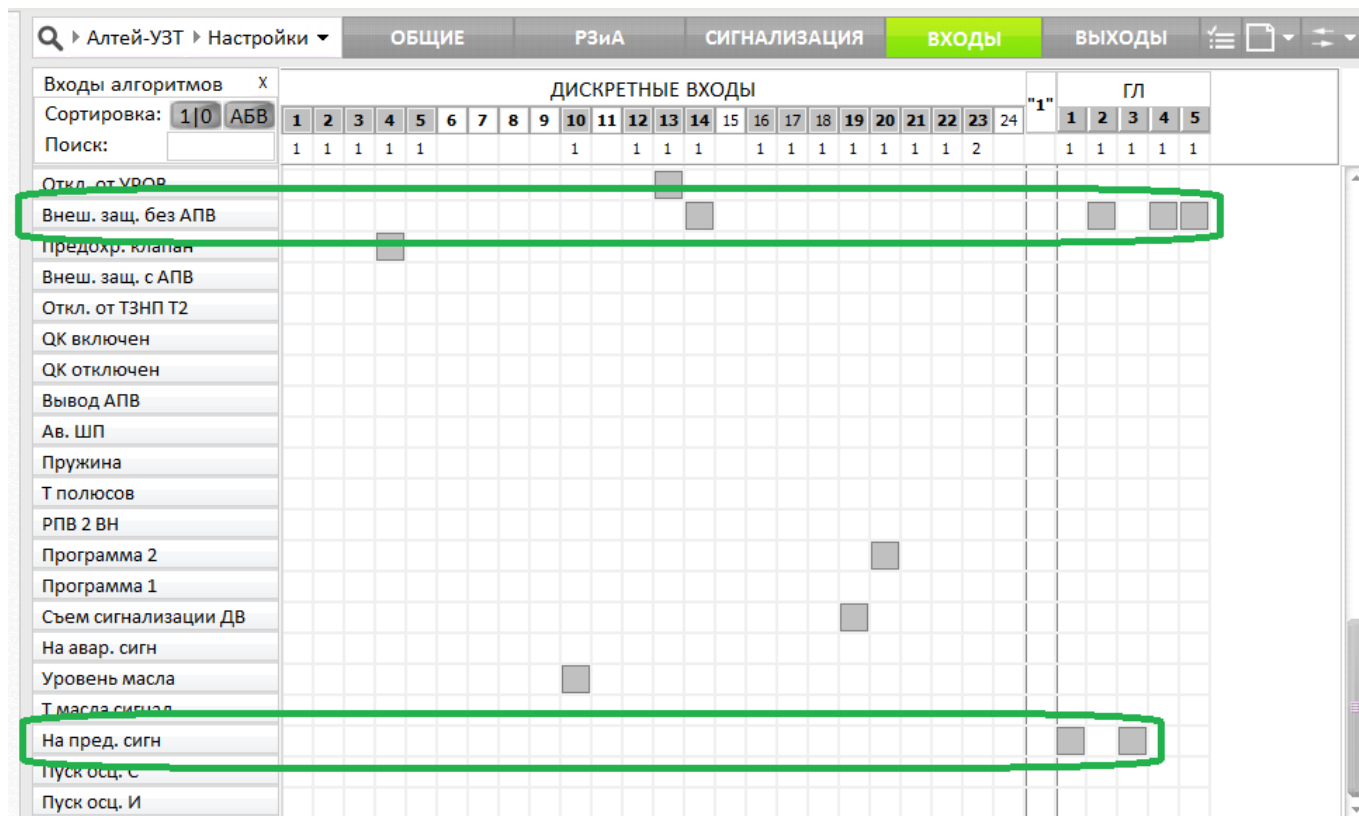


Рисунок 7.13 – Пример назначения выходов гибкой логики на логические входы базовой логики

7.5.7 Выходные сигналы гибкой логики назначены на запись в осциллограмму и формирование сообщений в журнал событий на вкладке «ВХОДЫ» программы «KIWI» (рисунок 7.14).

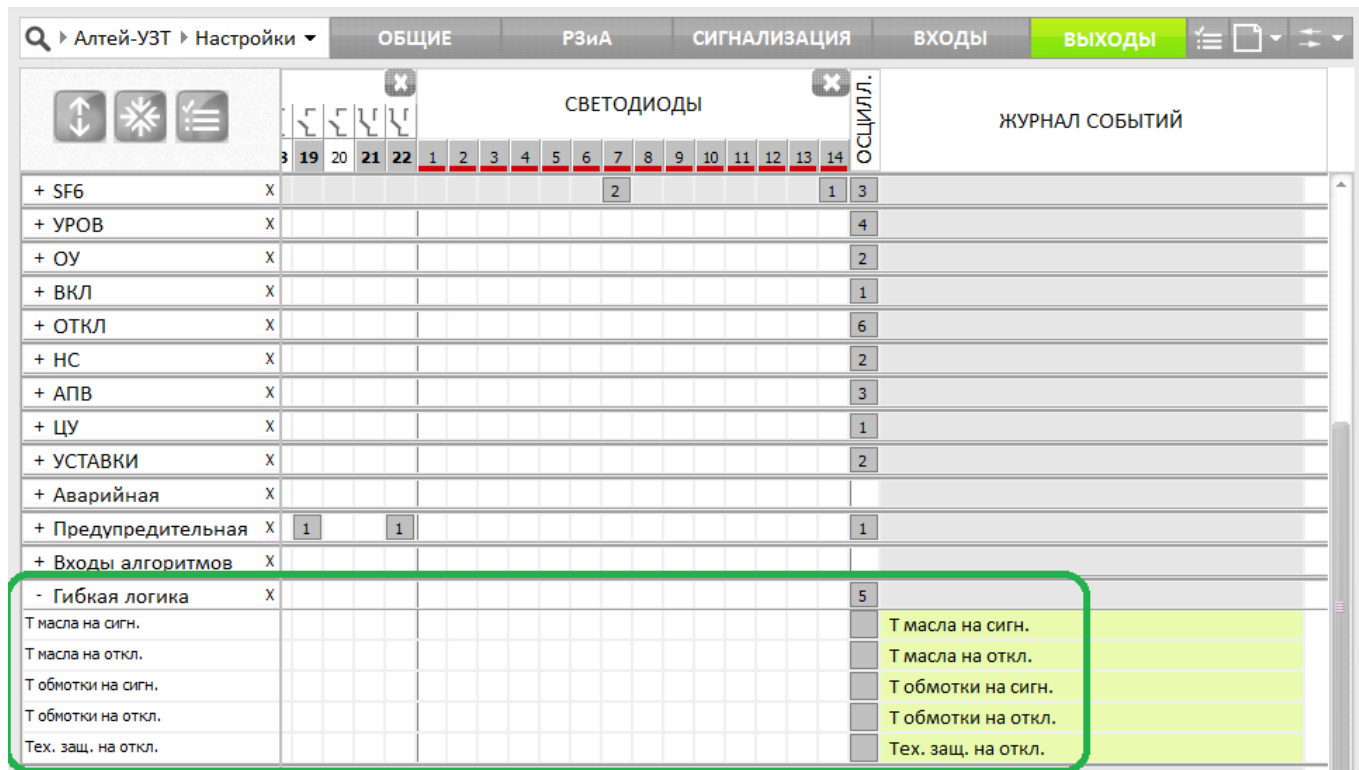


Рисунок 7.14 – Пример назначения выходов гибкой логики на запись в осциллограмму и журнал событий

7.6 Уставки

7.6.1 Перечень уставок алгоритмов защиты и автоматики приведен в таблице 7.4.

В устройстве предусмотрены две программы для всех уставок, за исключением уставок из групп «Параметры защищаемого трансформатора» и «Коэффициенты трансформации». Начальные значения, приведенные в таблице, одинаковы для обеих программ уставок.

7.6.2 Уставки из раздела «Параметры защищаемого трансформатора» следует задавать в первичных величинах.

Уставки из раздела ДТО, ДЗТ и КЦТ следует задавать в безразмерных величинах относительно номинального тока защищаемого объекта.

В остальных случаях, если отдельно не оговорено, задание уставок следует выполнять во вторичных величинах.

ТАБЛИЦА 7.4

Уставка		Значение					Описание
		Начальное	Мин.	Макс.	Шаг	коэф возвр	
Параметры защищаемого объекта							
Объект	-	0	0	2	1	-	Тип защищаемого объекта (0 – трансформатор, 1 – реактор, 2 - линия)
Схема ВН	-	0	0 или 1			-	Схема соединений обмоток стороны ВН (0 – звезда, 1 – треугольник)
Схема НН	-	1	0 или 1			-	Схема соединений обмоток стороны НН (0 – звезда, 1 – треугольник)
Группа	-	11	0, 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11			-	Группа соединения обмоток
Sn	кВА	6 300	1 000	1 000 000	1	-	Номинальная мощность трансформатора
Un ВН	кВ	115	0,4	242	0,1	-	Номинальное напряжение стороны ВН
Un НН	кВ	6,6	0,4	242	0,1	-	Номинальное напряжение стороны НН
In	А	1 000	100	4 000	1	-	Номинальный ток линии/реактора
Коэффициенты трансформации							
In ТТ ВН п	А	100	1	20 000	1	-	Номинальный первичный ток ТТ ВН
In ТТ НН п	А	600	1	20 000	1	-	Номинальный первичный ток ТТ НН
In ТТ 3I0 п	А	5	1	20 000	1	-	Номинальный первичный ток ТТ, подключаемого к универсальному входу
In ТТ ВН в	А	5	1 или 5			-	Номинальный вторичный ток ТТ ВН
In ТТ НН в	А	5	1 или 5			-	Номинальный вторичный ток ТТ НН
In ТТ 3I0 в	А	5	1 или 5			-	Номинальный вторичный ток ТТ, подключаемого к универсальному входу
Un ТН НН п	В	6 000	3 000	220 000	1	-	Номинальное первичное напряжение ТН НН
Un ТН НН в	В	100	100		-	-	Номинальное вторичное напряжение основной обмотки ТН НН
Un ТН НН доп	В	100/√3	100/√3 или 100/3		-	-	Номинальное вторичное напряжение фильтра нулевой последовательности ТН НН

ТАБЛИЦА 7.4

Уставка		Значение					Описание
		Начальное	Мин.	Макс.	Шаг	коэф возвр	
1. Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ)							
B001	-	0	0 или 1			-	ДТО (0–выведена/1–введена)
I _{ДТО}	о.е.	5	3	20	0,01	0,9	Ток срабатывания ДТО
B002	-	0	0 или 1			-	ДЗТ (0–выведена/1–введена)
I _{ДЗТ}	о.е.	0,3	0,2	1,5	0,01	0,9	Начальный ток срабатывания ДЗТ
I _{ДЗТ г}	о.е.	1	0,2	1,5	0,01	0,9	Начальный ток срабатывания ДЗТ грубого органа
I _{торм1}	о.е.	0,5	0,5	1,5	0,01	-	Ток начала торможения первого участка ДЗТ
k _{торм1}	-	0,4	0,2	0,7	0,01	-	Коэффициент торможения первого участка ДЗТ
I _{торм2}	о.е.	1,5	1	3	0,01	-	Ток начала торможения второго участка ДЗТ
k _{торм2}	-	0,6	0,4	1,5	0,01	-	Коэффициент торможения второго участка ДЗТ
ИПБ 2г	о.е.	0,15	0,1	0,4	0,01	1	Уставка отношения дифференциального тока 2 гармоники к дифференциальному току 1 гармоники
T _{ДЗТ}	с	0	0	0,1	0,01	-	Задержка на срабатывание ДЗТ
B003	-	0	0 или 1			-	Перекрестное блокирование по 2 гармонике (0–выведено/1–введено)
Tпб 2г	с	1	0	4	0,01	-	Максимальная длительность перекрестного блокирования по 2 гармонике
B004	-	0	0 или 1			-	Блокирование по 5 гармонике (0–выведено/1–введено)
ИПБ 5г	о.е.	0,3	0,1	0,4	0,01	1	Уставка отношения дифференциального тока 5 гармоники к дифференциальному току 1 гармоники
B005	-	0	0 или 1			-	Перекрестное блокирование по 5 гармонике (0–выведено/1–введено)
Tпб 5г	с	1	0	4	0,01	-	Максимальная длительность перекрестного блокирования по 5 гармонике
B006	-	0	0 или 1			-	КЦТ на заглубление ДЗТ (0–выведено/1–введено)
B007	-	0	0 или 1			-	КЦТ на вывод ДЗТ (0–выведено/1–введено)
I _{насыщ}	о.е.	2	1	4	0,01	1	Кратность насыщения ТТ
B008	-	0	0 или 1			-	Перевод ДЗТ на работу по мгновенным значениям (0–выведено/1–введено)
Kбезусл	-	1,80	1,40	1,90	0,01	-	Коэффициент торможения зоны безусловного срабатывания

2. Контроль цепей тока (КЦТ)							
ИнБ	о.е.	0,2	0,1	1	0,01	0,9	Ток срабатывания сигнализации небаланса
ТнБ	с	5	0,1	10	0,01	-	Задержка сигнализации небаланса
В010	-	1	0 или 1			-	Сигнализация небаланса (0–выведена/1–введена)
В011	-	1	0 или 1			-	КЦТ (0–выведен/1–введен)
3. Токовая отсечка и максимальная токовая защита стороны ВН (ТО и МТЗ ВН)							
В1000	-	1	0 или 1			-	Удаление нулевой последовательности (0–выведено/1–введено)
В101	-	0	0 или 1			-	ТО (0–выведена/1–введена)
Іто ВН	А	5	1	400	0,01	0,95	Ток срабатывания ТО ВН
Тто ВН	с	0	0	1	0,01	-	Задержка на срабатывание ТО ВН
В102	-	0	0 или 1			-	МТЗ ВН (0–выведена/1–введена)
Імтз ВН	А	5	0,1	100	0,01	0,95	Ток срабатывания МТЗ ВН
Тмтз ВН	с	1	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание МТЗ ВН
В103	-	0	0 или 1			-	Контроль положения СВ НН (0–выведен/1–введен)
Імтз ВН ч	А	5	0,1	100	0,01	0,95	Ток срабатывания МТЗ ВН при отключенном СВ НН
Тмтз ВН ч	с	1	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание МТЗ ВН при отключенном СВ НН
В104	-	0	0 или 1			-	ПОН МТЗ ВН (0–выведен/1–введен)
В105	-	1	0 или 1			-	ПОН по измеренным напряжениям (0–выведен/1–введен)
Uмин мтз	В	80	20	80	0,01	1,05	Линейное напряжение срабатывания ПОН
U2 мтз	В	5	5	25	0,01	0,95	Напряжение обратной последовательности срабатывания ПОН
В106	-	0	0 или 1			-	Ускорение МТЗ ВН при включении (0–выведено/1–введено)
Тумтз ВН	с	0,1	0	1	0,01	-	Задержка на срабатывание ускоренной МТЗ ВН
В107	-	0	0 или 1			-	Контроль неисправности ЦН (0–выведен/1–введен)
4. Максимальная токовая защита стороны НН (МТЗ НН)							
В112	-	0	0 или 1			-	МТЗ НН (0–выведена/1–введена)
Імтз НН	А	5	0,1	100	0,01	0,95	Ток срабатывания МТЗ НН
Тмтз НН СВ	с	1	0	10	0,01	-	Задержка срабатывания МТЗ НН на отключение СВ НН
Тмтз НН	с	1	0	10	0,01	-	Задержка срабатывания МТЗ НН на отключение ВВ НН
В113	-	0	0 или 1			-	Контроль положения СВ НН (0–выведен/1–введен)
Імтз НН ч	А	5	0,1	100	0,01	0,95	Ток срабатывания МТЗ НН при отключенном СВ НН
Тмтз НН ч	с	1	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание МТЗ НН при отключенном СВ НН

B114	-	0	0 или 1			-	ПОН МТЗ НН (0–выведен/1–введен)
B116	-	0	0 или 1			-	Ускорение МТЗ НН при включении (0–выведено/1–введено)
ТумТЗ НН	с	0,1	0	1	0,01	-	Задержка на срабатывание ускоренной МТЗ НН
B118	-	0	0 или 1			-	Отключение трансформатора от МТЗ НН (0–выведено/1–введено)
ТмТЗ НН Т	с	0,3	0	1	0,01	-	Задержка отключения трансформатора от МТЗ НН
5. Защита от перегрузки (ЗП)							
B121	-	0	0 или 1			-	ЗП (0–выведена/1–введена)
B122	-	0	0 или 1			-	Действие ЗП на отключение (0–выведено/1–введено)
Iзп	A	5	0,1	100	0,01	0,95	Ток срабатывания ЗП
Тзп	с	9	1	180	0,01	-	Задержка срабатывания ЗП на сигнализацию
Тзп откл	с	600	0	600	1	-	Задержка срабатывания ЗП на отключение
B123	-	0	0 или 1			-	Первая очередь разгрузки (0–выведена/1–введена)
Тразгр 1	с	300	0	600	1	-	Задержка срабатывания первой очереди разгрузки
B124	-	0	0 или 1			-	Вторая очередь разгрузки (0–выведена/1–введена)
Тразгр 2	с	330	0	600	1	-	Задержка срабатывания второй очереди разгрузки
6. Логическая защита шин и трансформатора (ЛЗШ, ЛЗТ)							
B141	-	0	0 или 1			-	ЛЗШ (0–выведена/1–введена)
B142	-	0	0 или 1			-	Схема ЛЗШ (0–последовательная/1–параллельная)
Тлзш	с	0,1	0,1	1	0,01	-	Задержка на срабатывание ЛЗШ
B144	-	0	0 или 1			-	ЛЗТ (0–выведена/1–введена)
B145	-	0	0 или 1			-	Внешний пуск ЛЗТ (0–выведен/1–введен)
Тлзт	с	0,1	0,1	1	0,01	-	Задержка на срабатывание ЛЗТ
7. Защита от дуговых замыканий на стороне НН (ЗДЗ)							
B151	-	0	0 или 1			-	Пуск ЗДЗ по току (0–выведен/1–введен)
Iздз	A	5	0,1	100	0,01	-	Ток пуска ЗДЗ
B152	-	0	0 или 1			-	Пуск ЗДЗ от МТЗ ВН (0–выведен/1–введен)

8. Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП)							
B161	-	0	0 или 1			-	ТЗОП ВН (0–выведена/1–введена)
I2тзоп ВН	A	5	0,1	100	0,01	0,95	Ток срабатывания ТЗОП ВН
Tтзоп ВН	c	1	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание ТЗОП ВН
B162	-	0	0 или 1			-	ТЗОП НН (0–выведена/1–введена)
I2тзоп НН	A	5	0,1	100	0,01	0,95	Ток срабатывания ТЗОП НН
Tтзоп НН	c	1	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание ТЗОП НН
B163	-	0	0 или 1			-	Отключение трансформатора от ТЗОП НН (0–выведено/1–введено)
Tтзоп НН Т	c	0,3	0	1	0,01	-	Задержка отключения трансформатора от ТЗОП НН
9. Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)							
B171	-	0	0 или 1			-	ТЗНП (0–выведена/1–введена)
B172	-	0	0 или 1			-	Блокирование ТЗНП при БТН (0–выведено/1–введено)
Iтзп	A	5	0,5	100	0,01	0,95	Ток срабатывания ТЗНП
ИПБ к310	о.е.	0,15	0,1	0,4	0,01	1	Доля 2 гармоник для блокирования ТЗНП
Tтзп Т2	c	1	0	10	0,01	-	Задержка отключения соседнего трансформатора от ТЗНП
Tтзп СВ	c	1	0	10	0,01	-	Задержка отключения СВ ВН от ТЗНП
Tтзп ВН	c	1	0	10	0,01	-	Задержка отключения трансформатора от ТЗНП с АПВ
Tтзп Т	c	1	0	10	0,01	-	Задержка отключения трансформатора от ТЗНП
10. Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)							
B175	-	0	0 или 1			-	ОЗЗ (0–выведена/1–введена)
Iозз	A	0,5	0,02	5	0,01	0,95	Ток срабатывания ОЗЗ
Tозз	c	1	0	60	0,01	-	Задержка срабатывания ОЗЗ на сигнализацию
B176	-	0	0 или 1			-	Действие ОЗЗ на отключение (0–выведено/1–введено)
Tозз откл	мин	0	0	1440	1	-	Задержка срабатывания ОЗЗ на отключение
11. Газовая защита трансформатора и РПН (ГЗ)							
Tгз 1	c	0	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание первой ступени ГЗ
Tгз 2	c	0	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание второй ступени ГЗ
Tгз рпн	c	0	0	10	0,01	-	Задержка на срабатывание ГЗ РПН
B201	-	0	0 или 1			-	Контроль изоляции первой ступени ГЗ Т (0–выведен/1–введен)
B202	-	0	0 или 1			-	Контроль изоляции второй ступени ГЗ Т (0–выведен/1–введен)
B203	-	0	0 или 1			-	Контроль изоляции ГЗ РПН (0–выведен/1–введен)

Тки гз	с	1	0	10	0,01	-	Задержка срабатывания контроля изоляции
Тгз сигн	с	1	0	60	0,01	-	Задержка сигнализации потери питания шинок ГЗ
12. Пуск охлаждения и защита от потери охлаждения (ПО, ЗПО)							
В211	-	0	0 или 1			-	1 степень ПО (0–выведена/1–введена)
В214	-	0	0 или 1			-	Контроль тока 1 ступени ПО (0–выведен/1–введен)
В219	-	0	0 или 1			-	Контроль температуры масла (0–по двум входам/1–по одному входу)
Іпо 1	А	5	0,1	25	0,01	0,95	Ток пуска охлаждения первой ступени
Тпо 1	с	1	0	60	0,01	-	Задержка пуска охлаждения первой ступени
В212	-	0	0 или 1			-	2 степень ПО (0–выведена/1–введена)
Іпо 2	А	5	0,1	25	0,01	0,95	Ток пуска охлаждения второй ступени
Тпо 2	с	1	0	60	0,01	-	Задержка пуска охлаждения второй ступени
В213	-	0	0 или 1			-	3 степень ПО (0–выведена/1–введена)
Іпо 3	А	5	0,1	25	0,01	0,95	Ток пуска охлаждения третьей ступени
Тпо 3	с	1	0	60	0,01	-	Задержка пуска охлаждения третьей ступени
В215	-	0	0 или 1			-	1 степень ЗПО (0–выведена/1–введена)
Тзпо 1	мин	10	1	60	1	-	Задержка срабатывания первой ступени ЗПО
В216	-	0	0 или 1			-	2 степень ЗПО (0–выведена/1–введена)
Тзпо 2	мин	10	1	60	1	-	Задержка срабатывания второй ступени ЗПО
В217	-	0	0 или 1			-	3 степень ЗПО (0–выведена/1–введена)
Тзпо 3	мин	10	1	60	1	-	Задержка срабатывания третьей ступени ЗПО
В218	-	0	0 или 1			-	4 степень ЗПО (0–выведена/1–введена)
Тзпо 4	мин	10	1	60	1	-	Задержка срабатывания четвертой ступени ЗПО
Тзпо пуск	с	5	0	60	0,01	-	Задержка сигнализации пуска ЗПО
13. Защита элегазового оборудования (SF6)							
В311	-	0	0 или 1			-	Контроль сигнальной ступени плотности элегаза выключателя (0–выведен/1–введен)
В312	-	0	0 или 1			-	Автоматическое отключение выключателя при потере элегаза (0–выведено/1–введено)
В313	-	1	0 или 1			-	Блокирование отключения выключателя при потере элегаза (0–выведено/1–введено)
І SF6 блок	А	5	0,1	25	0,01	0,95	Ток блокирования отключения при потере элегаза выключателя
Т SF6 откл	с	10	0	60	0,01	-	Задержка на отключение при потере элегаза выключателя
В314	-	0	0 или 1			-	Контроль первой ступени плотности элегаза ТТ (0–выведен/1–введен)

B315	-	1	0 или 1			-	Автоматическое отключение выключателя при потере элегаза ТТ (0–выведено/1–введено)
T SF6 ТТ	с	10	0	60	0,01	-	Задержка на отключение при потере элегаза ТТ
14. УРОВ							
B301	-	0	0 или 1			-	УРОВ (0–выведен/1–введен)
Iуров	A	0,5	0,1	5	0,01	0,95	Ток пуска УРОВ
Tуров	с	0,2	0,1	1	0,01	-	Задержка на срабатывание УРОВ
B302	-	0	0 или 1			-	Дублированный пуск УРОВ (0–выведен/1–введен)
B303	-	0	0 или 1			-	УРОВ на себя (0–выведен/1–введен)
Tуров нс	с	0	0	1	0,01	-	Задержка срабатывания УРОВ на себя
B304	-	0	0 или 1			-	Ускорение УРОВ при потере элегаза (0–выведено/1–введено)
B406	-	0	0 или 1			-	Контроль тока короткозамыкателя для схемы ОДКЗ (0–выведен/1–введен)
Iqk	A	0,5	0,1	5	0,01	0,95	Ток запрета отключения отделителя
B307		0	0 или 1			-	Контроль тока/РПО ВН для УРОВ (0 – контроль тока/1 – контроль РПО)
15. Оперативное управление (ОУ)							
B401	-	0	0 или 1			-	Контроля режимов ОУ для команды отключения (0–введен/1–выведен)
16. Включение							
Tвкл имп	с	0,1	0,1	10	0,01	-	Длительность импульса на включение
Tрпв	с	0,25	0,1	0,25	0,01	-	Задержка возврата команды включения
B402	-	0	0 или 1			-	Блокирование оперативного включения при срабатывании защит (0–выведено/1–введено)
17. Отключение							
B403	-	0	0 или 1				Режим работы реле включить/отключить (0–длительный/1–импульсный)
Tоткл имп	с	0,1	0,1	10	0,01	-	Длительность импульса на отключение
Tрпо	с	0,25	0,1	0,25	0,01	-	Задержка возврата команды отключения
B404	-	0	0 или 1			-	Коммутационный аппарат (0–выключатель/1–ОДКЗ)
B405	-	0	0 или 1			-	Отключение отделителя под нагрузкой при неисправности ОДКЗ (0–выведено/1–введено)
Tод	с	0,1	0,1	10	0,01	-	Длительность импульса на отключение отделителя
Tпаузы	с	0,1	0	1	0,01	-	Длительность паузы перед отключением отделителя

Турок	с	1	0,1	60	0,01	-	Задержка на формирование сигнала отказа короткозамыкателя
Тэм	с	7	0,1	10	0,01	-	Задержка защиты ЭМ от длительного тока
18. Аварийное отключение							
В441	-	0	0 или 1			-	Алгоритм НС
19. Автоматическое повторное включение (АПВ)							
В501	-	0	0 или 1			-	АПВ по несоответствию (0–выведено/1–введено)
В502	-	0	0 или 1			-	АПВ по срабатыванию защит (0–выведено/1–введено)
Тапв 1	с	0,3	0,3	60	0,01	-	Задержка первого цикла АПВ
Тапв гот	с	12	1	60	0,01	-	Время готовности АПВ
В520	-	0	0 или 1			-	АПВ – ввод второго цикла (0–выведен/1–введен)
Тапв 2	с	2	1	600	0,01	-	Задержка второго цикла АПВ
20. Диагностика выключателя и цепей управления (Диагностика ЦУ)							
Тав ШП	с	10	0	30	0,01	-	Задержка сигнализации отключенного АВ ШП
Тпруж	с	20	0	30	0,01	-	Задержка сигнализации отсутствия завода пружины
Ттемп	с	10	0	30	0,01	-	Задержка сигнализации снижения температуры полюсов
В409	-	0	0 или 1			-	Контроль ЦУ по РПВ 2 (0–выведен/1–введен)
Тнцу	с	10	0	30	0,01	-	Задержка сигнализации неисправности цепей управления
21. Контроль параметров для РПН							
Шаг рпн	%	1,78	1	5	0,01	-	Шаг регулирования напряжения
dU аркт	%	1,3	1	5	0,01	1	Полуширина зоны нечувствительности
Упод 1	%	100	85	145	0,01	-	Напряжения поддержания 1
Упод 2	%	100	85	145	0,01	-	Напряжения поддержания 2
Упод 3	%	100	85	145	0,01	-	Напряжения поддержания 3
Упод 4	%	100	85	145	0,01	-	Напряжения поддержания 4
В801	-	0	0 или 1			-	Токовая компенсация (0–выведена/1–введена)
В802	-	1	0 или 1			-	Контроль симметрии напряжений(0–выведен/1–введен)
Iном аркт	A	5	0,1	10	0,01	0,95	Ток номинальный для компенсации
Uкомп	%	10	0	20	0,01	-	Напряжение компенсации
Uкомп max	%	10	0	40	0,01	-	Напряжение компенсации максимальное
Iрпн блок	A	5	0,1	25	0,01	0,95	Ток блокирования регулирования напряжения
Iрпн нагр	A	5	0,1	25	0,01	0,95	Ток нагрузки РПН
Uрпн min	B	70	40	95	0,01	1,05	Напряжение блокирования РПН
U2рпн	B	5	5	20	0,01	0,95	Напряжение обратной последовательности блокирования РПН

3U0рпн	В	10	10	120	0,01	0,95	Напряжение нулевой последовательности блокирования РПН
Uрпн max	В	105	100	130	0,01	0,95	Напряжение сигнализации о перенапряжении
22. Блокирование РПН							
В811	-	0	0 или 1		-	Блокирование РПН по U2 (0–выведено/1–введено)	
В812	-	0	0 или 1		-	Блокирование РПН по 3U0 (0–выведено/1–введено)	
В813	-	0	0 или 1		-	Блокирование РПН по уровню масла (0–выведено/1–введено)	
23. Режимы РПН							
В821	-	0	0 или 1		-	Блокирование автоматического управления РПН (0–выведено/1–введено)	
В822	-	1	0 или 1		-	Контроль РПВ НН при автоматическом регулировании (0–выведен/1–введен)	
24. Управление РПН							
Трпн1	с	30	0	300	0,01	-	Задержка первой команды управления
Трпн2	с	10	0	300	0,01	-	Задержка последующих команд управления
Трпн3	с	0,1	0	300	0,01	-	Задержка первой команды управления при перенапряжении
Трпн4	с	2	0	300	0,01	-	Задержка последующих команд управления при перенапряжении
25. Положение РПН							
В841	-	0	0 или 1		-	Направление счета отпаяк РПН (0–прямое/1–обратное)	
В842	-	0	0 или 1		-	Корректировка положения РПН по дискретным сигналам (0–выведена/1–введена)	
В843	-	1	0 или 1		-	Сигнализация ошибочного определения положения РПН (0–выведена/1–введена)	
N	-	5	3	48	1	-	Количество отпаяк РПН ¹
Нопп нач	-	3	1	48	1		Номер текущей отпайки РПН
N2 блок ... N47 блок	-	0	0 или 1		-	Задание заблокированных ступеней (0–рабочая/1–блокированная)	

¹ Для каждого номера отпайки существует возможность установить признак «Блокированная ступень», используемый в алгоритме контроля заблокированной ступени.

26. Ресурс РПН							
Ресурс	-	10 000	0	999 999	1	-	Ресурс РПН
Ресурс ПН	-	10 000	0	999 999	1	-	Ресурс РПН под нагрузкой
Ресурс сигн.	-	100	0	999 999	1	-	Сигнализация снижения ресурса РПН
27. Диагностика РПН							
B855	-	0	0 или 1		-		Сигнал «РПН не пошел» на отключение питания ПМ (0–выведен/1–введен)
B856	-	0	0 или 1		-		Сигнал «РПН застрял» на отключение питания ПМ (0–выведен/1–введен)
Трпн 5	с	2	0	60	0,01	-	Задержка формирования сигнала «РПН не пошел»
Трпн 6	с	10	0	60	0,01	-	Задержка формирования сигнала «РПН застрял»
Тпм	с	1	0,1	10	0,01	-	Длительность команды на отключение ПМ
28. Смена программ уставок							
B881	-	0	0 или 1		-		Выбор программы уставок с двух входов (0–выведен/1–введен)
Тпр 1	с	0	0	10	0,01	-	Задержка возврата на первую программу уставок
30. Предупредительная сигнализация							
Тпс 1	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации снижения давления элегаза выключателя
Тпс 2	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации аварийного снижения давления элегаза выключателя
Тпс 3	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации снижения давления элегаза ТТ
Тпс 4	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации аварийного снижения давления элегаза ТТ
Тпс 5	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации снижения уровня масла трансформатора
Тпс 6	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации повышения температуры масла трансформатора
Тпс доп	с	0	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации программируемого сигнала
B970	-	0	0 или 1		-		Ввод сигнализации по 3U0
3U0 макс	В	5	5	100	0,01	0,95	Уставка сигнализации по 3U0
Тозз сигн	с	1	0	100	0,01	-	Задержка срабатывания сигнализации по 3U0

31. Предупредительная сигнализация РПН							
В891	-	0	0 или 1			-	Сигнализация блокированного положения РПН (0–выведена/1–введена)
Тпс рпн 1	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации перенапряжения
Тпс рпн 2	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации блокированного управления РПН
Тпс рпн 3	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации снижения температуры масла РПН
Тпс рпн 4	с	10	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации снижения уровня масла РПН
Тпс рпн доп	с	0	0	60	0,01	-	Задержка предупредительной сигнализации программируемого сигнала
32. Гибкая логика							
I макс 1 ВН	A	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока №1 стороны ВН
I макс 2 ВН	A	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока №2 стороны ВН
I макс 3 ВН	A	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока №3 стороны ВН
I мин 1 ВН	A	0,5	0,25	10	0,01	1,05	Уставка минимального тока №1 стороны ВН
I мин 2 ВН	A	0,5	0,25	10	0,01	1,05	Уставка минимального тока №2 стороны ВН
I2 макс ВН	A	5	0,5	10	0,01	0,95	Уставка максимального тока обратной последовательности стороны ВН
3I0 макс 1 ВН	A	5	0,1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока нулевой последовательности №1 стороны ВН
3I0 макс 2 ВН	A	5	0,1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока нулевой последовательности №2 стороны ВН
3I0 макс 3 ВН	A	5	0,1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока нулевой последовательности №3 стороны ВН
I макс 1 НН	A	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока №1 стороны НН
I макс 2 НН	A	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока №2 стороны НН
I макс 3 НН	A	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока №3 стороны НН
I мин 1 НН	A	0,5	0,25	10	0,01	1,05	Уставка минимального тока №1 стороны НН
I мин 2 НН	A	0,5	0,25	10	0,01	1,05	Уставка минимального тока №2 стороны НН
I4 макс	A	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока универсального токового входа
I4 мин	A	0,5	0,25	10	0,01	1,05	Уставка минимального тока универсального токового входа
U макс 1	B	100	10	150	0,01	0,95	Уставка максимального напряжения №1
U макс 2	B	100	10	150	0,01	0,95	Уставка максимального напряжения №2
U мин 1	B	70	10	100	0,01	1,05	Уставка минимального напряжения №1
U мин 2	B	70	10	100	0,01	1,05	Уставка минимального напряжения №2
U2 макс 1	B	5	5	100	0,01	0,95	Уставка максимального напряжения обратной последовательности №1

ЗУ0 макс 1	В	5	5	100	0,01	0,95	Уставка максимального напряжения нулевой последовательности №1
ІфВН макс 1	А	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока фазы стороны ВН №1
ІфВН макс 2	А	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока фазы стороны ВН №2
ІфВН макс 3	А	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока фазы стороны ВН №3
ІфВН макс 4	А	5	1	100	0,01	0,95	Уставка максимального тока фазы стороны ВН №4
Фмч	град	-45	-90	90	1	5 град	Угол максимальной чувствительности фазного реле направления мощности
ИПБ Іф	о.е.	0,15	0,1	0,4	0,01	-	Доля 2 гармоник для блокирования МТЗ
ВТХ мтз 1	-	0	0	4	1	-	Тип времятоковой характеристики №1 0 – нормально инверсная 1 – сильно инверсная 2 – чрезвычайно инверсная 3 – крутая 4 - пологая
квТХ 1	-	1	0,05	2	0,01	-	Коэффициент времени ВТХ №1
ТвТХ 1	с	1	0	10	0,01	-	Дополнительная задержка срабатывания ВТХ №1
ВТХ мтз 2	-	0	0	4	1	-	Тип времятоковой характеристики №2 0 – нормально инверсная 1 – сильно инверсная 2 – чрезвычайно инверсная 3 – крутая 4 - пологая
квТХ 2	-	1	0,05	2	0,01	-	Коэффициент времени ВТХ №2
ТвТХ 2	с	1	0	10	0,01	-	Дополнительная задержка срабатывания ВТХ №2
ВТХ мтз 3	-	0	0	4	1	-	Тип времятоковой характеристики №3 0 – нормально инверсная 1 – сильно инверсная 2 – чрезвычайно инверсная 3 – крутая 4 - пологая
квТХ 3	-	1	0,05	2	0,01	-	Коэффициент времени ВТХ №3
ТвТХ 3	с	1	0	10	0,01	-	Дополнительная задержка срабатывания ВТХ №3
ВТХ мтз 4	-	0	0	4	1	-	Тип времятоковой характеристики №4 0 – нормально инверсная 1 – сильно инверсная 2 – чрезвычайно инверсная 3 – крутая 4 - пологая
квТХ 4	-	1	0,05	2	0,01	-	Коэффициент времени ВТХ №4
ТвТХ 4	с	1	0	10	0,01	-	Дополнительная задержка срабатывания ВТХ №4

7.6.3 Определенные комбинации уставок запрещены для записи в устройство. Запрещенные для записи комбинации приведены в таблице 7.5.

Если при попытке записи уставки возникает запрещенная комбинация, то запись не будет выполнена и будет выдано сообщение об ошибке на дисплее ПУ или в программе KIWI.

ТАБЛИЦА 7.5

Описание	Уставки	Запрещенная комбинация			
Ошибка: Неверно заданы схемы и группа соединений. Решение: Задайте корректное значение уставок Группа, Схема ВН, Схема НН	Схема ВН	0	1	1	0
	Схема НН	0	1	0	1
	Группа	1,2,3,4,5,7, 8,9,10,11	1,3,5, 7,9,11	0,2,3,4, 6,8,10	0,2,3,4, 6,8,10
Ошибка: Номинальный ток стороны ВН превышает максимальное значение для выбранного диапазона измерений. Решение: Проверьте корректность задания следующих данных: параметры трансформатора, коэффициент трансформации ТТ, диапазон измерения токов.	Ином ВН	Ином ВН > 4* Инн ТТ ВН в			
	Инн ТТ ВН в	(В случае ручного выбора диапазона измерений каналов тока стороны ВН вместо «Инн ТТ ВН в» используется номинальное значение используемого диапазона измерений – 5 А или 1 А)			
Ошибка: Номинальный ток стороны ВН ниже минимального значения для выбранного диапазона измерений Решение: Проверьте корректность задания следующих данных: параметры трансформатора, коэффициент трансформации ТТ, диапазон измерения токов.	Ином ВН	Ином ВН < 0,1* Инн ТТ ВН в			
	Инн ТТ ВН в	(В случае ручного выбора диапазона измерений каналов тока стороны ВН вместо «Инн ТТ ВН в» используется номинальное значение используемого диапазона измерений – 5 А или 1 А)			
Ошибка: Номинальный ток стороны НН превышает максимальное значение для выбранного диапазона измерений Решение: Проверьте корректность задания следующих данных: параметры трансформатора, коэффициент трансформации ТТ, диапазон измерения токов.	Ином НН	Ином НН > 4* Инн ТТ НН в			
	Инн ТТ НН в	(В случае ручного выбора диапазона измерений каналов тока стороны ВН вместо «Инн ТТ ВН в» используется номинальное значение используемого диапазона измерений – 5 А или 1 А)			
Ошибка: Номинальный ток стороны НН ниже минимального значения для выбранного диапазона измерений Решение: Проверьте корректность задания следующих данных: параметры трансформатора,	Ином НН	Ином НН < 0,1* Инн ТТ НН в			
	Инн ТТ НН в	(В случае ручного выбора диапазона измерений каналов тока стороны ВН вместо «Инн ТТ ВН в» используется номинальное значение используемого диапазона измерений – 5 А или 1 А)			

коэффициент трансформации ТТ, диапазон измерения токов.		
Ошибка: Ширина зоны нечувствительности меньше ступени регулирования РПН Решение: Задайте такие уставки Шаг рпн, dU АРКТ , чтобы выполнялось условие Шаг рпн $\leq 2 \cdot dU$ АРКТ АРКТ	Шаг рпн	Шаг рпн > 2*dU АРКТ
	dU АРКТ	

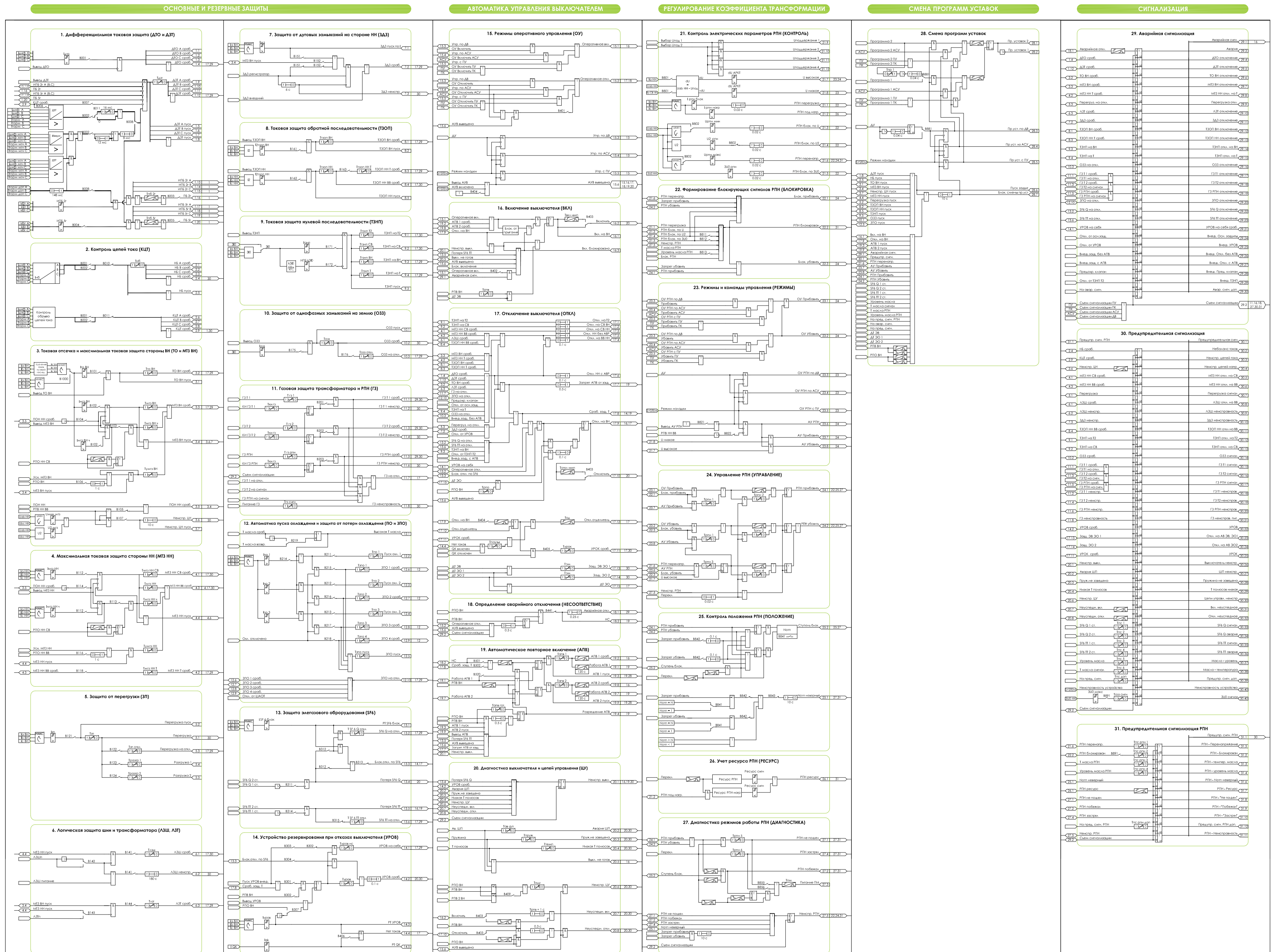


Рисунок 7.15 - Алгоритмы функционирования устройства

8 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТУ УСТАВОК ЗАЩИТ ДВУХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

8.1 В таблице 8.1 приведены перечень и назначение функций, реализованных в устройстве серии Алтей для защиты двухобмоточных понижающих трансформаторов. Необходимость использования конкретной функции зависит от типа и параметров защищаемого трансформатора и регламентирована в ПУЭ [1].

			Таблица 8.1
Функция		Назначение	Ссылка на ПУЭ [1]
ДТЗ	Дифференциальная токовая защита	ДТЗ обеспечивает защиту трансформатора при повреждениях на выводах и внутренних повреждениях и содержит две ступени ДТО и ДЗТ. ДТО предназначена для защиты от токов КЗ большой кратности и обладает наивысшим быстродействием. ДЗТ обладает высокой чувствительностью.	3.2.54
ТО	Токовая отсечка стороны ВН	ТО обеспечивает защиту трансформатора при повреждениях на выводах и, частично, внутренних повреждениях при отсутствии ДТЗ. Может быть использована для резервирования действия ДТЗ.	3.2.54
МТЗ ВН	Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению	МТЗ ВН обеспечивает защиту трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ.	3.2.59
МТЗ НН	Максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению	МТЗ НН обеспечивает защиту шин стороны НН. МТЗ НН может быть использована в качестве резервной защиты реактора стороны НН.	3.2.126
ЗП	Защита от перегрузки	ЗП обеспечивает защиту от симметричных перегрузок трансформатора. ЗП содержит две ступени разгрузки, может быть использована с действием на отключение или только на сигнализацию.	3.2.69
ЛЗШ	Логическая защита шин	ЛЗШ обеспечивает защиту шин стороны НН. ЛЗШ функционирует совместно с МТЗ НН и позволяет значительно повысить быстродействие защиты при повреждении на шинах.	-
ЛЗТ	Логическая защита трансформатора	ЛЗТ обеспечивает защиту трансформатора от внутренних повреждений. ЛЗТ функционирует совместно с МТЗ ВН и позволяет значительно повысить быстродействие защиты при внутренних повреждениях трансформатора.	-

ЗДЗ	Защита от дуговых замыканий на стороне НН	ЗДЗ обеспечивает защиту шин стороны НН от повреждений, сопровождающихся возникновением электрической дуги. ЗДЗ обладает высоким быстродействием.	-
ТЗОП	Токовая защита обратной последовательности ВН и НН	ТЗОП обеспечивает защиту трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними несимметричными КЗ. ТЗОП предназначена для защиты мощных трансформаторов и трансформаторов с питанием с двух сторон.	3.2.59
ТЗНП	Токовая защита нулевой последовательности	ТЗНП обеспечивает резервирование действия защит от замыканий на землю в сети ВН на трансформаторах с питанием с двух сторон.	3.2.63
ГЗ	Газовая защита трансформатора и устройства РПН	Защита от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа и ускоренным протеканием масла из бака трансформатора (устройства РПН) в расширитель. Газовая защита обладает высокой чувствительностью и позволяет обнаруживать развивающиеся повреждения на ранних стадиях.	3.2.53
ЗПО	Защита от потери охлаждения трансформатора	ЗПО обеспечивает формирование предупредительной сигнализации при отсутствии охлаждения трансформатора. ЗПО действует на отключение трансформатора с длительными выдержками времени.	-
SF6	Защита элегазового оборудования	Устройство обеспечивает прием и обработку предупредительных и аварийных сигналов снижения давления элегаза выключателя (с действием на блокировку отключения или автоматическое отключение) и ТТ стороны ВН (с действием на отключение выключателя ВН).	-
УРОВ	Функция устройства резервирования при отказах выключателя		3.2.18

8.2 Расчет уставок токовых органов целесообразно выполнять в первичных значениях величин, приведенных к напряжению стороны ВН.

Расчет уставок органов напряжения целесообразно выполнять в первичных значениях величин, приведенных к напряжению стороны НН.

Перед вводом в устройство следует выполнить пересчет уставок во вторичные величины, используя значения коэффициентов трансформации защищаемого трансформатора, ТТ и ТН.

9 ТРЕБОВАНИЯ К ТТ И НАСТРОЙКА АНАЛОГОВЫХ ВХОДОВ

9.1 Требования к ТТ и порядок проверки

9.1.1 Подключение вторичных цепей ТТ к устройству необходимо выполнять по схеме звезда, вне зависимости от схемы и группы соединения обмоток защищаемого трансформатора.

9.1.2 Согласно 3.2.29 ПУЭ [1] ТТ, предназначенные для питания цепей устройств РЗА, должны удовлетворять следующим требованиям:

- полная погрешность, как правило, не должна превышать 10 % в установившемся режиме при КЗ вне защищаемой зоны (на выводах стороны НН) – в целях предотвращения излишних срабатываний;
- напряжение на выводах вторичной обмотки ТТ при КЗ в защищаемой зоне (на выводах стороны ВН) не должно превышать значения, при котором нарушается прочность изоляции цепей устройства РЗА.

9.1.3 Методы проверки ТТ на соответствие требованиям п. 9.1.2 общеизвестны, многие годы используются на практике и приведены в [2] и [3].

9.2 Выбор диапазона измерений токов устройством

9.2.1 В устройстве предусмотрена возможность программного выбора одного из двух диапазонов измерения токов сторон трансформатора:

- 0,1 – 100 А – номинальный ток диапазона $I_{\text{ном измер}}$ равен 1 А;
- 0,5 – 500 А – номинальный ток диапазона $I_{\text{ном измер}}$ равен 5 А.

9.2.2 Выбор диапазона измерения следует выполнить для каждой стороны трансформатора. Для выбора необходимо выполнить расчет вторичных номинальных токов сторон трансформатора $I_{\text{ном ВН}}^{\text{втор}}$ и $I_{\text{ном НН}}^{\text{втор}}$ по формулам

$$I_{\text{ном ВН}}^{\text{втор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}} \cdot k_{\text{ТТ ВН}}} , \quad (9.1)$$

$S_{\text{ном}}$	кВА	номинальная мощность трансформатора
$U_{\text{ном ВН}}$	кВ	номинальное напряжение стороны ВН
$k_{\text{ТТ ВН}}$	-	коэффициент трансформации ТТ стороны ВН

$$I_{\text{ном НН}}^{\text{втор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном НН}} \cdot k_{\text{ТТ НН}}} , \quad (9.2)$$

$S_{\text{ном}}$	кВА	номинальная мощность трансформатора
$U_{\text{ном НН}}$	кВ	номинальное напряжение стороны НН
$k_{\text{ТТ НН}}$	-	коэффициент трансформации ТТ стороны НН

9.2.3 В зависимости от значения вторичного номинального тока стороны трансформатора рекомендуется принять диапазон измерений с номинальным током $I_{\text{ном измер}}$:

- 1 А – если $I_{\text{ном ВН(НН)}}^{\text{втор}}$ находится в диапазоне от 0,1 до 1 А;

- 5 А – если $I_{\text{ном ВН(НН)}}^{\text{втор}}$ находится в диапазоне от 1 до 20 А.

9.2.4 Устройство обеспечивает цифровое выравнивание токов сторон трансформатора при условии нахождения вторичного номинального тока трансформатора в диапазоне от 10 % до 400 % от номинального тока диапазона.

В случае, если $I_{\text{ном ВН(НН)}}^{\text{втор}}$ менее 0,1 А или более 20 А следует рассмотреть возможность использования дополнительных промежуточных трансформаторов или автотрансформаторов тока.

9.2.5 После выбора диапазонов измерений следует выполнить проверку на возможность измерения максимального тока КЗ по условиям

$$I_{\text{макс измер ВН}} \geq \frac{k_a \cdot I_{\text{кз макс ВН}}}{k_{\text{ТТ ВН}}} , \quad (9.3)$$

$I_{\text{макс измер ВН}}$	А	верхняя граница диапазона измерений токов стороны ВН: - 100 А – для диапазона с номинальным током 1 А; - 500 А – для диапазона с номинальным током 5 А.
$k_a = 2$	-	коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока в момент возникновения КЗ
$I_{\text{кз макс ВН}}$	А	первичное действующее значение максимального тока КЗ на выводах стороны ВН, приведенное к стороне ВН
$k_{\text{ТТ ВН}}$	-	коэффициент трансформации ТТ стороны ВН

$$I_{\text{макс измер НН}} \geq \frac{k_a \cdot I_{\text{кз макс НН}}}{k_{\text{ТТ НН}}} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном НН}}} , \quad (9.4)$$

$I_{\text{макс измер НН}}$	А	верхняя граница диапазона измерений токов стороны НН: - 100 А – для диапазона с номинальным током 1 А; - 500 А – для диапазона с номинальным током 5 А.
$k_a = 2$	-	коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока в момент возникновения КЗ
$I_{\text{кз макс НН}}$	А	первичное действующее значение максимального тока КЗ на выводах стороны НН, приведенное к стороне ВН
$k_{\text{ТТ НН}}$	-	коэффициент трансформации ТТ стороны НН
$U_{\text{ном ВН}}$	кВ	номинальное напряжение стороны ВН
$U_{\text{ном НН}}$	кВ	номинальное напряжение стороны НН

9.2.6 Требование выполнения условия [9.4](#) является обязательным для предотвращения излишних срабатываний защиты при внешних КЗ.

9.2.7 В случае, если требование условия [9.3](#) не выполняется следует выбрать диапазон измерения с большим номинальным током и повторить проверку.

Если изменение диапазона измерения невозможно или не дало результата, то следует выполнить проверку на возможность измерения максимального тока внешнего КЗ, заменив $I_{\text{кз макс ВН}}$ в выражении [9.3](#) на $I_{\text{кз макс НН}}$. Выполнение данного условия является обязательным для предотвращения излишних срабатываний при внешних КЗ.

10 РАСЧЕТ УСТАВОК - ДТЗ

10.1 Принцип действия

10.1.1 Согласно указанию ПУЭ [1] дифференциальная токовая защита без выдержки времени должна быть предусмотрена для защиты трансформаторов:

- мощностью 6,3 МВА и более - всегда;
- мощностью от 4 до 6,3 МВА - при параллельной работе трансформаторов с целью селективного отключения поврежденного трансформатора;
- мощностью от 1 до 6,3 МВА – в случаях, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку более 0,5 с; если трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

10.1.2 Продольная дифференциальная токовая защита обеспечивает защиту трансформатора при повреждениях на выводах и внутренних повреждениях. ДТЗ содержит две ступени: дифференциальную токовую отсечку и дифференциальную защиту с торможением. ДТЗ относится к классу защит с абсолютной селективностью. Зона действия ДТЗ ограничена местами установки ТТ на сторонах трансформатора.

10.1.3 Алгоритм ДТЗ выполняет пофазный анализ значений и соотношений дифференциального тока и тока торможения (сквозного тока, протекающего через защищаемый объект). Дифференциальные токи вычисляют как геометрическую сумму токов сторон трансформатора, токи торможения – как арифметическую полусумму токов сторон трансформатора (0).

Дифференциальные токи и токи торможения, получаемые устройством в результате расчета, являются безразмерными относительными величинами, выраженными в единицах номинального тока защищаемого трансформатора.

Принцип действия ДТЗ основан на том, что дифференциальный ток в нормальном режиме работы трансформатора в идеальных условиях¹ равен нулю, а при наличии повреждения в зоне действия защиты равен току КЗ.

10.1.4 В общем случае токи сторон трансформатора отличаются по амплитуде и фазе вследствие различия схем соединения обмоток сторон защищаемого трансформатора, трансформации токов в самом защищаемом трансформаторе и измерительных ТТ.

Однофазные КЗ в сети с большим током замыкания на землю вызывают появление нулевой последовательности в токах только той стороны трансформатора, которая подключена к данной сети, что также приводит к неравенству токов сторон.

Компенсация различий токов сторон трансформатора выполняется в устройстве программным образом, не требует установки промежуточных ТТ и выполнения иных действий.

10.1.5 В реальных условиях на величину дифференциального тока оказывают влияние погрешности:

- трансформации токов в ТТ;
- измерения токов устройством защиты;

¹ при отсутствии погрешностей измерения, вычисления и задания исходных данных

- компенсации фазового сдвига токов сторон трансформатора;
- выравнивания токов сторон трансформатора по амплитуде;
- удаления нулевой последовательности из токов сторон, подключенных к сети с большим током замыкания на землю.

Дифференциальный ток, вычисляемый устройством в нормальном режиме работы и в режиме внешних КЗ, именуется током небаланса защиты. Значение тока небаланса растет с увеличением тока торможения.

10.1.6 Алгоритм ДЗТ учитывает увеличение тока небаланса путем увеличения уставки срабатывания пропорционально повышению тока торможения (торможение от величины сквозного тока). ДЗТ обладает высокой чувствительностью. Для исключения излишнего срабатывания ДЗТ при включении трансформатора и появлении БТН в алгоритме предусмотрено автоматическое блокирование ДЗТ.

10.1.7 ДТО является вспомогательным элементом ДЗТ и предназначена для работы при токах КЗ большой кратности. ДТО обладает максимальным быстродействием. Уставка срабатывания ДТО должна быть отстроена от величины БТН, возникающего при включении трансформатора.

10.1.8 Характеристика срабатывания ДТО и ДЗТ приведена на рисунке [10.1](#).

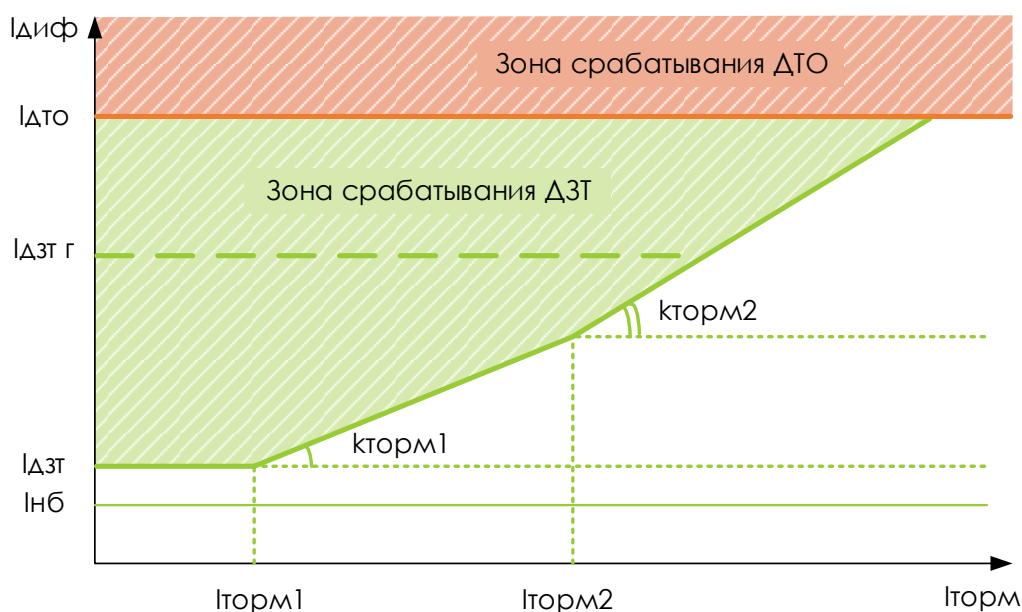


Рисунок 10.1 – Характеристика срабатывания ДЗТ и ДТО

10.1.9 Условием, достаточным для пуска ДТО, является превышение действующим значением дифференциального тока любой из фаз величины уставки «**Iдто**». ДТО действует без выдержки времени на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

10.1.10 Условием пуска ДЗТ является превышение действующим значением дифференциального тока любой из фаз значения уставки, определяемого по характеристике срабатывания в зависимости от величины тока торможения. Характеристика срабатывания ДЗТ имеет три участка:

- начальный участок срабатывания (величина тока торможения не превышает значения уставки «**Iторм1**») - уставка срабатывания ДЗТ постоянна и определяется уставкой «**Iдзт**»;

- 1 участок торможения (величина тока торможения находится в интервале значений от «**ltорм1**» до «**ltорм2**») - уставка срабатывания ДЗТ увеличивается пропорционально росту тока торможения в коэффициент торможения раз, определяемый уставкой «**кторм1**»;
- 2 участок торможения (величина тока торможения превышает значение уставки «**ltорм2**») - уставка срабатывания ДЗТ увеличивается пропорционально росту тока торможения в коэффициент торможения раз, определяемый уставкой «**кторм2**».

ДЗТ действует пофазно с выдержками времени каждой из фаз «**Тдзт**» (без выдержек времени в случае установки нулевого значения «**Тдзт**») на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

10.2 Дифференциальная токовая отсечка

10.2.1 Расчет уставок ДТО сводится к выбору значения уставки тока срабатывания «**ldто**». Уставка «**ldто**» является безразмерной относительной величиной, выраженной в единицах номинального тока защищаемого трансформатора.

10.2.2 В качестве значения уставки «**ldто**» следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условию обеспечения отстройки от:

- максимального тока небаланса в режиме внешнего КЗ;
- величины БТН в режиме включения трансформатора под напряжение.

10.2.3 Расчет значения «**ldто**» по условию отстройки от максимального тока небаланса в режиме внешнего КЗ следует выполнять по формуле

$$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч макс}} \quad , \quad (10.1)$$

$k_{\text{отс}} = 1,3$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{\text{нб расч макс}}$	о.е.	максимальный ток небаланса в режиме внешнего КЗ, рассчитанный по формуле 10.2

Расчет максимального тока небаланса в режиме внешнего КЗ « $I_{\text{нб расч макс}}$ », следует выполнять по формуле

$$I_{\text{нб расч макс}} = \frac{(k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн}+(-)} + \Delta f)}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз макс НН}}}{I_{\text{ном ВН}}} \quad , \quad (10.2)$$

$k_{\text{пер}} = 2,5$	-	коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме под действием апериодической составляющей тока КЗ
$\varepsilon_{\text{макс}}$	%	полная относительной погрешность ТТ в установившемся режиме при токе через ТТ, соответствующем максимальному току внешнего КЗ, %. При выполнении требований п. 9.1.2 принять равной 10 % для ТТ с классом точности 10Р
$\Delta U_{\text{рпн}}$	%	шаг регулирования напряжения устройством РПН
$N_{\text{рпн}+(-)}$	%	количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую $N_{\text{рпн}+}$ и меньшую $N_{\text{рпн}-}$ стороны. В расчете использовать наибольшее значение, соответствующее максимальному отклонению коэффициента трансформации от номинального значения.

		Для симметричного диапазона регулирования значения $N_{рпн+}$ и $N_{рпн-}$ равны друг другу.
$\Delta f = 5$	%	относительная погрешность вычисления дифференциального тока устройством защиты
$I_{кз \text{ макс НН}}$	А	первичное действующее значение максимального тока КЗ на выводах стороны НН, приведенное к стороне ВН
$I_{ном \text{ ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

Вычисление номинального тока $I_{ном \text{ ВН}}$ выполнить по формуле:

$$I_{ном \text{ ВН}} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном \text{ ВН}}} , \quad (10.3)$$

$S_{ном}$	кВА	номинальная мощность трансформатора
$U_{ном \text{ ВН}}$	кВ	номинальное напряжение стороны ВН

10.2.4 В качестве значения уставки «**Idто**» по условию отстройки от БТН следует принять значение равное 6 о.е., которое обеспечивает надежную отстройку согласно данным, указанным в [\[4\]](#).

10.2.5 ДТО является вспомогательным элементов ДЗТ, вследствие чего чувствительность ДТО не проверяют [\[4\]](#).

10.3 Дифференциальная защита с торможением

10.3.1 Порядок расчета

Работу алгоритма ДЗТ определяет следующий набор уставок, представленный в порядке выполнения расчета:

- «**ltорм1**» - ток начала торможения первого участка ДЗТ, о.е.;
- «**ltорм2**» - ток начала торможения второго участка ДЗТ, о.е.;
- «**Idзт**» - начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.;
- «**кторм1**» - коэффициент торможения первого участка ДЗТ;
- «**кторм2**» - коэффициент торможения второго участка ДЗТ;
- «**Idзт п**» - ток срабатывания ДЗТ грубого органа, о.е.;
- «**Tдзт**» - задержка срабатывания ДЗТ, с;
- «**ИПБ k12**» - доля второй гармоники для блокирования ДЗТ, о.е.;
- «**Tпб**» - максимальная длительность перекрестного блокирования, с.

Уставки по току являются безразмерными относительными величинами, выраженными в единицах номинального тока защищаемого трансформатора. Полученные в результате расчета значения уставок перед вводом в устройство следует округлить до сотых долей в большую сторону.

10.3.2 Выбор значений уставок «**ltорм1**», «**ltорм2**» токов начала торможения

На первом шаге расчета следует выбрать уставки токов начала торможения первого и второго участков «**ltорм1**» и «**ltорм2**», соответственно.

В качестве уставки «**ltорм1**» рекомендуется принять значение равное 1 о.е. номинального тока трансформатора.

В качестве уставки «**ltорм2**» рекомендуется принять значение, равное максимально допустимой кратковременной перегрузке трансформатора в аварийном режиме:

- **2 о.е.** – для маслонаполненных трансформаторов [5];
- **1,6 о.е.** – для сухих трансформаторов [5].

10.3.3 Расчет значения уставки «**ldзт**» начального тока срабатывания ДЗТ

Расчет значения начального тока срабатывания «**ldзт**» следует выполнять по формуле

$$I_{\text{дзт}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч1}} \quad , \quad (10.4)$$

$k_{\text{отс}} = 1,3$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{\text{нб расч1}}$	о.е.	ток небаланса, соответствующий значению тока торможения, равному « ltорм1 », рассчитанный по формуле 10.5

Расчет тока небаланса $I_{\text{нб расч1}}$, соответствующего значению тока торможения, равному «**ltорм1**», следует выполнять по формуле

$$I_{\text{нб расч1}} = \frac{(k_{\text{пер1}} \cdot \varepsilon_1 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн+(-)}} + \Delta f)}{100} \cdot I_{\text{торм1}} \quad , \quad (10.5)$$

$k_{\text{пер1}} = 1$	-	коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме. В режиме, соответствующем началу торможения, принято отсутствие увеличения погрешности ТТ
ε_1	%	полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, при токах через ТТ, не превышающих значения « ltорм1 ». При выполнении требований п. 9.1.2 принять равной 10 % для ТТ с классом точности 10Р
$\Delta U_{\text{рпн}}$	%	шаг регулирования напряжения устройством РПН
$N_{\text{рпн+(-)}}$	%	количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую $N_{\text{рпн+}}$ и меньшую $N_{\text{рпн-}}$ стороны. В расчете использовать наибольшее значение, соответствующее максимальному отклонению коэффициента трансформации от номинального значения. Для симметричного диапазона регулирования значения $N_{\text{рпн+}}$ и $N_{\text{рпн-}}$ равны друг другу.
$\Delta f = 5$	%	относительная погрешность вычисления дифференциального тока устройством защиты
$I_{\text{торм1}}$	о.е.	уставка тока начала торможения первого участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2

10.3.4 Расчет значения уставки «**ktорм1**» коэффициент торможения первого участка

Расчет значения коэффициента торможения первого участка ДЗТ «**ktорм1**» следует выполнять по формуле

$$k_{\text{торм1}} = \frac{I_{\text{дзт2}} - I_{\text{дзт}}}{I_{\text{торм2}} - I_{\text{торм1}}} \quad , \quad (10.6)$$

$I_{дзт2}$	о.е.	ток срабатывания ДЗТ при значении тока торможения, равном « I_{торм2} », рассчитанный по формуле 10.7
$I_{дзт}$	о.е.	уставка начального тока срабатывания ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.3
$I_{торм2}$	о.е.	уставка ток начала торможения второго участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2
$I_{торм1}$	о.е.	уставка ток начала торможения первого участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2

Расчет тока срабатывания ДЗТ при значении тока торможения, равном «**I_{торм2}**» следует выполнять по формуле

$$I_{дзт2} = k_{отс} \cdot I_{нб\ расч2} \quad , \quad (10.7)$$

$k_{отс} = 1,3$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{нб\ расч2}$	о.е.	ток небаланса, соответствующий значению тока торможения, равному « I_{торм2} », рассчитанный по формуле 10.8

Расчет тока небаланса $I_{нб\ расч2}$, соответствующего значению тока торможения, равному «**I_{торм2}**», следует выполнять по формуле

$$I_{нб\ расч2} = \frac{(k_{пер2} \cdot \varepsilon_2 + \Delta U_{рпн} \cdot N_{рпн+(-)} + \Delta f)}{100} \cdot I_{торм2} \quad , \quad (10.8)$$

$k_{пер2} = 1,5$	-	коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме.
ε_2	%	полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, при токах через ТТ, не превышающих значения « I_{торм2} ». При выполнении требований п. 9.1.2 принять равной 10 % для ТТ с классом точности 10Р
$\Delta U_{рпн}$	%	шаг регулирования напряжения устройством РПН
$N_{рпн+(-)}$	%	количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую $N_{рпн+}$ и меньшую $N_{рпн-}$ стороны. В расчете использовать наибольшее значение, соответствующее максимальному отклонению коэффициента трансформации от номинального значения. Для симметричного диапазона регулирования значения $N_{рпн+}$ и $N_{рпн-}$ равны друг другу.
$\Delta f = 5$	%	относительная погрешность вычисления дифференциального тока устройством защиты
$I_{торм2}$	о.е.	уставка тока начала торможения второго участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2

10.3.5 Расчет значения уставки «**k_{торм2}**» коэффициент торможения второго участка

Расчет значения коэффициента торможения второго участка ДЗТ «**k_{торм2}**» следует выполнять по формуле

$$k_{торм2} = \frac{k_{отс} \cdot I_{нб\ расч\ макс} - I_{дзт2}}{I_{торм\ дто} - I_{торм2}} \quad , \quad (10.9)$$

$k_{отс} = 1,3$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{нб\ расч\ макс}$	о.е.	максимальный ток небаланса в режиме внешнего КЗ, рассчитанный по формуле 10.2
$I_{дзт2}$	о.е.	ток срабатывания ДЗТ при значении тока торможения, равном « I_{торм2} », рассчитанный по формуле 10.7
$I_{торм\ дто}$	о.е.	ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, рассчитанный по формуле 10.10
$I_{торм2}$	о.е.	уставка ток начала торможения второго участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2

Расчет тока торможения «**I_{торм ДТО}**» следует выполнять с учетом максимального расчетного значения тока небаланса по формуле

$$I_{торм\ дто} = \frac{I_{кз\ внеш\ макс}}{I_{ном\ ВН}} - \frac{I_{нб\ расч\ макс}}{2} , \quad (10.10)$$

$I_{кз\ внеш\ макс}$	А	первичное действующее значение максимального тока КЗ на сторон НН, приведенное к стороне ВН
$I_{ном\ ВН}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3
$I_{нб\ расч\ макс}$	о.е.	максимальный ток небаланса в режиме внешнего КЗ в соответствии с п. 10.2.3

10.3.6 Расчет значения уставки «**I_{дзт г}**» тока срабатывания ДЗТ грубого органа

В устройстве предусмотрена возможность автоматического загрубления ДЗТ при выявлении неисправностей вторичных цепей ТТ алгоритмом КЦТ.

Расчет значения тока срабатывания «**I_{дзт г}**» грубого органа ДЗТ следует выполнять исходя из условия обеспечения несрабатывания ДЗТ при повреждении вторичных цепей ТТ в режиме длительно допустимой перегрузки трансформатора по формуле

$$I_{дзт\ г} = k_{отс} \cdot k_{перегрузки} , \quad (10.11)$$

$k_{отс} = 1,1$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$k_{перегрузки}$	о.е.	максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора)

10.3.7 Выбор значения уставки «**T_{дзт}**», задержки срабатывания ДЗТ

В общем случае ДЗТ должна работать без дополнительного замедления. Значение уставки «**T_{дзт}**» задержки срабатывания защиты следует принимать равным **0**.

Выбор отличного от 0 значения уставки «**T_{дзт}**» требует отдельного обоснования.

10.3.8 Выбор значения уставки «**ИПБ 2г**» функции блокирования ДЗТ по второй гармонике

В соответствии с [\[6\]](#) доля второй гармонической составляющей в апериодическом БН составляет не менее 17%. В периодическом БН доля второй гармонической составляющей выше и может достигать 70%.

В качестве уставки «ИПБ 2г» рекомендуется принять значение, равное **0,15 о.е.**, которое обеспечит выявление как периодических, так и аperiodических БТН.

Значение уставки «ИПБ 2г» может быть изменено по результатам анализа осциллограмм в процессе эксплуатации.

10.3.9 Выбор значения уставки «Тпб 2г» максимальной длительности перекрестного блокирования

Перекрестное блокирование обеспечивает блокирование ДЗТ всех трех фаз в случае выявления устройством БТН хотя бы в одной из них, чем обеспечивается более надежная отстройка защиты от режима, сопровождающегося появлением БТН.

Стоит понимать, что использование функции перекрестного блокирования может вызвать замедление действия защиты в режиме наложения КЗ на процесс, сопровождающийся появлением БТН.

Функция перекрестного блокирования рекомендуется к использованию на необслуживаемых энергообъектах, а также в случаях, когда оперативный анализ причин отключения трансформатора затруднен, и выполнение повторной постановки трансформатора под напряжения сопряжено со значительными временными издержками.

Согласно [6] снижение значения тока при БТН до значения меньше номинально происходит за 0,2 – 0,4 с. Дальнейшее снижение происходит достаточно медленно.

В качестве уставки «Тпб 2г» максимальной длительности перекрестного блокирования рекомендуется принять значение, равное **2 с**, с учетом того, что допустимая продолжительность КЗ на зажимах трансформатора, согласно [7], составляет:

- 3 с - для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ и выше;
- 4 с - для трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ и ниже.

10.3.10 Выбор значения уставки «ИПБ 5г» функции блокирования ДЗТ по пятой гармонике

Если силовой трансформатор работает под значительно увеличенным напряжением, то возрастает требуемое для стали намагничивание. При этом форма тока искажается с одновременным увеличением содержания нечетных гармоник. Увеличенный ток намагничивания приводит к увеличению дифференциального тока. Это может привести к срабатыванию дифференциальной защиты, поэтому, при необходимости, следует вводить блокировку по 5 гармонике.

В качестве уставки «ИПБ 5г» рекомендуется принять значение, равное **0,3 о.е.** [14] Блокировка действия защиты на отключение производится тогда, когда отношение действующего значения пятой гармоники к действующему значению первой гармоники дифференциального тока превышает установленное значение. При этом необходимо учесть, что содержание 5 гармоники уменьшается в том случае, если перевозбуждение значительно.

10.3.11 Выбор значения уставки «Тпб 5г» максимальной длительности перекрестного блокирования

- Аргументы по выбору уставки «Тпб 5г» аналогичны аргументам при выборе уставки «Тпб 2г». При этом время выбирается исходя из расчетного времени аварийного процесса, вызывающего перенапряжение: переходный процесс после сброса нагрузки или время работы автоматики возбуждения.

10.3.12 Проверка чувствительности ДЗТ

Согласно ПУЭ [1] чувствительность ДЗТ следует проверять при металлическом КЗ на выводах трансформатора в пределах защищаемой зоны в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ.

При питании трансформатора с одной стороны чувствительность следует проверять при КЗ на стороне без питания, при наличии питания с двух сторон – на стороне с минимально возможным значением тока КЗ¹.

Значение коэффициента чувствительности « k », рассчитываемого для проверки чувствительности, должно быть около 2,0 [1]. Допустимо снижение коэффициента чувствительности до значения около 1,5 в случаях:

- при КЗ на выводах стороны НН понижающих трансформаторов мощностью менее 80 МВА;
- в режиме включения трансформатора под напряжение, а также для кратковременных режимов его работы (например, при отключении одной из питающих сторон);
- в режиме опробования шин питающей стороны включением одного из питающих элементов;
- при КЗ за реактором на стороне НН, входящим в зону действия ДЗТ.

С учетом используемого устройством принципа торможения от арифметической полусуммы токов сторон (9) геометрическое место точек на характеристике срабатывания, соответствующих КЗ в зоне действия защиты при питании трансформатора с одной стороны и отсутствии тока небаланса нагрузочного режима, будет находиться на прямой с угловым коэффициентом 2 (линия «ГМТ КЗ» на рисунке 10.2), что обеспечивает надежное срабатывание защиты при внутренних КЗ с током выше уставки начального тока срабатывания «ДЗТ».

Наличие тока небаланса нагрузочного режима, а также подпитка места КЗ в режиме двухстороннего питания или в режиме выбега электрических двигателей на стороне без питания приводят к смещению геометрического места точек от данной прямой. В связи с этим, коэффициент чувствительности защиты следует рассчитывать относительно уставки срабатывания «ДЗТ сраб», полученной по характеристике торможения (рисунок 10.2) по формулам

$$I_{\text{ДЗТ сраб}} = I_{\text{ДЗТ}} \quad , \text{ если } I_{\text{КЗ мин}} \leq 2 \cdot I_{\text{торм1}}, \quad (10.12)$$

$$I_{\text{ДЗТ сраб}} = \left(\frac{I_{\text{КЗ мин}}}{2} - I_{\text{торм1}} \right) \cdot k_{\text{торм1}} + I_{\text{ДЗТ}} \quad , \text{ если } 2 \cdot I_{\text{торм1}} < I_{\text{КЗ мин}} \leq 2 \cdot I_{\text{торм2}}, \quad (10.13)$$

$$I_{\text{ДЗТ сраб}} = \left(\frac{I_{\text{КЗ мин}}}{2} - I_{\text{торм2}} \right) \cdot k_{\text{торм2}} + I_{\text{ДЗТ2}} \quad , \text{ если } I_{\text{КЗ мин}} > 2 \cdot I_{\text{торм2}}, \quad (10.14)$$

$I_{\text{ДЗТ}}$	о.е.	уставка начального тока срабатывания ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.3
$I_{\text{КЗ мин}}$	о.е.	относительное значение минимального тока двухфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора, вычисленное по формуле 10.15
$I_{\text{торм1}}$	о.е.	уставки ток начала торможения первого и второго участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2
$I_{\text{торм2}}$		
$k_{\text{торм1}}$	-	уставки коэффициента торможения первого и второго участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.4 и 10.3.5
$k_{\text{торм2}}$		

¹ Минимально возможное значение тока КЗ следует выбирать путем сравнения значений токов КЗ сторон трансформатора, приведенных к одному напряжению.

$I_{\text{дзт2}}$	о.е.	ток срабатывания ДЗТ при значении тока торможения, равном « I_{торм2} », рассчитанный по формуле 10.7
-------------------	------	--

Относительное значение минимального тока двухфазного КЗ на выводах трансформатора «**I_{кз мин}**» следует вычислять с помощью значения тока трехфазного КЗ по формуле

$$I_{\text{кз мин}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{I_{\text{ном ВН}}} , \quad (10.15)$$

$I_{\text{кз мин НН}}$	А	первичное действующее значение минимального тока трехфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора, приведенное к стороне ВН
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

Вычисление коэффициента чувствительности «**к_ч**» следует выполнять по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз мин}}}{I_{\text{дзт сраб}}} , \quad (10.16)$$

$I_{\text{кз мин}}$	о.е.	относительное значение минимального тока двухфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора, вычисленное по формуле 10.15
$I_{\text{дзт сраб}}$	о.е.	уставка срабатывания ДЗТ при токе $I_{\text{кз мин}}$

При использовании автоматического заглубления защиты при неисправностях вторичных цепей ТТ дополнительно необходимо проверить чувствительность грубого органа ДЗТ, рассчитав коэффициент чувствительности по формуле

$$k_{\text{ч г}} = \frac{I_{\text{кз мин}}}{I_{\text{дзт г}}} , \quad (10.17)$$

$I_{\text{кз мин}}$	о.е.	относительное значение минимального тока двухфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора, вычисленное по формуле 10.15
$I_{\text{дзт г}}$	о.е.	уставка срабатывания ДЗТ грубого органа, в соответствии с п. 10.3.6

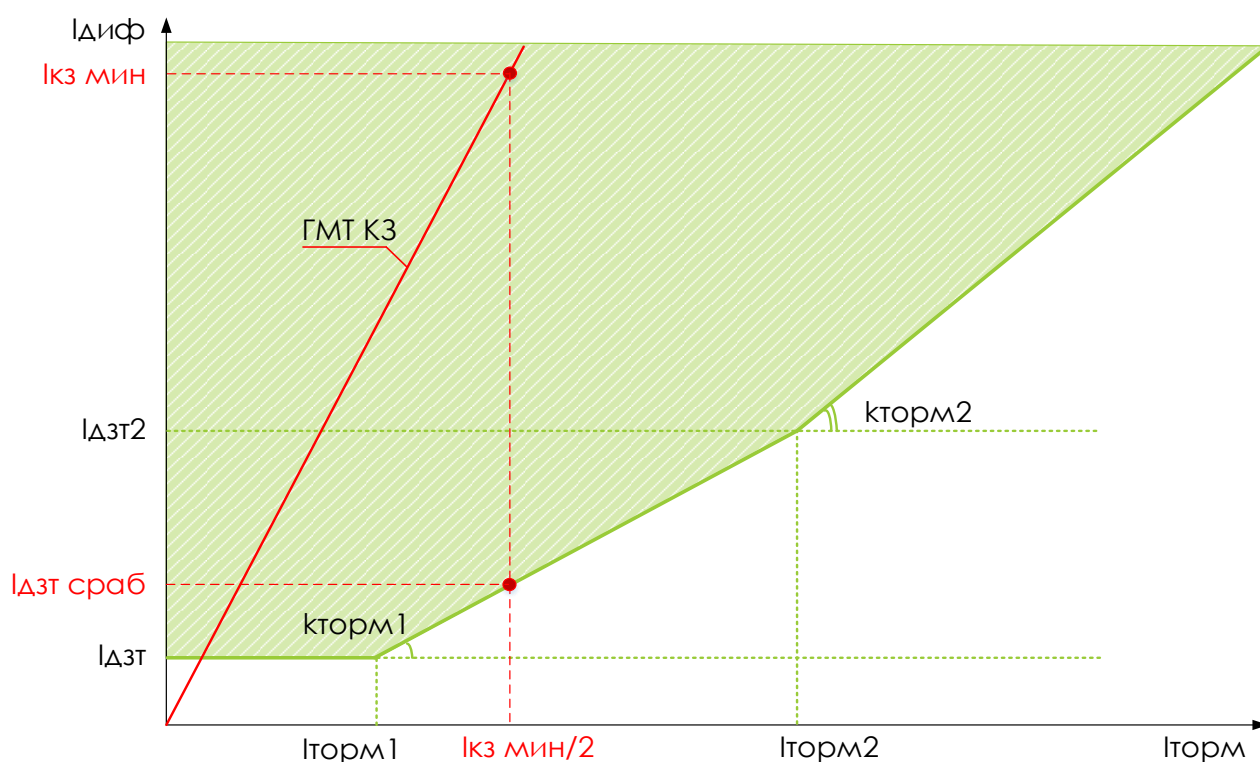


Рисунок 10.2 – Определение коэффициента чувствительности по характеристике срабатывания ДЗТ

10.4 Сигнализация небаланса

10.4.1 Принцип действия пускового органа сигнализации небаланса аналогичен принципу действия пускового органа ДЗТ. Уставка «**И_{нб}**» задает начальный ток срабатывания сигнализации небаланса. Ток начала торможения и коэффициент торможения задаются уставками «**И_{торм1}**» и «**к_{торм1}**» характеристики ДЗТ, рассчитанными в п. [10.3.2](#) и [10.3.4](#).

Сигнализация небаланса срабатывает с выдержкой времени «**Т_{нб}**».

Уставка «**И_{нб}**» является безразмерной относительной величиной, выраженной в единицах номинального тока защищаемого трансформатора.

10.4.2 Расчет значения уставки «**И_{нб}**» необходимо выполнять исходя из условия обеспечения несрабатывания сигнализации на участке без торможения при токе торможения, равном «**И_{торм1}**» по формуле

$$I_{нб} = k_{отс\ нб} \cdot I_{нб\ расч1} \quad , \quad (10.18)$$

$k_{отс\ нб}$ $= 1,05$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{нб\ расч1}$	о.е.	ток небаланса, соответствующий значению тока торможения, равному « И_{торм1} », рассчитанный по формуле 10.5

10.4.3 Значение уставки «**Т_{нб}**» задержки срабатывания сигнализации небаланса должно быть отстроено от максимального времени действия резервных защит трансформатора и пусковых режимов электрически двигателей на стороне НН.

Допустимо без дополнительных расчетов в качестве уставки «**Т_{нб}**» принять значение, равное **10** с.

10.5 Расчет уставок ДЗТ при наличии ТСН в зоне защиты

10.5.1 Расчет уставок ДЗТ и проверку чувствительности защиты при наличии ТСН в зоне защиты следует проводить аналогично пунктам [10.2 - 10.4](#) с учётом особенностей, приведённых ниже (при расчете уставок ДЗТ при наличии ТСН в зоне защиты необходимо отстраиваться от дифференциального тока вызванного КЗ за ТСН $I_{\text{НБ ТСН макс}}$ и тока небаланса в режиме максимального рабочего тока ТСН).

10.5.2 Максимальный ток небаланса $I_{\text{НБ расч макс}}$ выбирается равным максимальному из токов небаланса в режиме внешнего КЗ $I_{\text{НБ внешКЗ макс}}$ и дифференциального тока при КЗ за ТСН $I_{\text{НБ ТСН макс}}$.

Расчет тока небаланса в режиме внешнего КЗ $I_{\text{НБ внешКЗ макс}}$, следует выполнять по формуле

$$I_{\text{НБ внешКЗ макс}} = \frac{(k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн}+(-)} + \Delta f)}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз макс НН}}}{I_{\text{ном ВН}}}, \quad (10.19)$$

$k_{\text{пер}} = 2,5$	-	коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме под действием апериодической составляющей тока КЗ
$\varepsilon_{\text{макс}}$	%	полная относительной погрешность ТТ в установившемся режиме при токе через ТТ, соответствующем максимальному току внешнего КЗ, %. При выполнении требований п. 9.1.2 принять равной 10 % для ТТ с классом точности 10Р
$\Delta U_{\text{рпн}}$	%	шаг регулирования напряжения устройством РПН
$N_{\text{рпн}+(-)}$	%	количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую $N_{\text{рпн}+}$ и меньшую $N_{\text{рпн}-}$ стороны. В расчете использовать наибольшее значение, соответствующее максимальному отклонению коэффициента трансформации от номинального значения. Для симметричного диапазона регулирования значения $N_{\text{рпн}+}$ и $N_{\text{рпн}-}$ равны друг другу.
$\Delta f = 5$	%	относительная погрешность вычисления дифференциального тока устройством защиты
$I_{\text{кз макс НН}}$	А	первичное действующее значение максимального тока КЗ на выводах стороны НН, приведенное к стороне ВН
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

Расчет дифференциального тока в режиме КЗ за ТСН $I_{\text{дифф ТСН макс}}$, следует выполнять по формуле

$$I_{\text{дифф ТСН макс}} = k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{кз ТСН макс НН}}}{I_{\text{ном ВН}}}, \quad (10.20)$$

$k_{\text{отс}} = 1,3$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{\text{кз ТСН макс НН}}$	А	максимальный ток КЗ за ТСН, приведенный к стороне ВН
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

10.5.1 Ток небаланса $I_{\text{НБ расч1}}$, соответствующий значению тока торможения, равному «**ltорм1**»,

выбирается равным максимальному из токов небаланса в режиме максимального рабочего тока ТСН $I_{\text{нб рабmax1}}$ и дифференциального тока при КЗ за ТСН $I_{\text{дифф ТСН макс}}$.

Расчет тока небаланса в режиме максимального рабочего тока ТСН $I_{\text{нб рабmax1}}$ следует выполнять по формуле

$$I_{\text{нб рабmax1}} = \frac{(k_{\text{пер1}} \cdot \varepsilon_1 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн+(-)}} + \Delta f)}{100} \cdot I_{\text{торм1}} + I_{\text{ТСН раб}} \quad (10.21)$$

$k_{\text{пер1}} = 1$	-	коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме. В режиме, соответствующем началу торможения, принято отсутствие увеличения погрешности ТТ
ε_1	%	полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, при токах через ТТ, не превышающих значения « ltорм1 ». При выполнении требований п. 9.1.2 принять равной 10 % для ТТ с классом точности 10Р
$\Delta U_{\text{рпн}}$	%	шаг регулирования напряжения устройством РПН
$N_{\text{рпн+(-)}}$	%	количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую $N_{\text{рпн+}}$ и меньшую $N_{\text{рпн-}}$ стороны. В расчете использовать наибольшее значение, соответствующее максимальному отклонению коэффициента трансформации от номинального значения. Для симметричного диапазона регулирования значения $N_{\text{рпн+}}$ и $N_{\text{рпн-}}$ равны друг другу.
$\Delta f = 5$	%	относительная погрешность вычисления дифференциального тока устройством защиты
$I_{\text{торм1}}$	о.е.	уставка тока начала торможения первого участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2
$I_{\text{ТСН раб}}$	о.е.	относительное значение максимального рабочего тока ТСН, приведенное к стороне ВН

Расчет дифференциального тока в режиме КЗ за ТСН $I_{\text{дифф ТСН макс}}$, следует выполнять по формуле **10.20**

10.5.1 Ток небаланса $I_{\text{нб расч2}}$, соответствующий значению тока торможения, равному «**ltорм2**», выбирается равным максимальному из токов небаланса в режиме максимального рабочего тока ТСН $I_{\text{нб рабmax2}}$ и дифференциального тока при КЗ за ТСН $I_{\text{дифф ТСН макс}}$.

Расчет тока небаланса в режиме максимального рабочего тока ТСН $I_{\text{нб рабmax2}}$ следует выполнять по формуле

$$I_{\text{нб расч2}} = \frac{(k_{\text{пер2}} \cdot \varepsilon_2 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн+(-)}} + \Delta f)}{100} \cdot I_{\text{торм2}} + I_{\text{ТСН раб}} \quad (10.22)$$

$k_{\text{пер2}} = 1,5$	-	коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме.
ε_2	%	полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме, при токах через ТТ, не превышающих значения « ltорм2 ». При выполнении требований п. 9.1.2 принять равной 10 % для ТТ с классом точности 10Р
$\Delta U_{\text{рпн}}$	%	шаг регулирования напряжения устройством РПН
$N_{\text{рпн+(-)}}$	%	количество ступеней, используемых для регулирования напряжения в большую $N_{\text{рпн+}}$ и меньшую $N_{\text{рпн-}}$ стороны. В расчете использовать

		наибольшее значение, соответствующее максимальному отклонению коэффициента трансформации от номинального значения. Для симметричного диапазона регулирования значения $N_{рпн+}$ и $N_{рпн-}$ равны друг другу.
$\Delta f = 5$	%	относительная погрешность вычисления дифференциального тока устройством защиты
$I_{\text{торм}2}$	о.е.	уставка тока начала торможения второго участка ДЗТ, в соответствии с п. 10.3.2
$I_{\text{ТСН раб}}$	о.е.	относительное значение максимального рабочего тока ТСН, приведенное к стороне ВН

Расчет дифференциального тока в режиме КЗ за ТСН $I_{\text{дифф ТСН макс}}$, следует выполнять по формуле **10.20**.

11 РАСЧЕТ УСТАВОК - ТО ВН

11.1 Общие сведения

11.1.1 Согласно указаниям ПУЭ [1] токовая отсечка предназначена для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью менее 6,3 МВА, использование ДЗТ на которых не предусмотрено.

11.1.2 Вследствие того, что функция ТО присутствует во всех устройствах защиты трансформатора рекомендуется ее использование для защиты трансформаторов любых типов в качестве:

- основной защиты для трансформаторов мощностью менее 6,3 МВА;
- резервной защиты для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более.

11.1.3 Токовая отсечка должна быть нечувствительна к КЗ на стороне НН, вследствие чего не может быть использована в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

11.1.4 В алгоритме ТО используются приведенные фазные токи стороны ВН, полученные путем программного удаления из соответствующих фазных токов тока нулевой последовательности, что обеспечивает правильную работу защиты в режимах внешних однофазных КЗ в питающей сети с заземленной нейтралью.

Операция приведения токов не вызывает изменения их значений в режимах, расчетных для выбора уставок и оценки коэффициента чувствительности (коэффициент схемы остается неизменным).

11.1.5 Условием пуска ТО является превышение действующим значением максимального из приведенных токов стороны ВН значения уставки «**Іто ВН**».

Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тто ВН**» (без выдержек времени в случае установки нулевого значения «**Тто ВН**») на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

11.2 Расчет уставок ТО ВН

11.2.1 Согласно указаниям ПУЭ [1] ТО должна действовать без выдержки времени. В качестве значения уставки «**Тто ВН**» следует принять нулевое значение.

11.2.2 В качестве значения уставки «**Іто ВН**» следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям обеспечения отстройки от:

- максимального тока КЗ на выводах стороны НН;
- величины БТН в режиме включения трансформатора под напряжение.

Критерии выбора значения уставки обусловлены тем, что защита не должна срабатывать при КЗ на стороне НН и действует без замедления во всех режимах работы трансформатора.

11.2.3 Расчет уставки «**Іто ВН**» целесообразно выполнять в первичных величинах токов, приведенных к стороне ВН. Перед вводом в устройство значение уставки следует привести ко вторичным величинам токов, используя коэффициент трансформации ТТ стороны ВН.

11.2.4 Расчет значения «**Іто ВН**» по условию отстройки от максимального тока КЗ на выводах стороны НН следует выполнять по формуле

$$I_{\text{то ВН}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз макс НН}} \quad (11.1)$$

$k_{\text{отс}} = 1,3$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{\text{кз внеш макс}}$	А	первичное действующее значение максимального тока КЗ на выводах стороны НН, приведенное к стороне ВН

11.2.5 Расчет значения «**Іто ВН**» по условию отстройки от БТН следует выполнять по формуле

$$I_{\text{то ВН}} = k_{\text{бтн}} \cdot I_{\text{ном ВН}} \quad (11.2)$$

$k_{\text{бтн}} = 6$	-	коэффициент отстройки от БТН
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

Согласно данным, указанным в [4], шестикратное превышение уставки срабатывания относительно величины номинального тока трансформатора обеспечивает надежную отстройку от БТН.

11.3 Проверка чувствительности ТО ВН

11.3.1 Проверку чувствительности ТО следует выполнять для трансформаторов мощностью менее 6,3 МВА, для которых ТО выполняет роль основной защиты.

11.3.2 Согласно ПУЭ [1] чувствительность ТО следует проверять при металлическом двухфазном КЗ на выводах стороны ВН трансформатора в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ. Коэффициент чувствительности при этом должен быть около 2.

11.3.3 Вычисление коэффициента чувствительности «**к_ч**» следует выполнять по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз мин ВН}}}{I_{\text{то ВН}}} \quad (11.3)$$

$I_{\text{кз мин ВН}}$	А	первичное действующее значение минимального тока трехфазного КЗ на выводах стороны ВН трансформатора, приведенное к стороне ВН
------------------------	---	--

11.3.4 В случае, если значение коэффициента чувствительности около 2 не может быть обеспечено, следует рассмотреть возможность использования ДЗТ в качестве основной защиты для трансформаторов мощностью от 1 МВА до 6,3 МВА [1].

12 РАСЧЕТ УСТАВОК – МТЗ НН

12.1 Общие сведения

12.1.1 Согласно указаниям ПУЭ [1] максимальная токовая защита на стороне НН предназначена для защиты шин, а также резервирования защит от междофазных замыканий предыдущих элементов.

12.1.2 Алгоритм МТЗ НН устройства защиты трансформатора следует использовать при отсутствии отдельного устройства защиты, установленного на выключателе ввода стороны НН.

12.1.3 Условием пуска МТЗ НН является превышение действующим значением максимального из фазных токов стороны НН значения уставки «**Imтз НН**».

Защита срабатывает с выдержками времени:

- «**Тмтз НН СВ**» - на отключение секционного выключателя стороны НН;
- «**Тмтз НН**» - на отключение выключателя ввода стороны НН.

Срабатывание МТЗ НН приводит к формированию предупредительной сигнализации.

Предусмотрена возможность действия МТЗ НН на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию, обеспечивающая отключение КЗ в «мертвой» зоне между ТТ и выключателем ввода стороны НН. Сигнал отключения трансформатора со всех сторон формируется с задержкой «**Тмтз НН Т**» после срабатывания МТЗ НН на отключение выключателя ввода стороны НН.

12.1.4 Расчетным режимом для определения уставок МТЗ НН зачастую является режим с включенным секционным выключателем, что приводит к снижению чувствительности защиты и увеличению времени ее действия в нормальном режиме работы, когда СВ отключен. В алгоритме МТЗ НН предусмотрен контроль положения СВ стороны НН и два набора уставок для каждого режима работы, позволяющие компенсировать данный недостаток.

12.2 Расчет уставок МТЗ НН

12.2.1 Порядок расчета

12.2.1.1 Работу алгоритма МТЗ НН определяет следующий набор уставок:

- «**Imтз НН**» - ток срабатывания МТЗ НН, А;
- «**Тмтз НН**» - задержка срабатывания МТЗ НН, с;
- «**Imтз НН ч**» - ток срабатывания МТЗ НН при отключенном СВ НН, А;
- «**Тмтз НН ч**» - задержка срабатывания МТЗ НН при отключенном СВ НН, с;
- «**Тумтз НН**» - задержка ускоренного срабатывания МТЗ НН, с.

Алгоритм МТЗ НН имеет общие с алгоритмом МТЗ ВН пусковые органы напряжения с уставками срабатывания «**Uмин МТЗ**» и «**U2 МТЗ**».

12.2.1.2 Расчет уставок «**I_{МТЗ НН}**» и «**I_{МТЗ НН ч}**» целесообразно выполнять в первичных величинах токов, приведенных к стороне ВН. Перед вводом в устройство значения уставок следует привести ко вторичным величинам токов, приведенных к стороне НН, используя коэффициент трансформации трансформатора и ТТ стороны НН.

12.2.1.3 Порядок выполнения расчета уставок МТЗ НН представлен на рисунке [12.1](#).

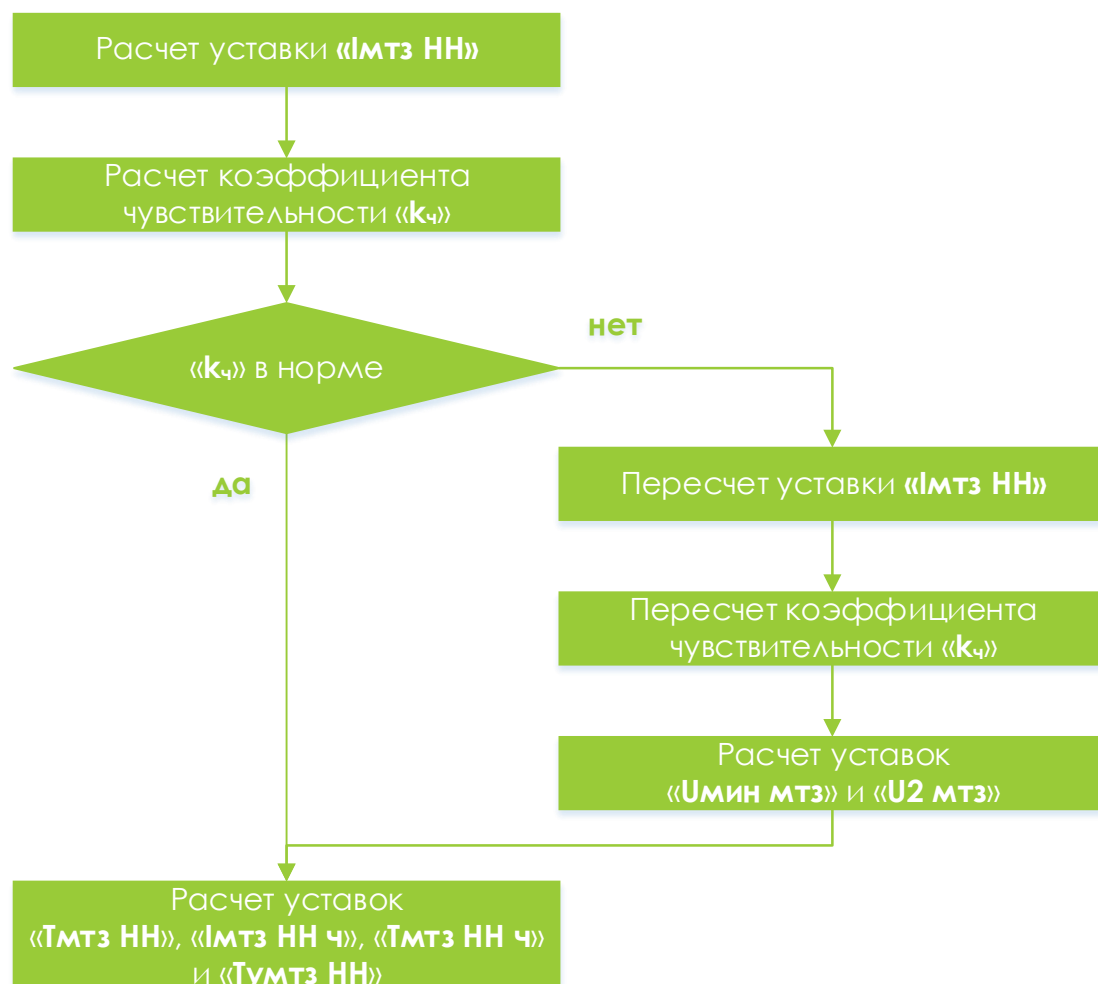


Рисунок 12.1 – Порядок расчета уставок МТЗ НН

На первом шаге следует выполнить расчет уставки тока срабатывания «**I_{МТЗ НН}**» с учетом отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН.

На втором шаге следует выполнить расчет коэффициента чувствительности «**k_ч**» защиты.

В случае, если коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ [\[1\]](#), МТЗ НН следует использовать без пуска по напряжению.

В случае, если коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ [\[1\]](#), следует использовать пуск по напряжению. Далее следует повторно рассчитать значения «**I_{МТЗ НН}**» и «**k_ч**» без учета отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН, а также уставки ПОН «**Uмин МТЗ**» и «**U2 МТЗ**».

Для завершения выбора уставок МТЗ НН выполнить расчет уставок «**ТМТЗ НН**», «**IМТЗ НН ч**», «**ТМТЗ НН ч**» и «**Тумтз НН**».

12.2.2 Расчет значения уставки «**IMT3 HH**» тока срабатывания МТЗ НН

12.2.2.1 В качестве значения уставки «**IMT3 HH**» следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- отстройки от увеличения рабочего тока в переходных режимах, как правило при самозапуске электрических двигателей;
- согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

12.2.2.2 Расчет значения уставки «**IMT3 HH**» по условию отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН следует выполнять по формуле

$$I_{\text{MT3 HH}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}} \quad (12.1)$$

$k_{\text{отс}} = 1,2$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$k_{\text{зап}}$	-	Коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока от заторможенной двигательной нагрузки. В предварительных расчетах и при отсутствии информации о доле двигательной нагрузки может быть принят равным: - 2 – для сельских сетей общего назначения; - 2,5 – для городских сетей общего назначения; - 4-5 – для промышленных сетей, при условии отсутствия в нагрузке электрических двигателей напряжением свыше 1000 В. Для расчета коэффициента самозапуска рекомендуется использовать методы, приведенные в [8].
$k_{\text{в}} = 0,95$	-	коэффициент возврата пускового органа
$k_{\text{перегрузки}}$	о.е.	максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора)
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

12.2.2.3 Расчет значения уставки «**IMT3 HH**» по условию согласования с уставками защит предыдущих элементов следует выполнять по формуле

$$I_{\text{MT3 HH}} = k_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{MT3 пред макс}} + \sum I_{\text{раб}}) \quad (12.2)$$

$k_{\text{отс}} = 1,1$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{\text{MT3 пред}}$	А	максимальное из значений уставок МТЗ предыдущих элементов, приведенное к первичным значениям на стороне ВН (как правило уставка МТЗ на секционном выключателе стороны НН). В случае, если максимальное значение соответствует уставке МТЗ одной из параллельных линий, значение « $I_{\text{MT3 пред макс}}$ » следует принять равным сумме уставок МТЗ таких параллельных линий.
$\sum I_{\text{раб}}$	А	суммарное значение рабочих токов предыдущих элементов за исключением элементов, используемых при определении значения

« $I_{\text{МТЗ пред макс}}$ » (как правило соответствует « $I_{\text{раб макс}}$ » за вычетом максимального рабочего тока СВ стороны НН).

12.2.3 Проверка чувствительности уставки по току МТЗ НН

12.2.3.1 Чувствительность МТЗ НН следует проверять при металлическом двухфазном КЗ в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ при замыкании на выводах стороны НН и в наиболее удаленной точке зоны резервирования.

12.2.3.2 Коэффициент чувствительности при этом должен быть:

- около 1,5 – при КЗ на выводах стороны НН трансформатора (п. 3.2.21 [1]);
- около 1,2 – при КЗ в наиболее удаленной точке предыдущего элемента, входящего в зону резервирования (п. 3.2.25 [1]).

12.2.3.3 Вычисление коэффициента чувствительности (« $k_{\text{ч}}$ ») следует выполнять по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{КЗ мин НН}}}{I_{\text{МТЗ НН}}}, \quad (12.3)$$

$I_{\text{КЗ мин НН}}$	А	первичное действующее значение минимального тока трехфазного КЗ в расчетном режиме, приведенное к стороне ВН.
$I_{\text{МТЗ НН}}$	А	уставка срабатывания МТЗ НН, в соответствии с п. 12.2.2

При использовании функции ТЗОП НН чувствительность следует проверять при металлическом трехфазном КЗ. При этом множитель $\frac{\sqrt{3}}{2}$ в формуле [12.3](#) следует исключить.

12.2.3.4 В случае, если требуемое значение коэффициента чувствительности обеспечено быть не может, следует:

- использовать пуск по напряжению и выполнить пересчет уставки « $I_{\text{МТЗ НН}}$ », если определяющим ее значение явилось условие отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН;
- рассмотреть возможность использования функций ТЗОП НН для защиты от несимметричных КЗ, либо выполнить мероприятия, способствующие снижению значений уставок срабатывания предыдущих элементов, если определяющим значение « $I_{\text{МТЗ НН}}$ » явилось условие согласования по чувствительности с уставками защит предыдущих элементов.

12.2.4 Расчет значения уставки « $I_{\text{МТЗ НН}}$ » тока срабатывания МТЗ НН с пуском по напряжению

12.2.4.1 В качестве значения уставки « $I_{\text{МТЗ НН}}$ » срабатывания МТЗ НН с пуском по напряжению следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- отстройки от максимального рабочего тока трансформатора;
- согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

12.2.4.2 Расчет уставки « $I_{\text{МТЗ НН}}$ » следует выполнять аналогично п. [12.2.2](#) по формулам [12.1](#) и [12.2](#) с учетом исключения коэффициента самозапуска « $k_{\text{зап}}$ » из формулы [12.1](#).

12.2.5 Расчет значений уставок «**U_{мин} мтз**» и «**U₂ мтз**» пускового органа по напряжению

12.2.5.1 В качестве значения уставки «**U_{мин} мтз**» следует выбрать минимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- возврата пускового органа после отключения внешнего КЗ;
- отстройки от напряжения самозапуска заторможенных двигателей нагрузки на стороне НН от действия АПВ или АВР.

12.2.5.2 Расчет значения уставки «**U_{мин} мтз**» по условию возврата пускового органа после отключения внешнего КЗ следует выполнять по формуле

$$U_{\text{мин мтз}} = \frac{1}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} \cdot U_{\text{мин}} , \quad (12.4)$$

$k_{\text{отс}} = 1,2$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$k_{\text{в}} = 1,05$	-	коэффициент возврата пускового органа
$U_{\text{мин}}$	В	первичное действующее значение междуфазного напряжения на стороне НН в условиях самозапуска двигательной нагрузки после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным от 85 до 90 % от среднего номинального напряжения сети на стороне НН (в соответствии с п. 10.4.1.2 [4]).

12.2.5.3 Расчет значения уставки «**U_{мин} мтз**» по условию отстройки от напряжения самозапуска заторможенных двигателей следует выполнять по формуле

$$U_{\text{мин мтз}} = \frac{1}{k_{\text{отс}}} \cdot U_{\text{зап}} , \quad (12.5)$$

$k_{\text{отс}} = 1,2$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$U_{\text{зап}}$	В	первичное действующее значение междуфазного напряжения на стороне НН в условиях самозапуска двигательной нагрузки после срабатывания АПВ или АВР. В ориентировочных расчетах может быть принято равным 70 % от среднего номинального напряжения сети на стороне НН (в соответствии с п. 10.4.1.2 [4]).

12.2.5.4 При использовании рекомендованных значений «**U_{мин}**» и «**U_{зап}**» (в отсутствии расчетных данных) для определения значения уставки «**U_{мин} мтз**» расчетной будет являться формула [12.5](#).

12.2.5.5 В качестве значения уставки «**U₂ мтз**» рекомендуется принять минимально возможное значение, равное 6 В во вторичных величинах, в большинстве случаев обеспечивающее отстройку от напряжения обратной последовательности, возникающего при небалансе в нагрузочном режиме. Значение уставки «**U₂ мтз**» может быть уточнено по опыту эксплуатации, исходя из реальных значений напряжения небаланса.

12.2.6 Проверка чувствительности уставок пускового органа по напряжению

12.2.6.1 Чувствительность уставок ПОН МТЗ НН следует проверять при металлическом КЗ в наиболее удаленной точке зоны резервирования.

12.2.6.2 Коэффициент чувствительности при этом должен быть около 1,2 (3.2.25 ПУЭ [1]).

12.2.6.3 Вычисление коэффициента чувствительности «**к_ч U**» пускового органа минимального напряжения следует выполнять по формуле

$$k_{ч\ U} = \frac{U_{\text{мин МТЗ}}}{U_{\text{кз макс НН}}} , \quad (12.6)$$

$U_{\text{мин МТЗ}}$	В	уставка срабатывания ПОН по линейному напряжению, в соответствии с п. <u>13.2.5.1</u>
$U_{\text{кз макс НН}}$	В	Первичное действующее значение линейного напряжения на шинах НН при симметричном металлическом КЗ в наиболее удаленной точке зоны резервирования в режиме, обеспечивающем максимальное значение данного напряжения.

12.2.6.4 Вычисление коэффициента чувствительности «**к_ч U₂**» пускового органа напряжения обратной последовательности следует выполнять по формуле

$$k_{ч\ U_2} = \frac{U_{2\ \text{кз мин НН}}}{U_{2\ \text{МТЗ}} \cdot k_{\text{тн НН}}} , \quad (12.7)$$

$U_{2\ \text{МТЗ}}$	В	уставка срабатывания ПОН по напряжению обратной последовательности, в соответствии с п. <u>12.2.5.5</u> (вторичное значение)
$U_{2\ \text{кз мин НН}}$	В	первичное действующее значение напряжения обратной последовательности на шинах НН при металлическом КЗ между двумя фазами в наиболее удаленной точке зоны резервирования в режиме, обеспечивающем минимальное значение данного напряжения.
$k_{\text{тн НН}}$	-	коэффициент трансформации основной обмотки ТН стороны НН

12.2.7 Выбор значений уставок «**Т_{мтз} НН**», «**Т_{мтз} НН СВ**», «**Т_{мтз} НН Т**» задержек срабатывания МТЗ НН

12.2.7.1 Значение задержек срабатывания МТЗ НН следует принять на ступень селективности «**Δt**» больше задержек срабатывания защиты от несимметричных замыканий предыдущих элементов:

- «**Т_{мтз} НН СВ**» - на ступень селективности больше максимальной из задержек срабатывания МТЗ присоединений обеих секций шин (равной уставке МТЗ секционного выключателя);
- «**Т_{мтз} НН**» - на ступень селективности больше значения уставки «**Т_{мтз} НН СВ**».

12.2.7.2 Рекомендуемое значение ступени селективности «**Δt**» составляет 0,3 с.

12.2.7.3 В случае необходимости значение ступени селективности может быть снижено до расчетного по формуле

$$\Delta t = t_{\text{рза сраб}} + t_{\text{выкл}} + t_{\text{рза возвр}} + t_{\text{отс}} , \quad (12.8)$$

$t_{\text{рза сраб}} = 0,03$	с	максимальное время срабатывания устройства РЗА с нулевой выдержкой времени
------------------------------	---	--

$t_{\text{выкл}}$	с	максимальное полное время отключения выключателя, с учетом времени действия промежуточных реле в цепи отключения
$t_{\text{рза возвр}} = 0,02$	с	максимальное время возврата пускового органа защиты
$t_{\text{отс}} = 0,1$	с	время отстройки, обеспечивающее запас надежности отстройки защиты

12.2.7.4 В качестве значения задержки срабатывания «Тмтз НН Т» отключения трансформатора со всех сторон следует принять значение, равное ступени селективности «Δt».

12.2.8 Расчет значений уставок срабатывания МТЗ НН при отключенном СВ НН

12.2.8.1 Контроль положения СВ НН позволяет использовать два набора уставок МТЗ НН для двух режимов работы:

- «МТЗ НН» и «Тмтз НН Т» - для режима с включенным СВ НН;
- «МТЗ НН Ч» и «Тмтз НН Ч» - для режима с отключенным СВ НН.

12.2.8.2 Расчет уставки «МТЗ НН Ч» срабатывания МТЗ НН при отключенном секционном выключателе на стороне НН следует выполнять аналогично расчету уставки «МТЗ НН» по п. 12.2.2 и 12.2.4 с учетом следующих изменений:

- значение « $k_{\text{перегрузки}}$ » в формуле 12.1 должно быть выбрано для режима с отключенным СВ стороны НН;
- значения « $I_{\text{МТЗ пред макс}}$ » и « $\sum I_{\text{раб}}$ » в формуле 12.2 должны быть выбраны без учета уставок МТЗ и рабочих токов СВ стороны НН (для режима с отключенным СВ стороны НН).

12.2.8.3 После выполнения расчета уставок следует проверить чувствительность МТЗ НН в режиме с отключенным СВ НН аналогично п. 12.2.3.

12.2.8.4 Значение задержки срабатывания «Тмтз НН Ч» следует принять на ступень селективности «Δt» больше максимальной из задержек срабатывания МТЗ присоединений собственной секций шин (в большинстве случаев равно задержке срабатывания МТЗ устройства защиты секционного выключателя).

Рекомендуемое значение ступени селективности «Δt» составляет 0,3 с.

В случае необходимости значение ступени селективности может быть снижено до расчетного по формуле 12.8.

12.2.9 Выбор значения уставки «Тумтз НН» задержки ускоренного срабатывания МТЗ НН

12.2.9.1 Ускорение МТЗ НН при включении выключателя ввода стороны НН обеспечивает ускоренное отключение повреждения после действия АПВ шин соответствующей стороны.

12.2.9.2 Задержка срабатывания «Тумтз НН» должна быть отстроена от длительности БТН трансформаторов, подключенных к шинам и отходящим линиям на стороне НН.

При отсутствии расчетных или опытных данных о максимальной длительности БТН значение уставки срабатывания «Тумтз НН» следует выбирать не менее 0,5 с, в соответствии с тем, что снижение значения тока при БТН до значения меньше номинально происходит за 0,2 – 0,4 с [6].

12.2.9.3 Отстройка срабатывания МТЗ НН от режима самозапуска электрических двигателей выполняется по току срабатывания, или с помощью ПОН. Отстройка уставки «Тумтз НН» от длительности пусковых токов электрических двигателей не требуется.

12.2.9.4 Ускорение МТЗ НН не следует применять при использовании алгоритма ЛЗШ, который обеспечивает ликвидацию КЗ с меньшей задержкой срабатывания, чем «Тумтз НН» (п. [15.2](#)).

13 РАСЧЕТ УСТАВОК – МТЗ ВН

13.1 Общие сведения

13.1.1 Согласно указаниям ПУЭ [1] максимальная токовая защита на стороне ВН предназначена для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ. МТЗ ВН может быть использована с комбинированным пуском по напряжению или без него.

13.1.2 МТЗ ВН резервирует действие основной дифференциальной защиты, а на трансформаторах мощностью менее 6,3 МВА выполняет роль основной защиты в случаях возникновения КЗ в той части обмотки, которая не попадает под действие ТО ВН.

13.1.3 МТЗ ВН должна быть согласована с защитами нижестоящих элементов от междофазных КЗ и действовать в случае их отказа.

13.1.4 В алгоритме МТЗ ВН используются приведенные фазные токи стороны ВН, полученные путем программного удаления из соответствующих фазных токов тока нулевой последовательности, что обеспечивает правильную работу защиты в режимах внешних однофазных КЗ в питающей сети с заземленной нейтралью.

Операция приведения токов не вызывает изменения их значений в режимах, расчетных для выбора уставок и оценки коэффициента чувствительности (коэффициент схемы остается неизменным).

13.1.5 Условием пуска МТЗ ВН является превышение действующим значением максимального из приведенных токов стороны ВН значения уставки «**Імтз ВН**».

Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тмтз ВН**» на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

13.1.6 Расчетным режимом для определения уставок МТЗ ВН зачастую является режим с включенным секционным выключателем, что приводит к снижению чувствительности защиты и увеличению времени ее действия в нормальном режиме работы, когда СВ отключен. В алгоритме МТЗ ВН предусмотрен контроль положения СВ стороны НН и два набора уставок для каждого режима работы, позволяющие компенсировать данный недостаток.

13.2 Расчет уставок МТЗ ВН

13.2.1 Порядок расчета

13.2.1.1 Работу алгоритма МТЗ ВН определяет следующий набор уставок:

- «**Імтз ВН**» - ток срабатывания МТЗ ВН, А;
- «**Тмтз ВН**» - задержка срабатывания МТЗ ВН, с;
- «**Імтз ВН ч**» - ток срабатывания МТЗ ВН при отключенном СВ НН, А;

- «Тмтз ВН ч» - задержка срабатывания МТЗ ВН при отключенном СВ НН, с;
- «Умин мтз» - линейное напряжение срабатывания ПОН, В;
- «U2 мтз» - напряжение обратной последовательности срабатывания ПОН, В;
- «Тумтз ВН» - задержка ускоренного срабатывания МТЗ ВН, с.

13.2.1.2 Расчет уставок «Імтз ВН» и «Імтз ВН ч» целесообразно выполнять в первичных величинах токов, приведенных к стороне ВН. Перед вводом в устройство значения уставок следует привести ко вторичным величинам токов, используя коэффициент трансформации ТТ стороны ВН.

13.2.1.3 Порядок выполнения расчета уставок МТЗ ВН представлен на рисунке [13.1](#).

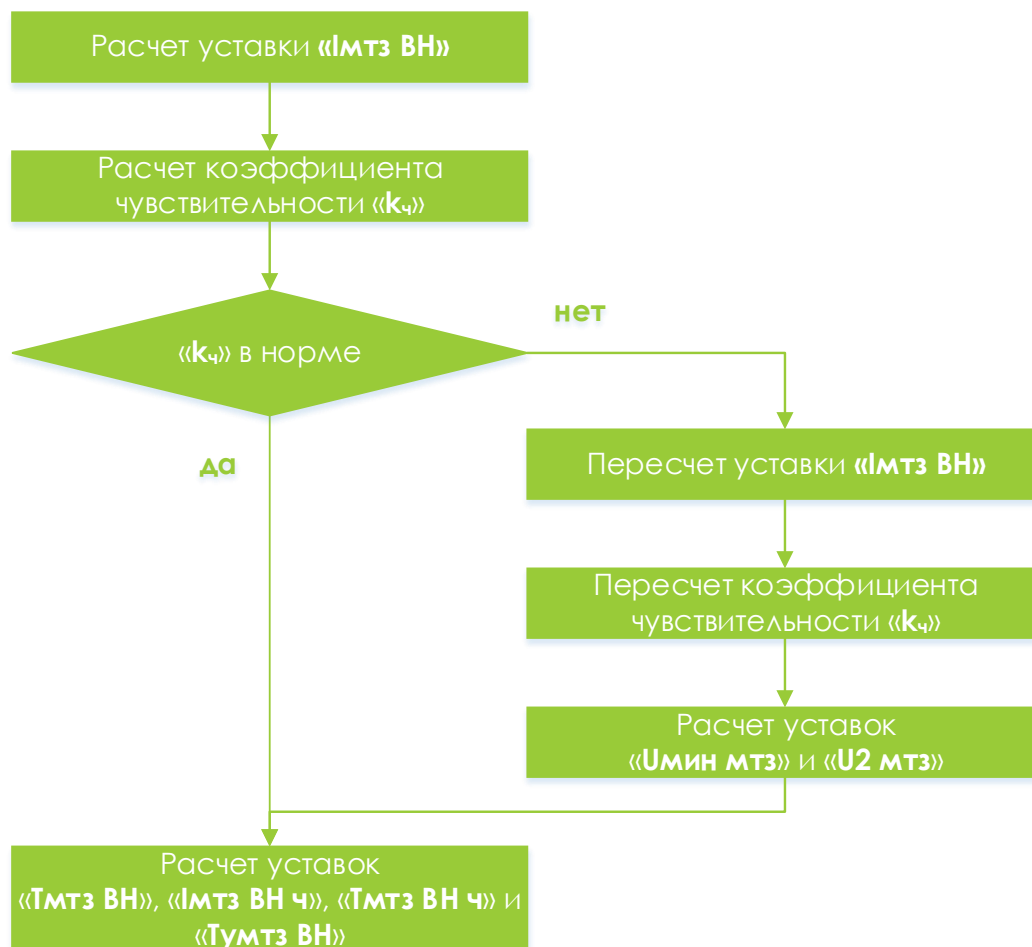


Рисунок 13.1 – Порядок расчета уставок МТЗ ВН

На первом шаге следует выполнить расчет уставки тока срабатывания «Імтз ВН» с учетом отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН.

На втором шаге следует выполнить расчет коэффициента чувствительности «kч» защиты.

В случае, если коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ [1], МТЗ ВН следует использовать без пуска по напряжению.

В случае, если коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованиям ПУЭ [1], следует использовать пуск по напряжению. Далее следует повторно рассчитать значения «Імтз ВН» и «kч» без учета отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН, а также уставки ПОН «Умин мтз» и «U2 мтз».

Для завершения выбора уставок МТЗ ВН выполнить расчет уставок «Тмтз ВН», «Імтз ВН ч», «Тмтз ВН ч» и «Тумтз ВН».

13.2.2 Расчет значения уставки «**Imтз ВН**» тока срабатывания МТЗ ВН

13.2.2.1 В качестве значения уставки «**Imтз ВН**» следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- отстройки от увеличения рабочего тока в переходных режимах, как правило при самозапуске электрических двигателей;
- согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

13.2.2.2 Расчет значения уставки «**Imтз ВН**» по условию отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН следует выполнять по формуле

$$I_{\text{мтз ВН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}} \quad , \quad (13.1)$$

$k_{\text{отс}} = 1,2$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$k_{\text{зап}}$	-	Коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока от заторможенной двигательной нагрузки. В предварительных расчетах и при отсутствии информации о доле двигательной нагрузки может быть принят равным: - 2 – для сельских сетей общего назначения; - 2,5 – для городских сетей общего назначения; - 4-5 – для промышленных сетей, при условии отсутствия в нагрузке электрических двигателей напряжением свыше 1000 В. Для расчета коэффициента самозапуска рекомендуется использовать методы, приведенные в [8].
$k_{\text{в}} = 0,95$	-	коэффициент возврата пускового органа
$k_{\text{перегрузки}}$	о.е.	максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора)
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

13.2.2.3 Расчет значения уставки «**Imтз ВН**» по условию согласования с уставками защит предыдущих элементов следует выполнять по формуле

$$I_{\text{мтз ВН}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{мтз пред}} \quad , \quad (13.2)$$

$k_{\text{отс}} = 1,1$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{\text{мтз пред}}$	А	значение уставки максимальной токовой защиты предыдущего элемента, приведенное к первичным значениям на стороне ВН. При наличии отдельного устройства защиты на выключателе ввода стороны НН в качестве « $I_{\text{мтз пред}}$ » принять значение уставки МТЗ данного устройства. При отсутствии отдельного устройства защиты на выключателе ввода стороны НН в качестве « $I_{\text{мтз пред}}$ » принять значение уставки « Imтз НН » срабатывания алгоритма МТЗ НН.

13.2.3 Проверка чувствительности уставки по току МТЗ ВН

13.2.3.1 Согласно ПУЭ [1] чувствительность МТЗ ВН следует проверять при металлическом двухфазном КЗ на выводах стороны НН трансформатора в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ.

13.2.3.2 Коэффициент чувствительности при этом должен быть:

- около 1,5 – в случае выполнения МТЗ ВН роли основной защиты (на трансформаторах мощностью менее 6,3 МВА при отсутствии ДТЗ);
- около 1,2 – в случае выполнения МТЗ ВН роли резервной защиты.

13.2.3.3 Вычисление коэффициента чувствительности « $k_{\text{ч}}$ » следует выполнять по формуле

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{КЗ мин НН}}}{I_{\text{МТЗ ВН}}}, \quad (13.3)$$

$k_{\text{сх}}$	-	коэффициент схемы, учитывающий особенность трансформации токов в трансформаторе и последующую цифровую обработку сигналов. В зависимости от схем соединения обмоток трансформатора принять равными: - 1 - для Y/Δ и Δ/Δ; - $\sqrt{3}/2$ – для Δ/Y и Y/Y.
$I_{\text{КЗ мин НН}}$	A	первичное действующее значение минимального тока трехфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора, приведенное к стороне ВН.
$I_{\text{МТЗ ВН}}$	A	уставка срабатывания МТЗ ВН, в соответствии с п. 13.2.2

При использовании функции ТЗОП ВН чувствительность следует проверять при металлическом трехфазном КЗ. При этом множитель $\frac{\sqrt{3}}{2}$ в формуле [13.3](#) следует исключить.

13.2.3.4 В случае, если требуемое значение коэффициента чувствительности обеспечено быть не может, следует:

- использовать пуск по напряжению и выполнить пересчет уставки «**ИМТЗ ВН**», если определяющим ее значение явилось условие отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН;
- выполнить мероприятия, способствующие снижению значения уставки срабатывания предыдущего элемента (например, рассмотреть возможность использования функций ТЗОП ВН и ТЗОП НН для защиты от несимметричных КЗ), если определяющим значение «**ИМТЗ ВН**» явилось условие согласования по чувствительности с уставками защит предыдущих элементов.

13.2.4 Расчет значения уставки «**ИМТЗ ВН**» тока срабатывания МТЗ ВН с пуском по напряжению

13.2.4.1 В качестве значения уставки «**ИМТЗ ВН**» срабатывания МТЗ ВН с пуском по напряжению следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- отстройки от максимального рабочего тока трансформатора;
- согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

13.2.4.2 Расчет уставки «**l**мтз ВН» следует выполнять аналогично п. [13.2.2](#) по формулам [13.1](#) и [13.2](#) с учетом исключения коэффициента замозапуска «**k**_{зап}» из формулы [13.1](#).

13.2.5 Расчет уставок пускового органа по напряжению

13.2.5.1 Алгоритм МТЗ ВН имеет общие с алгоритмом МТЗ НН пусковые органы напряжения с уставками срабатывания «**U**мин мтз» и «**U**2 мтз», расчет значений которых необходимо выполнять в соответствии с п. [12.2.5](#).

13.2.5.2 Проверку чувствительности уставок ПОН в режиме КЗ на выводах стороны НН трансформатора допустимо не выполнять.

13.2.6 Выбор значения уставки «**T**мтз ВН» задержки срабатывания МТЗ ВН

13.2.6.1 Значение задержки срабатывания «**T**мтз ВН» следует принять на ступень селективности «**Δt**» больше задержки срабатывания защиты от несимметричных замыканий предыдущего элемента.

13.2.6.2 Рекомендуемое значение ступени селективности «**Δt**» составляет 0,3 с.

13.2.6.3 Выбранное значение уставки «**T**мтз ВН» должно быть меньше задержки срабатывания резервной защиты от несимметричных замыканий последующего элемента на величину, не менее чем ступень селективности «**Δt**».

13.2.6.4 В случае необходимости значение ступени селективности может быть снижено до расчетного по формуле [12.8](#).

13.2.7 Расчет значений уставок срабатывания МТЗ ВН при отключенном СВ НН

13.2.7.1 Контроль положения СВ НН позволяет использовать два набора уставок МТЗ ВН для двух режимов работы:

- «**l**мтз ВН» и «**T**мтз ВН» - для режима с включенным СВ НН;
- «**l**мтз ВН ч» и «**T**мтз ВН ч» - для режима с отключенным СВ НН.

13.2.7.2 Необходимым условием использования контроля положения СВ НН в максимальной токовой защите стороны ВН является одновременное его использование на стороне НН трансформатора.

13.2.7.3 Расчет уставки «**l**мтз ВН ч» срабатывания МТЗ ВН при отключенном секционном выключателе на стороне НН следует выполнять аналогично расчету уставки «**l**мтз ВН» по п. [13.2.2](#) и [13.2.4](#) с учетом следующих изменений:

- значение «**k**_{перегрузки}» в формуле [13.1](#) должно быть выбрано для режима с отключенным СВ стороны НН;
- в качестве значения «**I**_{мтз пред}» в формуле [13.2](#) следует принять значение уставки «**l**мтз НН ч» (п. [12.2.8.3](#)), рассчитанное для режима с отключенным СВ стороны НН.

13.2.7.4 Расчет уставки «**T**мтз ВН ч» задержки срабатывания МТЗ ВН при отключенном секционном выключателе на стороне НН следует выполнять аналогично расчету уставки «**T**мтз ВН» по п. [13.2.6](#).

13.2.8 Выбор значения уставки «Тумтз ВН» задержки ускоренного срабатывания МТЗ ВН

13.2.8.1 Ускорение МТЗ ВН при включении выключателя стороны ВН трансформатора как правило не используют вследствие того, что значение уставки срабатывания МТЗ ВН по току «**lмтз ВН**» не обеспечивает отстройку МТЗ от БТН в данном режиме.

Несрабатывание МТЗ ВН при возникновении БТН обеспечивает задержка срабатывания защиты, задаваемая уставкой «**Тмтз ВН**».

13.2.8.2 Ускорение МТЗ на стороне ВН трансформатора может быть введено в действие при выводе из работы основной быстродействующей защиты трансформатора (ДТЗ).

13.2.8.3 При отсутствии расчетных или опытных данных о максимальной длительности БТН значение уставки срабатывания «**Тумтз ВН**» следует выбирать не менее 0,5 с, в соответствии с тем, что снижение значения тока при БТН до значения меньше номинально происходит за 0,2 – 0,4 с [6].

13.2.8.4 Значение уставки срабатывания «**Тумтз ВН**» рекомендуется уточнить исходя из опыта эксплуатации.

13.2.8.5 Ускорение МТЗ ВН также не следует применять при использовании алгоритма ЛЗТ, который обеспечивает ликвидацию КЗ с задержкой не более, чем «**Тумтз ВН**» (п. 15.3).

14 РАСЧЕТ УСТАВОК - ЗП

14.1 Общие сведения

14.1.1 Согласно п. 3.2.69 ПУЭ [1] на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более следует предусматривать защиту от перегрузки:

- с действием на сигнал – на обслуживаемых подстанциях;
- с действием на сигнал и/или автоматическую разгрузку и отключение – на подстанциях без постоянного дежурного персонала.

14.1.2 Условием пуска алгоритма ЗП является превышение действующим значением максимального из фазных токов стороны ВН трансформатора значения уставки «**lзп**». Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тзп**» на предупредительную сигнализацию.

14.1.3 В алгоритме ЗП предусмотрена возможность действия на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию с выдержкой времени «**Тзп откл**» после срабатывания предупредительной сигнализации.

14.1.4 В алгоритме ЗП предусмотрены две очереди автоматической разгрузки, действующие с задержками срабатывания «**Тразгр1**» и «**Тразгр2**» после срабатывания предупредительной сигнализации.

14.2 Расчет уставок ЗП

14.2.1 Расчет уставки «**I_{зп}**» целесообразно выполнять в первичных величинах токов, приведенных к стороне ВН. Перед вводом в устройство значение уставки следует привести ко вторичным величинам токов, используя коэффициент трансформации ТТ стороны ВН.

Расчет значения уставки «**I_{зп}**» срабатывания ЗП по току следует выполнять по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле

$$I_{зп} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном ВН} , \quad (14.1)$$

$k_{отс} = 1,05$	-	коэффициент отстройки
$k_B = 0,95$	-	коэффициент возврата пускового органа
$I_{ном ВН}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

14.2.2 Значение задержки срабатывания «**Т_{зп}**» предупредительной сигнализации при перегрузке трансформатора должно быть отстроено от максимального времени действия резервных защит трансформатора и пусковых режимов электрических двигателей на стороне НН. Допустимо без дополнительных расчетов в качестве уставки «**Т_{зп}**» принять значение, равное **10 с**.

14.2.3 Выбор уставки «**Т_{зп откл}**» задержки отключения трансформатора от тока перегрузки после срабатывания предупредительной сигнализации следует выполнять по условию ограничения длительности перегрузки, в соответствии с п. 2.1.21 [\[5\]](#).

В качестве уставки «**Т_{зп откл}**» для масляных трансформаторов следует принять значение:

- 600 сек – в случае, если уставка срабатывания «**I_{мтз ВН}**» алгоритма МТЗ ВН не превышает значения удвоенного номинального тока трансформатора;
- 0 сек – в случае, если уставка срабатывания «**I_{мтз ВН}**» алгоритма МТЗ ВН превышает значения удвоенного номинального тока трансформатора.

В качестве уставки «**Т_{зп откл}**» для сухих трансформаторов следует принять значение:

- 300 сек – в случае, если уставка срабатывания «**I_{мтз ВН}**» алгоритма МТЗ ВН не превышает значения 160 % от номинального тока трансформатора;
- 0 сек – в случае, если уставка срабатывания «**I_{мтз ВН}**» алгоритма МТЗ ВН превышает значения 160 % от номинального тока трансформатора.

14.2.4 В случае возможности использования автоматической разгрузки (значение «**Т_{зп откл}**» отлично от нуля) рекомендуется принять следующие значения уставок задержек срабатывания:

- «**Т_{разгр1}**» - от 240 до 480 сек;
- «**Т_{разгр2}**» - на 30 секунд больше «**Т_{разгр1}**».

15 РАСЧЕТ УСТАВОК – ЛЗШ И ЛЗТ

15.1 Общие сведения

15.1.1 В устройстве предусмотрены алгоритмы, использующие принцип логической селективности:

- ЛЗШ – для защиты шин стороны НН;
- ЛЗТ – для защиты трансформатора.

15.1.2 Задержка срабатывания традиционной защиты, выполняющей роль защиты шин (МТЗ НН), как правило, имеет высокое значение, превышающее **1** с. ЛЗШ позволяет организовать быстродействующую защиту шин стороны НН с минимальными издержками.

ЛЗШ может быть введена в работу только совместно с МТЗ НН.

Условиями пуска ЛЗШ являются пуск МТЗ стороны НН и наличие разрешающего или отсутствие блокирующего сигнала от защит отходящих присоединений и присоединения секционного выключателя стороны НН. Защита срабатывает с задержкой «**Тлзш**» на отключение выключателя ввода стороны НН и предупредительную сигнализацию.

15.1.3 Задержка срабатывания традиционной резервной защиты трансформатора (МТЗ ВН), как правило, имеет высокое значение, превышающее **1** с. ЛЗТ позволяет организовать резервную защиту трансформатора от КЗ в зоне, которая не попадает под действие ТО, действующую со значительно меньшей задержкой срабатывания.

ЛЗТ может быть введена в работу только совместно с МТЗ ВН.

Условиями пуска ЛЗТ являются пуск МТЗ стороны ВН и отсутствие пуска МТЗ стороны НН трансформатора. Защита срабатывает с задержкой «**Тлзт**» на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

15.2 Выбор уставок ЛЗШ

15.2.1 Уставка «**Тлзш**» задержки срабатывания ЛЗШ должна быть отстроена от длительности формирования, передачи и приема блокирующего сигнала от нижестоящих присоединений.

15.2.2 Рекомендуются без дополнительных расчетов в качестве уставки «**Тлзш**» принять значение, равное **0,1** с, с запасом обеспечивающее необходимую отстройку.

15.3 Выбор уставок ЛЗТ

15.3.1 Уставка «**Тлзт**» задержки срабатывания ЛЗТ должна быть отстроена от:

- длительности формирования, передачи и приема блокирующего сигнала от МТЗ стороны НН;
- длительности затухания БТН.

15.3.2 По первому условию следует принять значение, равное **0,1** с, с запасом обеспечивающее необходимую отстройку.

15.3.3 Определяющим значение уставки «Тлзт», как правило, является второе условие отстройки от длительности затухания БТН.

При отсутствии расчетных или опытных данных о максимальной длительности БТН значение уставки срабатывания «Тлзт» следует выбирать не менее **0,5** с, в соответствии с тем, что снижение значения тока при БТН до значения меньше номинально происходит за 0,2 – 0,4 с [6].

16 РАСЧЕТ УСТАВОК - ЗДЗ

16.1 Общие сведения

16.1.1 В соответствии с требованиями п. 5.4.19 [9] комплектные распределительные устройства 6-10 кВ должны иметь быстродействующую защиту от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

16.1.2 Алгоритм ЗДЗ предусмотрен для ликвидации дуговых замыканий в отсеках высоковольтного оборудования и ввода-вывода ячейки вводного присоединения стороны НН.

16.1.3 Алгоритм ЗДЗ обеспечивает возможность работы в следующих схемах построения защиты:

- централизованная – логика работы защиты и контроль по току реализованы в стороннем устройстве. Алгоритм ЗДЗ обеспечивает прием отключающего сигнала на логический вход «ЗДЗ внешний» и последующее немедленное отключение трансформатора со всех сторон с формированием аварийной сигнализации;
- распределенная – алгоритм ЗДЗ обеспечивает прием и обработку сигнала срабатывания регистратора дуговых замыканий типа **Лайм МТ.ЛАЙМ.082** или иного типа на входе «ЗДЗ регистратор». В алгоритме предусмотрена возможность использования сигнала пуска МТЗ стороны ВН и/или сигнал срабатывания быстродействующего пускового органа ЗДЗ в качестве дополнительного условия пуска защиты. В случае длительного присутствия сигнала на входе «ЗДЗ регистратор» (при засвечивании датчика дуговых замыканий, неисправности датчика или самого регистратора) формируется сигнал неисправности ЗДЗ.

16.1.4 Для повышения быстродействия защиты в распределенной схеме рекомендуется использовать дополнительный внешний сигнал, действующий напрямую на отключение выключателей сторон трансформатора.

Для формирования данного отключающего сигнала следует использовать последовательно соединенные контакты с выхода срабатывания регистратора и выхода устройства, на который подключен логический сигнал «ЗДЗ пуск по I».

Быстродействие защиты в данном случае определяется наибольшим из времен срабатывания регистратора дуговых замыканий и дискретного выхода «ЗДЗ пуск по I» устройства.

Регистраторы дуговых замыканий типа **Лайм МТ.ЛАЙМ.082** обеспечивают быстродействие с учетом времени действия дискретного выхода не более 0,9 мс [10].

16.2 Выбор уставок 3ДЗ

16.2.1 Расчет уставки «I_{3ДЗ}» целесообразно выполнять в первичных величинах токов, приведенных к стороне ВН. Перед вводом в устройство значение уставки следует привести ко вторичным величинам токов, используя коэффициент трансформации ТТ стороны ВН.

16.2.1.1 Расчет значения уставки «I_{3ДЗ}» следует выполнять по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора по формуле

$$I_{3ДЗ} = \frac{k_{отс} \cdot k_{перегрузки}}{k_B} \cdot I_{ном ВН} , \quad (16.1)$$

$k_{отс} = 1,2$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$k_B = 0,95$	-	коэффициент возврата пускового органа
$k_{перегрузки}$	о.е.	максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора)
$I_{ном ВН}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

17 РАСЧЕТ УСТАВОК - ТЗОП

17.1 Общие сведения

17.1.1 В соответствии с указаниями п. 3.2.59 ПУЭ [1] на мощных понижающих трансформаторах при наличии двустороннего питания, а также с целью повышения чувствительности резервной защиты от внешних несимметричных КЗ понижающих трансформаторов с односторонним питанием может быть использована токовая защита обратной последовательности.

17.1.2 В устройстве предусмотрены алгоритмы ТЗОП для сторон ВН и НН трансформатора.

17.1.3 Повышение чувствительности резервной защиты от внешних несимметричных КЗ понижающих трансформаторов может быть достигнуто путем совместного использования ТЗОП ВН и ТЗОП НН за счет отсутствия необходимости отстройки уставок от рабочих токов присоединений стороны НН.

17.1.4 Условием пуска ТЗОП ВН является превышение действующим значением тока обратной последовательности, вычисленного из фазных токов стороны ВН, значения уставки «I_{2тзоп ВН}». Защита срабатывает с выдержкой времени «Т_{тзоп ВН}» на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию.

17.1.5 Условием пуска ТЗОП НН является превышение действующим значением тока обратной последовательности, вычисленного из фазных токов стороны НН, значения уставки «I_{2тзоп НН}». Защита срабатывает с выдержкой времени «Т_{тзоп НН}» на отключение выключателя ввода стороны НН и предупредительную сигнализацию.

17.1.6 Предусмотрена возможность действия ТЗОП НН на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию, обеспечивающая отключение КЗ в «мертвой» зоне между ТТ и выключателем ввода стороны НН. Сигнал отключения трансформатора со всех сторон

формируется с задержкой «Т_{тзоп} НН Т» после срабатывания ТЗОП НН на отключение выключателя ввода стороны НН.

17.2 Расчет уставок ТЗОП НН

17.2.1.1 В качестве значения уставки «I_{2тзоп} НН» следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- отстройки от тока небаланса (несимметрии) в нормальном режиме работы;
- согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

С учетом того, что в качестве защиты от многофазных замыканий на стороне НН используют МТЗ, определяющим значение уставки «I_{2тзоп} НН» как правило является второе условие.

17.2.1.2 Расчет значения уставки «I_{2тзоп} НН» по условию отстройки от тока небаланса (несимметрии) в режиме длительно возможной перегрузки следует выполнять по формуле

$$I_{2\text{тзоп НН}} = \frac{k_{\text{нб}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}}, \quad (17.1)$$

$k_{\text{нб}}$	-	коэффициент небаланса. Для симметричной нагрузки может быть принят равным 0,1 . Для несимметричной нагрузки следует принять в соответствии с расчетом.
$k_{\text{в}} = 0,95$	-	коэффициент возврата пускового органа
$k_{\text{перегрузки}}$	о.е.	максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора)
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

17.2.1.3 . Расчет значения уставки «I_{2тзоп} НН» по условию согласования с уставками МТЗ защит предыдущих элементов следует выполнять по формуле

$$I_{2\text{тзоп НН}} = k_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{мтз пред макс}}}{\sqrt{3}}, \quad (17.2)$$

$k_{\text{отс}} = 1,1$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{\text{мтз пред}}$	А	максимальное из значений уставок МТЗ предыдущих элементов, приведенное к первичным значениям на стороне ВН (как правило уставка МТЗ на секционном выключателе стороны НН). В случае, если максимальное значение соответствует уставке МТЗ одной из параллельных линий, значение «I _{мтз пред макс} » следует принять равным сумме уставок МТЗ таких параллельных линий.

Корень из трех в формуле [17.2](#) учитывает соотношение между током обратной последовательности и током поврежденной фазы при металлическом двухфазном КЗ.

17.2.1.4 Чувствительность ТЗОП НН следует проверять при металлическом двухфазном КЗ в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ при замыкании на выводах стороны НН и в наиболее удаленной точке зоны резервирования.

Коэффициент чувствительности при этом должен быть:

- около 1,5 – при КЗ на выводах стороны НН трансформатора (п. 3.2.21 ПУЭ [\[1\]](#));

- около 1,2 – при КЗ в наиболее удаленной точке предыдущего элемента, входящего в зону резервирования (п. 3.2.25 ПУЭ [1]).

Вычисление коэффициента чувствительности «**к_ч**» следует выполнять для минимального тока двухфазного КЗ с помощью значения тока трехфазного КЗ по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{2 \cdot I_{2\text{ТЗоп НН}}} , \quad (17.3)$$

$I_{\text{кз мин НН}}$	А	первичное действующее значение минимального тока трехфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора, приведенное к стороне ВН.
$I_{2\text{ТЗоп НН}}$	А	уставка срабатывания ТЗОП НН, в соответствии с п. 17.2.1.1

17.2.1.5 Значение задержки срабатывания «**Ттзоп НН**» следует принять равным значению уставки «**Тмтз НН**» (п. [12.2.7.1](#)).

17.2.1.6 Значение задержки срабатывания «**Ттзоп НН Т**» следует принять равным значению уставки «**Тмтз НН Т**» (п. [12.2.7.4](#)).

17.3 Расчет уставок ТЗОП ВН

17.3.1.1 Расчет значения уставки «**И2тзоп ВН**» следует выполнять по условию согласования по чувствительности с уставкой срабатывания ТЗОП НН по формуле

$$I_{2\text{ТЗоп ВН}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2\text{ТЗоп НН}} , \quad (17.4)$$

$k_{\text{отс}} = 1,1$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$I_{2\text{ТЗоп НН}}$	А	уставка срабатывания ТЗОП НН, в соответствии с п. 17.2.1.1

17.3.1.2 Чувствительность ТЗОП ВН следует проверять при металлическом двухфазном КЗ на выводах стороны НН трансформатора в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ.

Коэффициент чувствительности при этом должен быть:

- около 1,5 – в случае выполнения ТЗОП ВН роли основной защиты (на трансформаторах мощностью менее 6,3 МВА при отсутствии ДТЗ);
- около 1,2 – в случае выполнения ТЗОП ВН роли резервной защиты.

Вычисление коэффициента чувствительности «**к_ч**» следует выполнять по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{2 \cdot I_{2\text{ТЗоп ВН}}} , \quad (17.5)$$

$I_{\text{кз мин НН}}$	А	первичное действующее значение минимального тока трехфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора, приведенное к стороне ВН.
$I_{2\text{ТЗоп ВН}}$	А	уставка срабатывания МТЗ НН, в соответствии с п. 17.2.1.1

17.3.1.3 Значение задержки срабатывания «**Ттзоп ВН**» следует принять равным значению уставки «**Тмтз ВН**» (п. [13.2.6](#)).

18 РАСЧЕТ УСТАВОК - ТЗНП

18.1 Общие сведения

18.1.1 В соответствии с указаниями п. 3.2.63 ПУЭ [1] на трансформаторах с двухсторонним питанием по условию необходимости резервирования отключения замыканий на землю на смежных элементах должна быть предусмотрена токовая защита нулевой последовательности от внешних замыканий на землю.

18.1.1.1 В соответствии с указаниями п. 3.2.63 ПУЭ [1] при наличии на объекте трансформаторов с заземленной и изолированной нейтралью, имеющих питание со стороны НН, должна быть предусмотрена защита, обеспечивающая отключение трансформатора с изолированной нейтралью или ее автоматическое заземление до отключения трансформаторов с заземленной нейтралью, работающих на те же шины или участок сети.

Данное требование обусловлено необходимостью предотвращения недопустимого режима работы трансформаторов с изолированной нейтралью на выделившийся участок сети с замыканием на землю одной фазы.

18.1.2 Алгоритм ТЗНП устройства предусматривает возможность работы по утроенному току нулевой последовательности:

- измеренному с ТТ, установленного в нейтрали трансформатора;
- измеренного с нулевого провода «звезды» вторичных цепей ТТ фаз стороны ВН;
- вычисленному из вторичных фазных токов стороны ВН.

18.1.3 Условием пуска ТЗНП является превышение действующим значением утроенного тока нулевой последовательности значения уставки «**Itзnp**».

18.1.4 Предусмотрена работа ТЗНП в первичных схемах различной конфигурации с формированием четырех разновременных отключающих сигналов. ТЗНП срабатывает:

- с выдержкой времени «**Tтзnp T2**», формируя сигнал отключения параллельно работающего трансформатора с разземленной нейтралью;
- с выдержкой времени «**Tтзnp CB**», формируя сигнал отключения секционного выключателя на стороне ВН для деления системы;
- с выдержкой времени «**Tтзnp ВН**», формируя сигнал отключения защищаемого трансформатора со стороны ВН с разрешением выполнения последующего автоматического повторного включения;
- с выдержкой времени «**Tтзnp Т**», формируя сигнал отключения трансформатора со всех сторон и запретом автоматического повторного включения.

18.2 Расчет уставок ТЗНП

18.2.1 Задержку срабатывания ТЗНП следует отстроить от времени действия МТЗ стороны ВН трансформатора. С учетом этого расчет значения уставки «**Itзnp**» следует выполнять по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме по формуле:

$$I_{\text{тзnp}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нб}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб макс}} \quad , \quad (18.1)$$

$k_{отс} = 1,25$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$k_B = 0,95$	-	коэффициент возврата пускового органа
$k_{нб} = 0,05$	-	коэффициент небаланса
$I_{раб макс}$	А	первичное действующее значение максимального рабочего тока трансформатора в реально возможных режимах систематических и аварийных перегрузок, приведенное к стороне ВН

18.2.2 В условиях эксплуатации рекомендуется также производить согласование значения уставки «ТЗНП» по чувствительности с последней, наиболее чувствительной ступенью защиты от замыканий на землю смежных линий по формуле:

$$I_{ТЗНП} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{ТЗНП пред} \quad (18.2)$$

$k_{отс} = 1,1$	-	коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас
$k_{ток}$	-	коэффициент токораспределения для токов нулевой последовательности, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежной линии, с которой производится согласование
$I_{ТЗНП пред}$	А	первичное значение уставки срабатывания наиболее чувствительной ступени ТЗНП линии, с защитой которой производится согласование, приведенное к стороне ВН

Однако, указанное согласование следует производить только в случаях, когда это признано целесообразным для обеспечения надежного электроснабжения потребителей (п. 12.5. [4]).

18.2.3 В качестве уставки «ИПБ КЗЮ» пускового органа блокирования ТЗНП при возникновении БТН рекомендуется принять значение, равное **0,15** о.е., которое обеспечит выявление как периодических, так и аperiodических БТН (в соответствии с п. 10.3.8).

18.2.4 Количество и типы используемых задержек срабатывания ТЗНП должны быть определены из доступных в устройстве в соответствии с требованиями ПУЭ [1], в зависимости от первичной схемы и особенностей энергообъекта.

Задержки срабатывания ТЗНП должны иметь следующий порядок следования по возрастанию их значений, начиная с наименьшего: «Ттзп Т2», «Ттзп СВ», «Ттзп ВН», «Ттзп Т».

Используемые задержки срабатывания должны отличаться между собой на ступень селективности. Рекомендуемое значение ступени селективности «Δt» составляет 0,3 с.

В случае необходимости значение ступени селективности может быть снижено до расчетного по формуле 12.8.

Значение минимальной из задержек срабатывания ТЗНП следует отстроить на ступень селективности от:

- задержки «Тмтз ВН» срабатывания МТЗ ВН, как наибольшей из задержек резервных защит трансформатора;
- максимальной из задержек срабатывания ТЗНП смежных линий.

18.2.5 Чувствительность ТЗНП следует проверять при металлическом однофазном КЗ в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ при замыкании в наиболее удаленной точке зоны резервирования.

Коэффициент чувствительности при этом должен быть не менее 1,2 (п. 3.2.25 ПУЭ [1]).

Вычисление коэффициента чувствительности «к_ч» следует выполнять по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0 \text{ КЗ мин}}}{I_{\text{ТЗНП}}} , \quad (18.3)$$

$3I_{0 \text{ КЗ мин}}$	А	первичное действующее значение минимального утроенного тока нулевой последовательности при КЗ в расчетном режиме, приведенное к стороне ВН. При наличии на противоположном конце резервируемой линии отдельной защиты шин допустимо в качестве расчетного принять режим каскадного отключения (п. 3.2.21 ПУЭ [1]).
$I_{\text{ТЗНП}}$	А	уставка срабатывания ТЗНП, в соответствии с п. 18.2.1 или 18.2.2

19 РАСЧЕТ УСТАВОК - ГЗ

19.1 Общие сведения

19.1.1 В соответствии с п. 3.2.53 ПУЭ [1] газовая защита от повреждений внутри кожуха трансформатора должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более, а также для внутрицеховых трансформаторов мощностью 630 кВА и более.

19.1.2 Газовая защита трансформатора действует:

- на предупредительную сигнализацию при слабом газообразовании - по сигналу на логическом входе «ГЗ Т1» с задержкой срабатывания «Тгз 1»;
- на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию при интенсивном газообразовании - по сигналу на логическом входе «ГЗ Т2» с задержкой срабатывания «Тгз 2».

19.1.3 В процессе коммутации устройства РПН происходит незначительное газообразование. В связи с этим для защиты устройств РПН предусмотрена одна ступень, действующая на отключение трансформатора со всех сторон и аварийную сигнализацию при интенсивном газообразовании. Газовая защита РПН срабатывает с задержкой «Тгз рпн» после прихода сигнала на вход «ГЗ РПН».

19.1.4 В алгоритме ГЗ предусмотрена возможность приема и обработки сигналов повреждения изоляции цепей газовой защиты отдельно для каждой ступени. При появлении сигнала повреждения изоляции с задержкой срабатывания «Тки гз» происходит срабатывание предупредительной сигнализации, и блокирование действия соответствующей ступени ГЗ.

19.1.5 В алгоритме ГЗ предусмотрен контроль наличия питания в цепях защиты по сигналу на логическом входе «Нет питания ГЗ». При отсутствии питания цепей защиты с задержкой срабатывания «Тгз сигн» срабатывает предупредительная сигнализация.

19.2 Выбор уставок ГЗ

19.2.1 В качестве значений уставок «Тгз 1», «Тгз 2» и «Тгз рпн» задержек срабатывания газовой защиты рекомендуется принять нулевое значение (защита работает без замедления).

19.2.2 В качестве значения уставки «Тки гз» задержки срабатывания контроля изоляции цепей ГЗ при использовании Реле контроля изоляции цепей газовой защиты «Флокс» рекомендуется принять нулевое значение (контроль изоляции работает без замедления). Реле «Флокс» обладает встроенной задержкой срабатывания, равной 1 с.

19.2.3 Значение уставки «Тгз сигн» задержки срабатывания контроля наличия питания цепей защиты следует отстроить от времени действия защиты и АВР цепей питания.

20 РАСЧЕТ УСТАВОК – ПО, ЗПО

20.1 Общие сведения

20.1.1 В соответствии с п. Д1 ГОСТ [7] системы охлаждения трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха («Д», «ДЦ», «НДЦ») и воды («Ц», «НЦ») должны иметь шкафы автоматического управления охлаждением.

20.1.2 В соответствии с п. Д.2 и Д3 ГОСТ [7] управление системой охлаждения должно осуществлять контроль тока для систем с принудительной циркуляцией воздуха типа «Д», «ДЦ» и «НДЦ».

20.1.3 В устройстве предусмотрен алгоритм ПО и ЗПО, обеспечивающий формирование сигналов пуска охлаждения, в зависимости от текущей нагрузки трансформатора и температуры верхних слоев масла, предназначенных для передачи в ШАОТ систем типа «Д», «ДЦ» и «НДЦ».

20.1.4 В алгоритме ПО и ЗПО предусмотрена защита от потери охлаждения - отключение трансформатора по сигналу отключенной системы охлаждения, поступающему от ШАОТ, в режиме, когда охлаждение должно работать. Отключение может выполняться с задержкой до 1 часа. При пуске защиты от потери охлаждения предусмотрено срабатывание предупредительной сигнализации.

20.2 Выбор уставок для системы охлаждения «Д»

20.2.1 В соответствии с п. Д2 ГОСТ [7] управление системой охлаждения типа «Д» с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла должно обеспечивать:

- включение электродвигателей вентиляторов при достижении температуры верхних слоев масла 55 °С или при достижении тока, равного 1,05 номинального, - независимо от температуры верхних слоев масла;
- отключение электродвигателей вентиляторов при снижении температуры верхних слоев масла до 50 °С, если при этом ток нагрузки менее 1,05 номинального.

20.2.2 Для систем охлаждения типа «Д» следует использовать первую ступень алгоритма ПО и ЗПО.

20.2.3 Программный ключ «В219» определяет тип используемого датчика контроля температуры верхних слоев масла. Нормальное положение ключа соответствует датчику с двумя группами контактов, подключаемых к логическим входам «Т масла сраб.» и «Т масла возвр.». При переключении программного ключа «В219» активируется режим работы с датчиком, имеющим один выходной контакт и гистерезис по измеряемой температуре.

20.2.4 Расчет значения уставки «Iпо 1» пускового органа контроля тока следует выполнять по формуле

$$I_{\text{по 1}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном ВН}} , \quad (20.1)$$

$k_{\text{н}} = 1,05$

-

коэффициент нагрузки для пуска охлаждения

$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3
---------------------	---	--

20.2.5 В качестве значения уставки «**Тпо 1**» задержки срабатывания первой ступени ПО рекомендуется принять нулевое значение с учетом того, что необходимые задержки пуска охлаждения реализованы в ШАОТ.

20.2.6 При выборе значения уставки «**Тзпо 1**» задержки срабатывания первой ступени ЗПО следует учесть задержку пуска охлаждения в ШАОТ, а также учесть возможность работы трансформатора без охлаждения в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на конкретный тип трансформатора.

20.2.7 В качестве уставки «**Тзпо пуск**» следует принять значение, превышающее с запасом задержку пуска охлаждения в ШАОТ.

20.3 Выбор уставок для системы охлаждения «ДЦ» и «НДЦ»

20.3.1 В соответствии с п. Д3 ГОСТ [\[7\]](#) управление системой охлаждения типов «ДЦ» с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла и «НДЦ» с принудительной циркуляцией воздуха и масла с направленным потоком масла должно обеспечивать работу электродвигателей вентиляторов только при температуре верхних слоев масла более 40 °С группами:

- первой – в режиме холостого хода или при нагрузке не более 40 % номинального тока;
- первой и второй – при нагрузке трансформатора более 40 % номинального тока;
- первой, второй и третьей – при нагрузке трансформатора более 75 % номинального тока.

20.3.2 Для систем охлаждения типа «ДЦ» и «НДЦ» следует использовать до трех ступеней алгоритма ПО и ЗПО.

20.3.3 Программный ключ «**B219**» определяет тип используемого датчика контроля температуры верхних слоев масла. Нормальное положение ключа соответствует датчику с двумя группами контактов, подключаемых к логическим входам «**Т масла сраб.**» и «**Т масла возвр.**». При переключении программного ключа «**B219**» активируется режим работы с датчиком, имеющим один выходной контакт и гистерезис по измеряемой температуре.

20.3.4 Первая ступень ПО и ЗПО должна функционировать вне зависимости от величины нагрузки трансформатора. Пусковой орган с уставкой «**lпо 1**» использовать не следует.

20.3.5 Расчет значения уставки «**lпо 2**» пускового органа контроля тока второй ступени ПО и ЗПО следует выполнять по формуле

$$I_{\text{по 2}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном ВН}} \quad , \quad (20.2)$$

$k_{\text{н}} = 0,4$	-	коэффициент нагрузки для пуска охлаждения
$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3

20.3.6 Расчет значения уставки «**lпо 3**» пускового органа контроля тока третьей ступени ПО и ЗПО следует выполнять по формуле

$$I_{\text{по 3}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном ВН}} \quad , \quad (20.3)$$

$k_{\text{н}} = 0,75$	-	коэффициент нагрузки для пуска охлаждения
-----------------------	---	---

$I_{\text{ном ВН}}$	А	первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора, рассчитанное по формуле 10.3
---------------------	---	--

20.3.7 В качестве значений уставок «Тпо 1», «Тпо 2» и «Тпо 3» задержек срабатывания ПО рекомендуется принять нулевые значения с учетом того, что необходимые задержки пуска охлаждения реализованы в ШАОТ.

20.3.8 При выборе значений уставок «Тзпо 1», «Тзпо 2» и «Тзпо 3» задержек срабатывания ЗПО следует учесть задержку пуска охлаждения в ШАОТ, а также учесть возможность работы трансформатора без охлаждения в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на конкретный тип трансформатора.

20.3.9 В качестве уставки «Тзпо пуск» следует принять значение, превышающее с запасом задержку пуска охлаждения в ШАОТ.

21 РАСЧЕТ УСТАВОК - ЭЛЕГАЗ

21.1 Общие сведения

21.1.1 Элегазовые ТТ и выключатели, как правило, предусматривают двухступенчатый контроль давления (плотности) элегаза.

21.1.2 При незначительном снижении давления элегаза срабатывает сигнализатор первой ступени, указывающий на необходимость вывода оборудования в ремонт с целью выявления причин утечки элегаза и его подкачки. При срабатывании сигнализатора первой ступени, как правило, допускается нормальная работа оборудования.

21.1.3 При значительном снижении давления элегаза до предельных для нормальной работы оборудования значений происходит срабатывание сигнализатора второй ступени.

21.1.4 В зависимости от указаний эксплуатационной документации на первичное оборудования и требований нормативных документов, принятых в эксплуатирующей организации, могут быть использованы различные алгоритмы функционирования при срабатывании сигнализатора второй ступени снижения давления элегаза.

21.1.5 При снижении давления элегаза выключателя и срабатывании сигнализатора второй ступени возможны следующие алгоритмы работы:

- блокирование операций включения и отключения;
- блокирование операции включения и автоматическое отключение с задержкой «Т SF6 Q откл» при условии, что значения токов всех фаз, протекающих через выключатель, не превышают значения уставки «I SF6 Q блок». Если значение хотя бы одного из токов превышает значение уставки, выполняется блокирование операции отключения.

С целью отстройки от возможных ложных срабатываний сигнализатора второй ступени, в качестве дополнительного условия срабатывания данных алгоритмов можно использовать сигнал срабатывания сигнализатора первой ступени.

21.1.6 При снижении давления элегаза ТТ и срабатывании сигнализатора второй ступени возможны следующие алгоритмы работы:

- блокирование операции включения выключателя;
- блокирование операции включения выключателя и автоматическое отключение с задержкой «Т SF6 ТТ откл».

С целью отстройки от возможных ложных срабатываний сигнализатора второй ступени, в качестве дополнительного условия срабатывания данных алгоритмов можно использовать сигнал срабатывания сигнализатора первой ступени.

21.2 Выбор уставок

21.2.1 В качестве значения уставки «I SF6 Q блок» рекомендуется выбрать максимальное значение рабочего тока, указанное в эксплуатационной документации на выключатель, при котором допустимо его отключение в случае срабатывания сигнализатора давления элегаза второй ступени.

21.2.2 В качестве значений уставок «Т SF6 Q откл» и «Т SF6 ТТ откл» задержек автоматического отключения при потере элегаза рекомендуется принять минимально возможное нулевое значение (при условии использования дополнительного контроля срабатывания сигнализатора первой ступени), с целью исключения дальнейшего снижения давления элегаза в оборудовании, находящемся в работе.

22 РАСЧЕТ УСТАВОК - УРОВ

22.1 Общие сведения

22.1.1 В соответствии с п. 3.2.18 ПУЭ [1] функция УРОВ должна быть предусмотрена в электроустановках напряжением 110 – 500 кВ.

22.1.2 В устройстве реализован алгоритм так называемого «индивидуального» УРОВ, действующий при отказе выключателя стороны ВН трансформатора на отключение выключателей, смежных с отказавшим.

22.1.3 Обязательным условием пуска УРОВ является наличие тока, протекающего через резервируемый выключатель, выявляемое по факту превышения действующим значением максимального из фазных токов стороны ВН значения уставки «Iуров».

22.1.4 Предусмотрено два режима работы алгоритма:

- УРОВ с дублированным пуском;
- УРОВ с автоматической проверкой исправности выключателя.

22.1.5 В режиме с дублированным пуском в цепи пуска УРОВ осуществляется дополнительный контроль отсутствия сигнала реле положения «Включено» на входе «РПВ ВН», исключающий

срабатывание УРОВ в случае, когда сигнал отключения резервируемого выключателя подан не был. Срабатывание УРОВ выполняется с задержкой «**Туров**».

22.1.6 В режиме с автоматической проверкой исправности выключателя осуществляется формирование команды отключения резервируемого выключателя (действие «УРОВ на себя») с задержкой «**Туров НС**» и срабатывание УРОВ с большей задержкой по времени «**Туров**». Действие «УРОВ на себя» выполняется только в случае внешнего пуска УРОВ сигналом на логическом входе «**Пуск УРОВ внеш.**», непосредственно не оказывающим действия на цепи отключения резервируемого выключателя.

22.1.7 В алгоритме предусмотрена возможность ускорения УРОВ, исключающая задержку срабатывания, в случае срабатывания сигнализатора второй ступени снижения давления элегаза выключателя и блокировании операции отключения.

22.2 Выбор уставок УРОВ

22.2.1 В качестве значения уставки «**туров**» следует выбрать минимально возможное значение (0,1 А – для номинального вторичного тока 1 А; 0,5 А – для номинального вторичного тока 5 А).

22.2.2 Вследствие того, что основной задачей действия «УРОВ на себя» является минимизация ущерба (отключение только выключателя стороны ВН) в результате прихода ложного сигнала «**Пуск УРОВ внеш.**», в качестве задержки срабатывания «**Туров НС**» можно принять минимально возможное нулевое значение.

22.2.3 Расчет задержки «**Туров**» срабатывания УРОВ следует выполнять по формуле

$$T_{\text{уров}} = t_{\text{выкл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{отс}} \quad , \quad (22.1)$$

$t_{\text{выкл}}$	с	максимальное полное время отключение выключателя, с учетом времени действия промежуточных реле в цепи отключения
$t_{\text{возвр}} = 0,02$	с	максимальное время возврата токового пускового органа УРОВ
$t_{\text{отс}} = 0,1$	с	время отстройки, обеспечивающее запас надежности отстройки УРОВ

Минимально допустимое значение уставки «**Туров**» составляет **0,2** с.

23 РАСЧЕТ УСТАВОК - АРКТ

23.1 Общие сведения

23.1.1 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения установлены ГОСТ [11].

23.1.2 При некачественном чрезмерно низком или высоком напряжении потребители и энергосистемы несут прямые убытки от порчи продукции, недоиспользования мощностей,

замедления технологического процесса, преждевременного износа изоляции и потерь электроэнергии.

23.1.3 Устройства РПН трансформаторов позволяют поддерживать напряжение в узлах нагрузки на необходимом уровне.

23.1.4 Для регулирования напряжения посредством устройства РПН может быть использовано ручное регулирование (например, путем изменения коэффициента трансформации регулятором в зависимости от сезона года), либо автоматическое регулирование с помощью функций АРКТ.

23.1.5 Функции АРКТ позволяют:

- поддерживать напряжение на заданном уровне, путем формирования команд на переключение регулятора и, тем самым, изменения коэффициента трансформации;
- автоматически изменять уставку напряжения поддержания, в зависимости от тока нагрузки, для учета падения напряжения от узла нагрузки до потребителей (встречное регулирование напряжения).

23.1.6 В режиме автоматического регулирования устройство сравнивает напряжение стороны НН трансформатора с уставкой напряжения поддержания. Предусмотрено задание до четырех значений («Упод1», «Упод2», «Упод3» и «Упод4») уставки напряжения поддержания и оперативный выбор значения, используемого для регулирования.

Команды переключения устройства РПН формируются с задержками по времени в случае, если напряжение на стороне НН отличается от напряжения поддержания на величину, равную или превышающую значение уставки полуширины зоны нечувствительности «**du АРКТ**».

23.1.7 Вопрос необходимости регулирования напряжения должен решаться на основе экономического сравнения стоимости затрат, связанных с некачественным напряжением сети, со стоимостью затрат на регулирование напряжения.

23.2 Выбор уставок АРКТ

23.2.1 Порядок использования функций АРКТ значительным образом зависит от топологии сети на стороне НН, характера и графиков нагрузки, графика изменения напряжения в центре питания на стороне ВН.

Ниже даны общие рекомендации, которые могут быть использованы наряду с [12] для выбора режима и параметров работы АРКТ в том или ином конкретном случае.

23.2.2 Автоматическое управление РПН не должно реагировать на кратковременные изменения напряжения. Среднее количество переключений в сутки в пересчете на срок службы устройства РПН не должно превышать установленного ресурса по количеству переключений под нагрузкой.

Согласно ГОСТ [13] срок службы устройства РПН должен быть не менее 25 лет, а ресурс по электрической износостойкости должен быть не менее:

- 100 000 переключений при номинальном токе до 1000 А (эквивалентно 10 переключениям в сутки для срока службы 25 лет);
- 50 000 переключений при номинальном токе свыше 1000 А (эквивалентно 5 переключениям в сутки для срока службы 25 лет).

Стоит отметить, что современные устройства РПН зачастую обладают значительно большим механическим ресурсом и ресурсом переключений под нагрузкой.

23.2.3 На частоту переключений устройства РПН влияют уставки:

- «**dU АРКТ**» полуширины зоны нечувствительности;
- «**Трпн 1**» и «**Трпн 2**» задержек первой и последующих команд переключения РПН;
- «**Трпн 3**» и «**Трпн 4**» задержек первой и последующих команд переключения РПН при перенапряжении в сети на стороне НН.

23.2.4 Ширина зоны нечувствительности, равная удвоенному значению уставки «**dU АРКТ**», должна превосходить значение ступени регулирования «**ΔU**» устройства РПН. В противном случае может возникнуть колебательный режим регулирования, при котором после очередного переключения значение напряжения проскакивает зону нечувствительности и устройство выдает команду на переключение в обратную сторону.

23.2.5 Значение уставок напряжения поддержания «**Упод1**», напряжения компенсации «**Укомп**» и полуширины зоны нечувствительности «**dU АРКТ**» могут быть получены в процессе построения статической характеристики нагрузки, в соответствии с методикой, описанной в [12].

23.2.6 Задержки «**Трпн 1**» первой команды переключения РПН может быть выбрана на основе анализа реального графика нагрузки потребителя в пределах 1 – 3 минут (в соответствии с рекомендациями [12]).

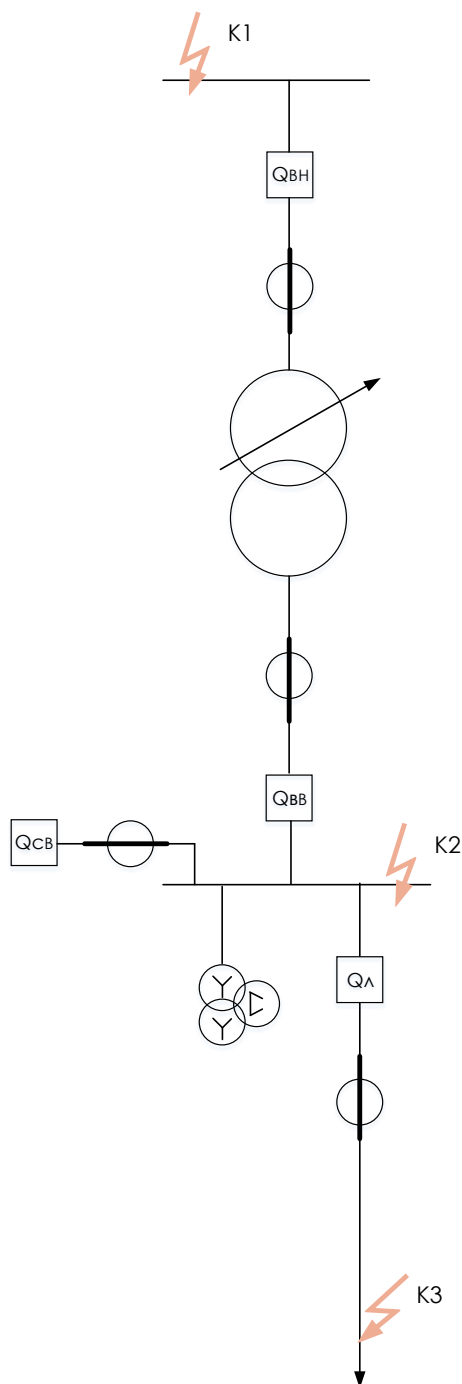
23.2.7 Значение уставки «**Укомп макс**» максимального напряжения компенсации должно быть рассчитано для максимального рабочего тока трансформатора в режимах систематических и аварийных перегрузок.

23.2.8 Значение уставки «**Iном аркт**» следует принять равным значению номинального тока защищаемого трансформатора, рассчитанному по формуле 10.3.

23.2.9 Значение уставки «**Uрпн мин**» может быть принято равным **70 В** вторичных по условию обеспечения срабатывания блокирующего органа при повреждениях вторичных цепей ТН. Отстройка значения уставки «**Uрпн мин**» от режимов КЗ и самозапуска электрических двигателей не требуется, вследствие больших задержек срабатывания функций АРКТ.

24 ПРИМЕР РАСЧЕТА УСТАВОК ФУНКЦИЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ДВУХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

24.1 Исходные данные



Параметры трансформатора:

тип – ТМН-6300/110-У1

$S_{\text{ном}} = 6300$ - номинальная мощность, кВА

$U_{\text{ном ВН}} = 115$ - номинальные напряжения стороны ВН, кВ

$U_{\text{ном НН}} = 11$ - номинальные напряжения стороны НН, кВ

$\Delta U_{\text{рпн}} = 1,78$ - шаг РПН, %

$N_{\text{рпн}+} = 5$ - количество ступеней РПН, используемых для регулирования напряжения в большую сторону

$N_{\text{рпн}-} = 9$ - количество ступеней РПН, используемых для регулирования напряжения в меньшую сторону

Параметры ТТ и ТН:

$k_{\text{ТТ ВН}} = 100/5$ - коэффициент трансформации ТТ ВН

$k_{\text{ТТ НН}} = 600/5$ - коэффициент трансформации ТТ НН

$k_{\text{ТН НН}} = 10000/100$ - коэффициент трансформации ТН НН

Режимы работы:

$k_{\text{перегрузки}} = 1,4$ - кратность длительно возможной перегрузки трансформатора

$k_{\text{нагрузки}} = 0,7$ - кратность тока нагрузки своей секции шин относительно номинального тока трансформатора

$U_{\text{ном сети НН}} = 10500$ - среднее номинальное напряжение сети на стороне НН, В

Токи и напряжения КЗ, приведенные к стороне ВН:

КЗ в точке К1 – на шинах ВН

$I_{\text{кз макс ВН}} = 2475$ - максимальный ток трехфазного КЗ, А

$I_{\text{кз мин ВН}} = 2125$ - минимальный ток трехфазного КЗ, А

КЗ в точке К2 – на шинах НН

$I_{\text{кз макс НН}} = 346$ - максимальный ток трехфазного КЗ, А

$I_{\text{кз мин НН}} = 234$ - минимальный ток трехфазного КЗ, А

КЗ в точке К3 – в конце зоны резервирования

$I_{\text{кз мин рез}} = 129$ - минимальный ток трехфазного КЗ, А

$U_{\text{кз макс НН}} = 5070$ - максимальное линейное напряжение на шинах НН при трехфазном КЗ, В

$U_{2 \text{ кз мин НН}} = 1710$ - минимальное напряжение обратной последовательности на шинах НН при двухфазном КЗ, В

Уставки защит, с которыми производится согласование, приведенные к стороне ВН:

$I_{\text{MTЗ СВ НН}} = 28$ - уставка срабатывания МТЗ на присоединении СВ НН, А

$T_{\text{MTЗ СВ НН}} = 1,1$ - задержка срабатывания МТЗ на присоединении СВ НН, с

$I_{\text{MTЗ пред макс}} = 2,63$ – максимальная уставка срабатывания МТЗ присоединений своей секции шин, А

$T_{\text{MTЗ пред макс}} = 0,8$ - максимальная задержка срабатывания МТЗ присоединений своей секции шин, с

24.2 Расчет уставок

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула	Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
1. Выбор диапазона измерений токов						
1.1	Номинальный вторичный ток стороны ВН трансформатора, А	$I_{\text{ном ВН}}^{\text{втор}}$	9.1	$I_{\text{ном ВН}}^{\text{втор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}} \cdot k_{\text{тт ВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 20} = 1,58$	-	-
1.2	Номинальный ток диапазона измерений токов стороны ВН, А	$I_{\text{ном измер ВН}}$	-	$I_{\text{ном измер ВН}} = 5$ (0,25 – 500 А)	В соответствии с п. 9.2.3	$I_{\text{ном измер ВН}} = 5$
1.3	Номинальный вторичный ток стороны НН трансформатора, А	$I_{\text{ном НН}}^{\text{втор}}$	9.2	$I_{\text{ном НН}}^{\text{втор}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном НН}} \cdot k_{\text{тт НН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 120} = 2,76$	-	-
1.4	Номинальный ток диапазона измерений токов стороны НН, А	$I_{\text{ном измер НН}}$	-	$I_{\text{ном измер НН}} = 5$ (0,25 – 500 А)	В соответствии с п. 9.2.3	$I_{\text{ном измер НН}} = 5$
1.5	Проверка входов измерения токов ВН	-	9.3	$I_{\text{макс измер ВН}} \geq \frac{k_a \cdot I_{\text{кз макс ВН}}}{k_{\text{тт ВН}}} \quad 500 \geq \frac{2 \cdot 2457}{20} = 246$	Условие выполняется	-
1.6	Проверка входов измерения токов НН	-	9.4	$I_{\text{макс измер НН}} \geq \frac{k_a \cdot I_{\text{кз макс НН}}}{k_{\text{тт НН}}} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{U_{\text{ном НН}}} \quad 500 \geq \frac{2 \cdot 346}{120} \cdot \frac{115}{11} = 61$	Условие выполняется	-
2. Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ)						
2.1	Номинальный ток обмотки ВН трансформатора, А	$I_{\text{ном ВН}}$	10.3	$I_{\text{ном ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном ВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63$	-	-
2.2	Максимальный ток небаланса в режиме внешнего КЗ, о.е.	$I_{\text{нб расч макс}}$	10.2	$I_{\text{нб расч макс}} = \frac{(k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн}+(-)} + \Delta f)}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз макс НН}}}{I_{\text{ном ВН}}} = \frac{(2,5 \cdot 10 + 9 \cdot 1,78 + 5)}{100} \cdot \frac{345,9}{31,63} = 5,03$	-	-
2.3	Уставка срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса, о.е.	$I_{\text{дто}}$	10.1	$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч макс}} = 1,3 \cdot 5,03 = 6,55$	-	-
2.4	Уставка срабатывания ДТО по условию отстройки от БТН, о.е.	$I_{\text{дто}}$	-	$I_{\text{дто}} = 6,00$	В соответствии с п. 10.2.4	-
2.5	Выбранное значение уставки срабатывания ДТО, о.е.	$I_{\text{дто}}$	-	-	максимальное значение из п.п. 1.2 и 2.4	$I_{\text{дто}} = 6,55$
2.6	Уставка ток начала торможения первого участка ДЗТ, о.е.	$I_{\text{торм1}}$	-	-	В соответствии с п. 10.3.2	$I_{\text{торм1}} = 1,00$
2.7	Уставка ток начала торможения второго участка ДЗТ, о.е.	$I_{\text{торм2}}$	-	-	В соответствии с п. 10.3.2	$I_{\text{торм2}} = 2,00$
2.8	Ток небаланса, соответствующий току начала	$I_{\text{нб расч1}}$	10.5	$I_{\text{нб расч1}} = \frac{(k_{\text{пер1}} \cdot \varepsilon_1 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн}+(-)} + \Delta f)}{100} \cdot I_{\text{торм1}} = \frac{(1 \cdot 10 + 9 \cdot 1,78 + 5)}{100} \cdot 1 = 0,31$	-	-

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула	Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
	торможения первого участка, о.е.					
2.9	Уставка начального тока срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{\text{дзт}}$	10.4	$I_{\text{дзт}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч1}} = 1,3 \cdot 0,31 = 0,41$	-	$I_{\text{дзт}} = 0,41$
2.10	Ток небаланса, соответствующий току начала торможения второго участка, о.е.	$I_{\text{нб расч2}}$	10.8	$I_{\text{нб расч2}} = \frac{(k_{\text{пер2}} \cdot \varepsilon_2 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн+(-)}} + \Delta f)}{100} \cdot I_{\text{торм2}} = \frac{(1,5 \cdot 10 + 9 \cdot 1,78 + 5)}{100} \cdot 2 = 0,72$	-	-
2.11	Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения, равном току начала торможения второго участка, о.е.	$I_{\text{дзт2}}$	10.7	$I_{\text{дзт2}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч2}} = 1,3 \cdot 0,72 = 0,94$	-	-
2.12	Уставка коэффициента торможения первого участка ДЗТ	$k_{\text{торм1}}$	10.6	$k_{\text{торм1}} = \frac{I_{\text{дзт2}} - I_{\text{дзт}}}{I_{\text{торм2}} - I_{\text{торм1}}} = \frac{0,94 - 0,41}{2 - 1} = 0,53$	-	$k_{\text{торм1}} = 0,53$
2.13	Ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, о.е.	$I_{\text{торм дто}}$	10.1 9	$I_{\text{торм дто}} = \frac{I_{\text{кз макс НН}}}{I_{\text{ном ВН}}} - \frac{I_{\text{нб расч макс}}}{2} = \frac{346}{31,63} - \frac{5,03}{2} = 8,42$	-	-
2.14	Уставка коэффициента торможения второго участка ДЗТ	$k_{\text{торм2}}$	10.9	$k_{\text{торм2}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч макс}} - I_{\text{дзт2}}}{I_{\text{торм дто}} - I_{\text{торм2}}} = \frac{1,3 \cdot 5,03 - 0,94}{8,42 - 2} = 0,88$	-	$k_{\text{торм2}} = 0,88$
2.15	Уставка тока срабатывания ДЗТ грубого органа, о.е.	$I_{\text{дзт г}}$	10.1 1	$I_{\text{дзт г}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}} = 1,1 \cdot 1,4 = 1,54$	-	$I_{\text{дзт г}} = 1,54$
2.16	Уставка задержки срабатывания ДЗТ, с	$T_{\text{дзт}}$	-	-	В соответствии с п. 10.3.7	$T_{\text{дзт}} = 0,00$
2.17	Уставка блокирования ДЗТ по второй гармонике, о.е.	ИПБ 2Г	-	-	В соответствии с п. 10.3.8	ИПБ 2Г = 0,15
2.18	Уставка максимальной длительности перекрестного блокирования, с	$T_{\text{пб 2Г}}$	-	-	В соответствии с п. 10.3.9	$T_{\text{пб 2Г}} = 2,00$
2.19	Относительное значение минимального тока КЗ на выводах трансформатора, о.е.	$I_{\text{кз мин}}$	10.1 5	$I_{\text{кз мин}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{I_{\text{ном ВН}}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{234}{31,63} = 6,41$	-	-
2.20	Уставка срабатывания ДЗТ при минимальном токе КЗ на выводах трансформатора, о.е.	$I_{\text{дзт сраб}}$	10.1 4	$I_{\text{дзт сраб}} = \left(\frac{I_{\text{кз мин}}}{2} - I_{\text{торм2}} \right) \cdot k_{\text{торм2}} + I_{\text{дзт2}} = \left(\frac{6,41}{2} - 2 \right) \cdot 0,88 + 0,94 = 2,00$	-	-
2.21	Коэффициент чувствительности ДЗТ	$k_{\text{ч}}$	10.1 6	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз мин}}}{I_{\text{дзт сраб}}} = \frac{6,41}{2,00} = 3,21$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
2.22	Коэффициент чувствительности грубого органа ДЗТ	$k_{\text{ч г}}$	10.1 7	$k_{\text{ч г}} = \frac{I_{\text{кз мин}}}{I_{\text{дзт г}}} = \frac{6,41}{1,54} = 4,16$	$k_{\text{ч г}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
2.23	Уставка тока срабатывания сигнализации небаланса, о.е.	$I_{\text{нб}}$	10.1 8	$I_{\text{нб}} = k_{\text{отс нб}} \cdot I_{\text{нб расч1}} = 1,05 \cdot 0,31 = 0,33$	-	$I_{\text{нб}} = 0,33$

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула		Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
2.24	Уставка задержки срабатывания сигнализации небаланса, с	$T_{нб}$	-	-	-	В соответствии с п. <u>10.4.3</u>	$T_{нб} = 10,00$
3. Токовая отсечка стороны ВН (ТО ВН)							
3.1	Уставка тока срабатывания ТО ВН по условию отстройки от тока КЗ на стороне НН, А	$I_{ТО ВН}$	<u>11.1</u>	$I_{ТО ВН} = k_{отс} \cdot I_{кз макс НН}$	$= 1,3 \cdot 346 = 449,8$	-	-
3.2	Уставка тока срабатывания ТО ВН по условию отстройки от БТН, А	$I_{ТО ВН}$	<u>11.2</u>	$I_{ТО ВН} = k_{бтн} \cdot I_{ном ВН}$	$= 6 \cdot 31,63 = 189,77$	-	-
3.3	Выбранное значение уставки тока срабатывания ТО ВН, А	$I_{ТО ВН}$	-	-	$I_{ТО ВН} = 449,8$	максимальное значение из п.п. <u>3.1</u> и <u>3.2</u>	$I_{ТО ВН} \cdot \frac{1}{k_{тт ВН}} = 449,8 \cdot \frac{5}{100} = 22,49$
3.4	Коэффициент чувствительности ТО ВН	k_q	<u>11.3</u>	$k_q = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз мин ВН}}{I_{ТО ВН}}$	$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2125}{449,8} = 4,09$	Проверку чувствительности следует выполнять в случае неиспользования ДЗТ	-
3.5	Уставка задержки срабатывания ТО ВН, с	$T_{ТО ВН}$	-	-	-	В соответствии с п. <u>11.2.1</u>	$T_{ТО ВН} = 0,00$
4. Максимальная токовая защита стороны НН (МТЗ НН)							
4.1	Уставка тока срабатывания МТЗ НН по условию отстройки от режима самозапуска, А	$I_{МТЗ НН}$	<u>12.1</u>	$I_{МТЗ НН} = \frac{k_{отс} \cdot k_{зап} \cdot k_{перегрузки}}{k_B} \cdot I_{ном ВН}$	$= \frac{1,2 \cdot 5 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 31,63 = 279,66$	-	-
4.2	Уставка тока срабатывания МТЗ НН по условию согласования с МТЗ предыдущего элемента, А	$I_{МТЗ НН}$	<u>12.2</u>	$I_{МТЗ НН} = k_{отс} \cdot (I_{МТЗ СВ НН} + \sum I_{раб})$	$= 1,1 \cdot (28 + 0,7 \cdot 31,63) = 55,16$	Согласование с уставкой МТЗ на СВ НН	-
4.3	Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ на шинах НН	k_q	<u>12.3</u>	$k_q = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз мин НН}}{I_{МТЗ НН}}$	$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{234}{279,66} = 0,72$	k_q не удовлетворяет требованиям ПУЭ. Следует использовать пуск по напряжению	-
4.4	Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ в конце зоны резервирования	k_q	<u>12.3</u>	$k_q = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{кз мин рез}}{I_{МТЗ НН}}$	$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{129}{279,66} = 0,40$	k_q не удовлетворяет требованиям ПУЭ. Следует использовать пуск по напряжению	-

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула		Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
4.5	Пересчет уставки тока срабатывания МТЗ НН по условию отстройки от режима длительно допустимой перегрузки (без учета самозапуска), А	$I_{\text{МТЗ НН}}$	12.1	$I_{\text{МТЗ НН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}}$	$= \frac{1,2 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 31,63 = 55,93$	Значение уставки, пересчитанное без учета режима самозапуска	-
4.6	Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}}$	12.3	$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{I_{\text{МТЗ НН}}}$	$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{234}{55,93} = 3,62$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
4.7	Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{\text{ч}}$	12.3	$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз мин рез}}}{I_{\text{МТЗ НН}}}$	$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{129}{55,93} = 2,00$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
4.8	Выбранное значение уставки МТЗ НН, А	$I_{\text{МТЗ НН}}$	-	-	$I_{\text{МТЗ НН}} = 55,93$	максимальное значение из п.п. 4.5 и 4.2	$I_{\text{МТЗ НН}} \cdot k_{\text{тр}} \cdot \frac{1}{k_{\text{тн НН}}} = 55,93 \cdot \frac{115}{11} \cdot \frac{1}{120} = 4,88$
4.9	Уставка линейного напряжения срабатывания ПОН, В	$U_{\text{мин МТЗ}}$	12.5	$U_{\text{мин МТЗ}} = \frac{1}{k_{\text{отс}}} \cdot U_{\text{зап}}$	$= \frac{1}{1,2} \cdot 0,7 \cdot 10500 = 6125$	-	$U_{\text{мин МТЗ}} \cdot \frac{1}{k_{\text{тн НН}}} = 6125 \cdot \frac{100}{11000} = 61,25$
4.10	Уставка напряжения обратной последовательности срабатывания ПОН, В	$U_{2 \text{ МТЗ}}$	-	-	$U_{2 \text{ МТЗ}} = 6$	В соответствии с п. 12.2.5.5	$U_{2 \text{ МТЗ}} = 6,00$
4.11	Коэффициент чувствительности уставки линейного напряжения ПОН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{\text{ч} U}$	12.6	$k_{\text{ч} U} = \frac{U_{\text{мин МТЗ}}}{U_{\text{кз макс НН}}}$	$= \frac{6125}{5070} = 1,21$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
4.12	Коэффициент чувствительности уставки напряжения обратной последовательности ПОН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{\text{ч} U2}$	12.7	$k_{\text{ч} U2} = \frac{U_{2 \text{ кз мин НН}}}{U_{2 \text{ МТЗ}} \cdot k_{\text{тн НН}}}$	$= \frac{1710}{6 \cdot 100} = 2,85$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
4.13	Уставка задержки срабатывания МТЗ НН на отключение СВ НН, с	$T_{\text{МТЗ НН СВ}}$	-	-	-	В соответствии с уставкой МТЗ, установленной на СВ	$T_{\text{МТЗ НН СВ}} = 1,10$
4.14	Уставка задержки срабатывания МТЗ НН на отключение ВВ НН, с	$T_{\text{МТЗ НН}}$	-	$T_{\text{МТЗ НН}} = T_{\text{МТЗ НН СВ}} + \Delta t$	$= 1,1 + 0,3 = 1,4$	Значение ступени селективности принято равным 0,3 с	$T_{\text{МТЗ НН}} = 1,40$

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула		Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
4.15	Уставка задержки отключения трансформатора от МТЗ НН, с	$T_{\text{МТЗ НН Т}}$	-	$T_{\text{МТЗ НН Т}} = \Delta t$	$= 0,3$	Значение ступени селективности принято равным 0,3 с	$T_{\text{МТЗ НН Т}} = 0,30$
4.16	Уставка тока срабатывания МТЗ НН при отключенном СВ НН по условию отстройки от режима длительно допустимой перегрузки, А	$I_{\text{МТЗ НН ч}}$	12.1	$I_{\text{МТЗ НН ч}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{нагрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}}$	$= \frac{1,2 \cdot 0,7}{0,95} \cdot 31,63 = 27,97$	Максимальная нагрузка в режиме с отключенным СВ НН принята равной 70% от номинальной	-
4.17	Уставка тока срабатывания МТЗ НН при отключенном СВ НН по условию согласования с МТЗ предыдущего элемента, А	$I_{\text{МТЗ НН ч}}$	12.2	$I_{\text{МТЗ НН ч}} = k_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{МТЗ пред макс}} + \Sigma I_{\text{раб}})$	$= 1,1 \cdot (2,63 + 0,7 \cdot 31,63) = 27,25$	-	-
4.18	Выбранное значение уставки МТЗ НН при отключенном СВ НН, А	$I_{\text{МТЗ НН ч}}$	-	-	$I_{\text{МТЗ НН ч}} = 27,97$	максимальное значение из п.п. 4.16 и 4.17	$I_{\text{МТЗ НН ч}} \cdot k_{\text{тр}} \cdot \frac{1}{k_{\text{тт НН}}} = 27,97 \cdot \frac{115}{11} \cdot \frac{1}{120} = 2,44$
4.19	Коэффициент чувствительности МТЗ НН при отключенном СВ НН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}}$	12.3	$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{I_{\text{МТЗ НН ч}}}$	$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{234}{27,97} = 7,25$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
4.20	Коэффициент чувствительности МТЗ НН при отключенном СВ НН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{\text{ч}}$	12.3	$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\text{кз мин рез}}}{I_{\text{МТЗ НН ч}}}$	$= \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{129}{27,97} = 3,99$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
4.21	Уставка задержки срабатывания МТЗ НН при отключенном СВ НН на отключение ВВ НН, с	$T_{\text{МТЗ НН ч}}$	-	-	-	В соответствии с уставкой МТЗ, установленной на СВ	$T_{\text{МТЗ НН ч}} = 1,10$
5. Максимальная токовая защита стороны ВН (МТЗ ВН)							
5.1	Уставка тока срабатывания МТЗ ВН по условию отстройки от режима самозапуска, А	$I_{\text{МТЗ ВН}}$	13.1	$I_{\text{МТЗ ВН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}}$	$= \frac{1,2 \cdot 5 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 31,63 = 279,66$	-	-
5.2	Уставка тока срабатывания МТЗ НН по условию согласования с МТЗ предыдущего элемента, А	$I_{\text{МТЗ ВН}}$	13.2	$I_{\text{МТЗ ВН}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{МТЗ НН}}$	$= 1,1 \cdot 55,93 = 61,53$	Согласование с уставкой МТЗ НН	-
5.3	Коэффициент чувствительности МТЗ ВН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}}$	13.3	$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{I_{\text{МТЗ ВН}}}$	$= 1 \cdot \frac{234}{279,66} = 0,84$	$k_{\text{ч}}$ не удовлетворяет требованиям ПУЭ. Следует	-

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула		Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
						использовать пуск по напряжению	
5.4	Пересчет уставки тока срабатывания МТЗ ВН по условию отстройки от режима длительно допустимой перегрузки (без учета самозапуска), А	$I_{\text{МТЗ ВН}}$	13.1	$I_{\text{МТЗ ВН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}}$	$= \frac{1,2 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 31,63 = 55,93$	Значение уставки, пересчитанное без учета режима самозапуска	-
5.5	Коэффициент чувствительности МТЗ ВН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}}$	13.3	$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{I_{\text{МТЗ ВН}}}$	$= 1 \cdot \frac{234}{61,53} = 3,80$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
5.6	Выбранное значение уставки МТЗ ВН, А	$I_{\text{МТЗ ВН}}$	-	-	$I_{\text{МТЗ ВН}} = 61,53$	максимальное значение из п.п. 5.5 и 5.2	$I_{\text{МТЗ ВН}} \cdot \frac{1}{k_{\text{тт ВН}}} = 61,53 \cdot \frac{5}{100} = 3,08$
5.7	Уставка задержки срабатывания МТЗ ВН, с	$T_{\text{МТЗ ВН}}$	-	$T_{\text{МТЗ ВН}} = T_{\text{МТЗ НН}} + \Delta t$	$= 1,4 + 0,3 = 1,7$	Значение ступени селективности принято равным 0,3 с	$T_{\text{МТЗ ВН}} = 1,70$
5.8	Уставка тока срабатывания МТЗ ВН при отключенном СВ НН по условию отстройки от режима длительно допустимой перегрузки, А	$I_{\text{МТЗ ВН ч}}$	13.1	$I_{\text{МТЗ ВН ч}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}}$	$= \frac{1,2 \cdot 0,7}{0,95} \cdot 31,63 = 27,97$	Максимальная нагрузка в режиме с отключенным СВ НН принята равной 70% от номинальной	-
5.9	Уставка тока срабатывания МТЗ ВН при отключенном СВ НН по условию согласования с МТЗ предыдущего элемента, А	$I_{\text{МТЗ ВН ч}}$	13.2	$I_{\text{МТЗ ВН ч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{МТЗ НН ч}}$	$= 1,1 \cdot 27,97 = 30,76$	-	-
5.10	Выбранное значение уставки МТЗ ВН при отключенном СВ НН, А	$I_{\text{МТЗ ВН ч}}$	-	-	$I_{\text{МТЗ НН ч}} = 30,76$	максимальное значение из п.п. 4.16 и 4.17	$I_{\text{МТЗ НН ч}} \cdot \frac{1}{k_{\text{тт ВН}}} = 30,76 \cdot \frac{1}{20} = 1,54$
5.11	Коэффициент чувствительности МТЗ ВН при отключенном СВ НН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}}$	13.3	$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{кз мин НН}}}{I_{\text{МТЗ ВН ч}}}$	$= 1 \cdot \frac{234}{30,76} = 7,61$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
5.12	Уставка задержки срабатывания МТЗ ВН при отключенном СВ НН, с	$T_{\text{МТЗ ВН ч}}$	-	$T_{\text{МТЗ ВН ч}} = T_{\text{МТЗ НН ч}} + \Delta t$	$= 1,1 + 0,3 = 1,4$	Значение ступени селективности принято равным 0,3 с	$T_{\text{МТЗ ВН ч}} = 1,40$

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула		Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
6. Защита от перегрузки (ЗП)							
6.1	Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки, А	$I_{зп}$	14.1	$I_{зп} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном\ ВН}$	$= \frac{1,05}{0,95} \cdot 31,63 = 34,96$		$I_{зп} \cdot \frac{1}{k_{тт\ ВН}}$ $= 34,96 \cdot \frac{1}{20} = 1,75$
6.2	Уставка задержки срабатывания ЗП, с	$T_{зп}$	-	-	-	В соответствии с п. 14.2.2	$T_{зп} = 10,00$
7. Логическая защита шин (ЛЗШ)							
7.1	Уставка задержки срабатывания ЛЗШ, с	$T_{лзш}$	-	-	$T_{лзш} = 0,1$	В соответствии с п. 15.2.2	$T_{лзш} = 0,10$
8. Логическая защита трансформатора (ЛЗТ)							
8.1	Уставка задержки срабатывания ЛЗТ, с	$T_{лзт}$	-	-	$T_{лзт} = 0,5$	В соответствии с п. 15.3.3	$T_{лзш} = 0,50$
9. Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)							
9.1	Уставка пускового органа ЗДЗ по току, А	$I_{здз}$	16.1	$I_{здз} = \frac{k_{отс} \cdot k_{перегрузки}}{k_{в}} \cdot I_{ном\ ВН}$	$= \frac{1,2 \cdot 1,4}{0,95} \cdot 31,63 = 55,93$	-	$I_{здз} \cdot \frac{1}{k_{тт\ ВН}}$ $= 55,93 \cdot \frac{1}{20} = 2,80$
10. Токовая защита обратной последовательности стороны НН (ТЗОП НН)							
10.1	Уставка тока срабатывания ТЗОП НН по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме, А	$I_{2тзоп\ НН}$	17.1	$I_{2тзоп\ НН} = \frac{k_{нб} \cdot k_{перегрузки}}{k_{в}} \cdot I_{ном\ ВН}$	$= \frac{0,1 \cdot 1,4}{0,95} 31,63 = 4,66$	-	-
10.2	Уставка тока срабатывания ТЗОП НН по условию согласования с МТЗ предыдущего элемента, А	$I_{2тзоп\ НН}$	17.2	$I_{2тзоп\ НН} = k_{отс} \cdot \frac{I_{мтз\ пред\ макс}}{\sqrt{3}}$	$= 1,1 \cdot \frac{28}{\sqrt{3}} = 17,78$	Согласование с уставкой МТЗ на СВ НН	-
10.3	Выбранное значение уставки тока срабатывания ТЗОП НН, А	$I_{2тзоп\ НН}$	-	-	$I_{2тзоп\ НН} = 17,78$	максимальное значение из п.п. 10.1 и 10.2	$I_{2тзоп\ НН} \cdot k_{тр} \cdot \frac{1}{k_{тт\ НН}}$ $= 17,78 \cdot \frac{115}{11} \cdot \frac{1}{120}$ $= 1,55$
10.4	Коэффициент чувствительности ТЗОП НН к КЗ на шинах НН	$k_{ч}$	17.3	$k_{ч} = \frac{I_{кз\ мин\ НН}}{2 \cdot I_{2тзоп\ НН}}$	$= \frac{234}{2 \cdot 17,78} = 6,58$	$k_{ч}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
10.5	Коэффициент чувствительности ТЗОП НН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{ч}$	17.3	$k_{ч} = \frac{I_{кз\ мин\ рез}}{2 \cdot I_{2тзоп\ НН}}$	$= \frac{129}{2 \cdot 17,78} = 3,63$	$k_{ч}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
10.6	Уставка задержки срабатывания ТЗОП НН на отключение ВВ НН, с	$T_{тзоп\ НН}$	-	$T_{тзоп\ НН} = T_{мтз\ НН}$	$= 1,4$	В соответствии с п. 17.2.1.5	$T_{тзоп\ НН} = 1,40$

№ п.п.	Величина	Обозначение	Формула		Расчет	Примечание	Значение для ввода в устройство
10.7	Уставка задержки отключения трансформатора от ТЗОП НН, с	$T_{\text{ТЗОП НН Т}}$	-	$T_{\text{ТЗОП НН Т}} = T_{\text{МТЗ НН Т}}$	= 0,3	В соответствии с п. <u>17.2.1.6</u>	$T_{\text{ТЗОП НН Т}} = 0,30$
11. Токовая защита обратной последовательности стороны ВН (ТЗОП ВН)							
11.1	Уставка тока срабатывания ТЗОП ВН по условию согласования с ТЗОП НН, А	$I_{2\text{ТЗОП ВН}}$	<u>17.4</u>	$I_{2\text{ТЗОП ВН}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{2\text{ТЗОП НН}}$	= 1,1 · 17,78 = 19,56	-	$I_{2\text{ТЗОП ВН}} \cdot \frac{1}{k_{\text{тт ВН}}} = 19,56 \cdot \frac{1}{20} = 0,98$
11.2	Коэффициент чувствительности ТЗОП ВН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}}$	<u>17.5</u>	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин НН}}}{2 \cdot I_{2\text{ТЗОП ВН}}}$	= $\frac{234}{2 \cdot 19,56} = 5,98$	$k_{\text{ч}}$ удовлетворяет требованиям ПУЭ	-
11.3	Уставка задержки срабатывания ТЗОП ВН, с	$T_{\text{ТЗОП ВН}}$	-	$T_{\text{ТЗОП ВН}} = T_{\text{МТЗ ВН}}$	= 1,7	В соответствии с п. <u>17.3.1.3</u>	$T_{\text{ТЗОП ВН}} = 1,70$
12. Газовая защита (ГЗ)							
12.1	Уставка задержки срабатывания первой ступени ГЗ, с	$T_{\text{ГЗ 1}}$	-	-	$T_{\text{ГЗ 1}} = 0$	В соответствии с п. <u>19.2.1</u>	$T_{\text{ГЗ 1}} = 0,00$
12.2	Уставка задержки срабатывания второй ступени ГЗ, с	$T_{\text{ГЗ 2}}$	-	-	$T_{\text{ГЗ 2}} = 0$	В соответствии с п. <u>19.2.1</u>	$T_{\text{ГЗ 2}} = 0,00$
12.3	Уставка задержки срабатывания ГЗ РПН, с	$T_{\text{ГЗ рпн}}$	-	-	$T_{\text{ГЗ рпн}} = 0$	В соответствии с п. <u>19.2.1</u>	$T_{\text{ГЗ рпн}} = 0,00$
12.4	Уставка задержки срабатывания контроля изоляции цепей ГЗ, с	$T_{\text{ки гз}}$	-	-	$T_{\text{ки гз}} = 0$	В соответствии с п. <u>19.2.2</u>	$T_{\text{ки гз}} = 0,00$
12.5	Уставка задержки срабатывания сигнализации отсутствия питания цепей ГЗ, с	$T_{\text{ГЗ сигн}}$	-	-	$T_{\text{ГЗ сигн}} = 10$	Отстроена с запасом от времени действия защит и АВР цепей питания	$T_{\text{ГЗ сигн}} = 10,00$
13. УРОВ							
13.1	Уставка токового органа УРОВ, А	$I_{\text{уров}}$	-	-	$I_{\text{уров}} = 0,5$	В соответствии с п. <u>22.2.1</u>	$I_{\text{уров}} = 0,50$
13.2	Уставка задержки срабатывания УРОВ, с	$T_{\text{уров}}$	<u>22.1</u>	$T_{\text{уров}} = t_{\text{выкл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{отс}}$	= 0,045 + 0,02 + 0,1 = 0,165	В соответствии с п. <u>22.2.1</u>	$T_{\text{уров}} = 0,20$

25 ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок. Шестое издание;
2. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейной защиты. Экспериментальная и расчетная проверки. Конспект лекций. Издание 2-ое, дополненное. Минтопэнерго РФ. 2000.
3. РД 153-34.0-35.301-2002. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, - 96 с., ил.
5. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Энергосервис. Москва. 2003.
6. Дроздов А.Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите. М. – Л., издательство «Энергия», 1965. 240 с. с черт. и илл.
7. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
8. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр. ил.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Энергосервис. Москва. 2003.
10. Руководство по эксплуатации МТ.ЛАЙМ.006.РЭ.
11. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
12. Михалков А.В. Что нужно знать о регулировании напряжения. Изд. 3-е перер. и доп. М., «Энергия», 1971.
13. ГОСТ 24126-80. Устройства регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия
14. Циглер Г. Цифровые устройства дифференциальной защиты. Принципы и область применения: пер. с англ. / под ред. чл.-корр. РАН А.Ф. Дьякова. – М.: Энергоиздат, 2005. – 273 с.



Микропроцессорные
технологии

www.i-mt.net
8 800 555 25 11
01@i-mt.net